MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Gabinete do Ministro
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, 8º andar, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61) 2032-5041 / gabinete@mme.gov.br

Ofício nº 464/2024/GM-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

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

Assunto: Requerimento de Informação nº 2.662/2024, de autoria da Deputada Federal Adriana Ventura (NOVO/SP) e outros.

Senhor Primeiro-Secretário,

1. Faço referência ao Ofício 1ªSec/RI/E/nº 241, de 22 de agosto de 2024, da Câmara dos Deputados, o qual Vossa Excelência encaminha o Requerimento de Informação nº 2.662/2024, de autoria da Deputada Federal Adriana Ventura (NOVO/SP) e outros, por meio do qual *"Requer informações ao Ministro de Minas e Energia sobre tratativas e negociações da pasta e da Agência Nacional de Energia Elétrica com empresas do Grupo J&F".*

2. A esse respeito, encaminho a Vossa Excelência os seguintes documentos com esclarecimentos sobre o assunto:

I - Despacho SNEE (SEI nº 0957125), Despacho CGDE (SEI nº 0954288), que aprovaram a Nota Informativa nº 14/2024/CGDE/DPSE/SNEE (SEI nº 0950156) e seus anexos (SEI nº 0942649, nº 0954943 e nº 0955971), a qual tem por objeto as respostas aos questionamentos constantes do **Quesito 1** (alíneas "*a*" a "*i*") do RIC nº 2662/2024;

II - Despacho SNPGB (SEI nº 0952440), que aprovou a Nota Informativa nº 6/2024/DGN/SNPGB (SEI nº 0951909), acompanhada dos anexos (SEI nº 0951568, nº 0951595, nº 0951569 e nº 0952408), a qual contempla os esclarecimentos contidos no **Quesito 2** (alíneas "*a*" a "*h*"); e

III - Ofício nº 98/2024-AID/ANEEL (SEI nº 0953399) e seu anexo (SEI nº 0957762), o qual tem por objeto as respostas às indagações constantes do **Quesito 1** (alíneas "*h*" e "*i*") e do **Quesito 3** (alíneas "*a*" a "*f*").

Atenciosamente,

ALEXANDRE SILVEIRA
Ministro de Estado de Minas e Energia

Documento assinado eletronicamente por **Alexandre Silveira de Oliveira**, **Ministro de Estado de Minas e Energia**, em 20/09/2024, às 16:55,

conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0957885** e o código CRC **171A79DB**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48300.000937/2024-11 SEI nº 0957885

COMITÊ 1

Disponibilidade do Gás Natural

RELATÓRIO DO GRUPO DE TRABALHO DO PROGRAMA GÁS PARA EMPREGAR

ABRIL DE 2024

GÁS PARA EMPREGAR

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Alexandre Silveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valerio

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

Diretor do Departamento de Gás Natural
Marcello Gomes Weydt

Ministério de Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios – Bloco "U" – 9º andar

70065-900 – Brasília – DF

Tel.: (55 61) 2032 5555

www.mme.gov.br

Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar

Comitê 1

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Regina Freitas Fernandes – Líder do Comitê 1

Adriana Queiroz Ramos – Suplente do Comitê 1

Participantes do Comitê 1

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

Bruno Vieira Gullo

Gabriel Bastos Pereira

Guilherme Eduardo Papaterra

Leandro Mitraud Alves

Mário Jorge Figueira Confort

Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)

André Pompeo

Cassio Adriano Nunes Teixeira

Ricardo Cunha da Costa

Casa Civil da Presidência da República (CC/PR)

Anderson Barreto Arruda

Anderson Lozi

Cleyton Miranda Barros

João Henrique lima

Julia Sechi Nazareno

Karla Branquinho

Leila Przytyk

Odenir Jose Reis

Regis Fontana Pinto

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Aline Maria dos Santos

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Deise dos Santos Trindade Ribeiro

Heloisa Borges Bastos Esteves

Marcelo Ferreira Alfradique

Marcos Frederico Farias de Souza

Pericles de Abreu Brumati

Roberta de Albuquerque Cardoso

Victor Hugo Trocate da Silva

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

Adriana Arruda Pessoa

Alexandre Messa

Ana Caroline Suzuki Bellucci

Arnaldo Nobre

Brenner Ferreira Soares

Cláudio Evangelista de Carvalho

Claudio Navarro

Eliezer Lopes

João Geovane

Leonardo Durans

Luciana Machado Rodrigues

Maurício Marins Machado

Ministério da Fazenda (MF)

Carlos Cabral

Daniela Godoy Martins Corrêa

Gustavo Henrique Ferreira

Magno Antonio Calil Resende Silveira

Ministério de Minas e Energia (MME)

Annara Myrella

Carlos Agenor

Daniel Pego

Edie Andreeto

Eleazar Hepner

Fellipe Castro

Fernando Matsumoto

Jackeline Guedes

Jair Rodrigues

João Alencar

Karine Domingos

Marcello Gomes Weydt

Mariana Ferreira Carriconde de Azevedo

Mauricio Abi-Chahin

Ministério dos Transportes

George Santoro

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

Rafael Bastos

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

Cassio Giuliani

Gustavo Manfrim

Pré Sal Petróleo S.A (PPSA)

Jair R. de Salles Soares

Jorge Oscar de Sant'Anna Pizarro

Rudy Felix Ferreira

Sumário

SUMÁRIO EXECUTIVO **8**
1. INTRODUÇÃO **11**
2. AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL **13**
2.1 DIAGNÓSTICO DA SITUAÇÃO ATUAL 14
Bacia do Solimões *15*
Desafios no Desenvolvimento da Bacia do Solimões 17
Bacia do Amazonas *18*
Desafios no Desenvolvimento da Bacia do Amazonas 20
Bacia do Parnaíba *21*
Desafios no desenvolvimento da Bacia do Parnaíba 23
Bacia de Tucano do Sul *24*
Desafios no desenvolvimento de Tucano Sul 25
Bacias Onshore Maduras *25*
Bacia do Recôncavo 26
Bacia de Sergipe 27
Bacia de Alagoas 29
Bacia de Espírito Santo-Mucuri 30
Bacia Potiguar 31
Desafios no Desenvolvimento das Bacias Terrestres Maduras 33
Bacias da Margem Equatorial *33*
Bacia de Sergipe-Alagoas 36
Desafios no desenvolvimento da Bacia de SEAL 38
Bacia de Camamu-Almada 38
Desafios no desenvolvimento da Bacia de Camamu-Almada 40
Bacia de Campos 40
Desafios no desenvolvimento da Bacia de Campos 42
Bacia de Santos 43
Desafios no desenvolvimento da Bacia de Santos 45
2.2 PARCELAS QUE COMPÕEM A PRODUÇÃO BRUTA DO GÁS NATURAL 46
2.3 POTENCIAL DE GÁS NATURAL PRODUZIDO E INJETADO 52
2.4 ANÁLISE DAS CAPACIDADES NAS ROTAS DE ESCOAMENTO 61
Principais gasodutos das bacias de Campos e Santos *62*
Análise das capacidades das Rotas 1, 2 e 3 pela disponibilização da Bacia de Santos *63*
Cenário 1 64
Cenário 2 66
3. ALTERNATIVAS PROPOSTAS PELO COMITÊ 1 PARA O AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL **67**
3.1 ALTERNATIVAS PARA DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL 67
Projeto em Bacia Onshore *68*
Projetos em Bacias Offshore *69*
3.2 OUTRAS ALTERNATIVAS PARA A BACIA DE SANTOS 72
Transferência de gás (entre as unidades) das unidades que não têm capacidade de processamento para aquelas que possuem a capacidade e podem disponibilizar gás *73*

Transferência de gás entre as unidades – Aram *74*
Cenários de reinjeção para o campo de Búzios (transferência entre unidades) *75*
GAS HUB *77*
3.3 MONETIZAÇÃO DOS NOVOS PROJETOS SOB O REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO 82
4. FUNDAMENTOS RELACIONADOS À REINJEÇÃO DE GÁS NO PRÉ-SAL 86
4.1 SELEÇÃO DOS MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO 88
5. MONETIZAÇÃO DO GÁS NATURAL EM ÁREAS CONTRATADAS COM DESCOBERTAS 91
5.1 PADS COM POTENCIAL PARA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL 92
Bacia do Espírito Santo porção Marítima *93*
Bacia de Campos *94*
Bacia de Santos *95*
Bacia do Amazonas *96*
Bacia do Solimões *97*
Bacia do Parnaíba *98*
5.2 DIFICULDADES PARA MONETIZAÇÃO DO GÁS NATURAL NOS PADS 99
5.3 RECURSOS CONTINGENTES 99
6. POTENCIAL DE GÁS NATURAL EM NOVAS ÁREAS EXPLORATÓRIAS 101
6.1 BACIAS TERRESTRES 102
Bacia do Solimões *102*
Bacia do Amazonas *105*
Bacia do Parnaíba *105*
Bacia de Tucano Sul *106*
Bacia de Alagoas *107*
6.2 BACIAS MARÍTIMAS 108
Bacias de Santos *109*
Bacias de Campos *110*
Bacias de SEAL *110*
Bacias da MEQ Foz do Amazonas, Pará-Maranhão e Potiguar *112*
7. PROPOSTAS DE AÇÕES E MEDIDAS PARA O AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL 114
7.1 MEIO AMBIENTE 115
AAAS e MC *115*
Emissão de Licença Ambiental na MEQ *117*
Consulta a Povos Tradicionais *117*
Licenciamento das atividades de fraturamento hidráulico de reservatórios não convencionais pelos Oemas e Matriz de Aspectos e Impactos Ambientais *118*
7.2 ASPECTO LEGAL, INFRALEGAL, REGULATÓRIO OU CONTRATUAL 119
Agilidade ao Ciclo de Oferta Permanente *119*
Redução de royalties em áreas com baixa expectativa volumétrica/alto risco geológico 120
Novos investimentos nos Polos Bahia e Urucu *120*
Regulação para utilização de tie-backs na viabilização de projetos e Estratégia para utilização de infraestruturas com capacidade ociosa *121*
Avaliação de viabilidade econômica de polo industrial no entorno dos campos com dificuldade de escoamento *121*

7.3 INICIATIVAS 122
Estratégia de curto, médio e longo prazos para aumento da capacidade das Rotasa1, 2 e 3 122
Implantação de governança para acompanhamento de projetos estruturantes no aumento da oferta de gás 122
Levantamento de dados em bacias de fronteira exploratória e Atratividade das Bacias 123
8. CONCLUSÕES..... 124
ANEXO I 129
ANEXO II 141
ANEXO III 146

SUMÁRIO EXECUTIVO

A Resolução nº 1, de 20 de março de 2023, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), instituiu o Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), para elaborar estudos visando a promoção do melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil. Nesse sentido, o GT-GE tem atribuição de subsidiar o CNPE na proposição de medidas e diretrizes para essa finalidade a partir de propostas que objetivam:

I. aumentar a oferta de gás natural da União no mercado doméstico;

II. melhorar o aproveitamento e o retorno social e econômico da produção nacional de gás natural, buscando a redução dos volumes reinjetados além do tecnicamente necessário;

III. aumentar a disponibilidade de gás natural para a produção nacional de fertilizantes nitrogenados, produtos petroquímicos e outros setores produtivos, reduzindo a dependência externa de insumos estratégicos para as cadeias produtivas nacionais; e

IV. integrar o gás natural à estratégia nacional de transição energética para contemplar sinergias e investimentos que favoreçam o desenvolvimento de soluções de baixo carbono, como o biogás/biometano, o hidrogênio de baixo carbono, a cogeração industrial e a captura de carbono.

O GT-GE é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia - MME e desenvolve suas ações junto a outras 15 entidades, entre elas a Casa Civil e outros Ministérios; a Secretaria-Geral da Presidência da República; o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES); a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP); a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); e a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA). O GT-GE na iniciativa do Programa Gás para Empregar, estabeleceu cinco Comitês para o desencadeamento de temas relacionados aos objetivos do Programa:

1. Disponibilidade do Gás Natural (GN)
2. Acesso ao mercado de GN
3. Modelo de Comercialização nacional dos hidrocarbonetos
4. Gás para o setor produtivo
5. Papel do GN na Transição Energética.

O presente relatório registra os trabalhos e os resultados do Comitê 1 - Disponibilidade do Gás Natural, liderado pela EPE, e com os principais objetivos:

- Aumentar a disponibilidade de gás natural para o mercado nacional; e
- Avaliar medidas para redução dos volumes reinjetados além do tecnicamente necessário.

A Resolução nº 1 do CNPE, de 20 de março de 2023, instituiu que as atividades do GT-GE, e de seus Comitês formados, teriam um prazo de até 120 dias para a conclusão dos trabalhos. Durante a etapa de elaboração, o Comitê 1 definiu um Plano de Ação que considerou um conjunto de reuniões semanais. O Comitê trabalhou de modo a promover estudos e discussões sobre mecanismos para aumento da disponibilidade do gás natural no mercado nacional. A partir dessa diretriz geral foram

estabelecidas três frentes de trabalho que configuram as metas a serem alcançadas e que embasaram o Plano de Ação: redução dos volumes reinjetados além do tecnicamente necessário; a monetização de recursos já descobertos em áreas sob contrato; e a exploração de novas áreas, ou fronteiras exploratórias, com potencial para gás natural.

O Plano de Ação do Comitê também previu apresentações de especialistas e reuniões com os agentes interessados (stakeholders), produtores e consumidores do gás natural. Tais apresentações possibilitaram o esclarecimento de dúvidas, o compartilhamento de informações e a abertura de um espaço para que agentes, associações e diversas instituições expusessem suas visões sobre os aspectos técnicos que envolvem a disponibilidade de gás natural. Nas reuniões, buscou-se discutir os avanços e os resultados das ações prioritárias indicadas no Plano de Ação.

Tais ações foram direcionadas em acordo com as três frentes que se relacionam com as metas do Comitê 1 e envolvem a avaliação e diagnóstico, a monetização e o potencial exploratório em áreas de fronteira. Para a avaliação da disponibilidade de gás nas bacias, foi elaborado o panorama exploratório de cada bacia sedimentar, indicando as produções e as injeções de gás, além da capacidade de disponibilização do recurso no longo prazo. Com essa organização de informações, foi possível identificar as oportunidades e os desafios com relação ao gás natural em cada bacia.

No caso da Bacia de Santos, que se destaca como a principal produtora do País, a disponibilização de gás, atualmente, é influenciada pelos altos volumes injetados, devido aos teores de CO_2 elevados de alguns campos e à recuperação avançada de óleo. Além disso, esta bacia, que possui uma grande oferta de gás, enfrenta, no curtíssimo prazo, uma limitação de infraestrutura e, no médio prazo, a previsão de ociosidade efetiva das rotas de escoamento, devido ao natural declínio da produção. Neste último caso, além dos projetos já previstos, é necessário avanço exploratório em novas áreas com potencial e expectativa para gás.

Atualmente, cerca de 45% do volume de gás produzido retorna ao reservatório por reinjeção, e este constitui o principal fator de redução do gás disponível. A injeção de gás é realizada por motivos diversos e pode ser categorizada em parcelas que ajudam a entender as causas e as justificativas das diferenças entre a produção total e os volumes disponíveis de gás. Com base nisso, o Comitê 1 trabalhou na proposição de uma nomenclatura relativa a cada parcela de gás produzido. Essa nomenclatura categoriza a Injeção Técnica e poderá, futuramente, dirimir a assimetria de informação, nivelar os conceitos e embasar as discussões entre os diversos agentes do setor.

Como as maiores produções brasileiras estão associadas aos reservatórios *offshore* do Pré-sal da Bacia de Santos, também os volumes injetados são maiores nessa bacia. Desse modo, o potencial de gás produzido e injetado foi verificado para cada campo da Bacia de Santos, com a finalidade de estimar quais os volumes injetados com potencial de serem disponibilizados. Os teores de CO_2 nos campos da Bacia de Santos variam de < 5% a 45%, os volumes de gás injetados são expressivos e se mantêm constantes ou aumentam com o avanço da produção. Com exceção de Mero, todos os outros campos da bacia vão disponibilizar gás nos próximos anos, com destaque para Atapu, Itapu, Búzios, Sépia e Tupi.

Para o potencial de gás, seja proveniente dos volumes injetados, seja da produção de novos projetos, são apresentadas algumas alternativas para o

aproveitamento. Entre estas alternativas está a utilização da tecnologia de *Gas HUB* e a operação de transferência de gás entre as unidades que não podem disponibilizar, para aquelas que tem capacidade de processamento e estão em estágio de ociosidade. Estas alternativas foram indicadas para os campos de Búzios e Mero, considerando as especificidades de cada um desses campos, e a transferência de gás entre unidades, que neste relatório do Campo de Búzios, com o objetivo de transferir gás daquelas sem capacidade de processamento para as unidades que tem essa capacidade, de forma a aumentar a disponibilidade de gás no campo. Nestes casos, a premissa do *Gas HUB* seria a contratação de uma unidade para fazer o processamento do gás das unidades que não disponibilizam e a Injeção Compulsória nos módulos que estão escoando o gás, enquanto que na transferência entre unidades do campo de Búzios não existe necessidade de contratação de unidades para processamento do gás.

Com relação às iniciativas que atendem as metas referentes à frente de trabalho que aborda a monetização de áreas com descoberta de gás natural, o Comitê 1 procurou indicar as áreas com recursos descobertos nas atividades do programa exploratório mínimo e que passam a ser avaliados quanto a comprovação de reservas para a declaração de comercialidade. São 18 áreas nas bacias marítimas do Espírito Santo, Campos, Santos e nas terrestres do Solimões, Amazonas e Parnaíba, que sinalizam o potencial descoberto com expectativa de produção. Adicionalmente, foi apresentado um panorama simplificado das dificuldades esperadas pela ANP para monetização do gás natural em cada bacia.

A última frente de trabalho do Comitê 1 abordou a identificação de novas áreas exploratórias, ou de fronteira exploratória, com potencial para gás natural. Apesar da grande incerteza associada ao potencial exploratório, foram destacadas áreas em bacias sedimentares, para as quais convergiram as opiniões de especialistas com relação ao potencial e à expectativa para gás natural. As bacias destacadas foram as terrestres do Solimões, Amazonas, Parnaíba, Tucano Sul e Alagoas e as marítimas de Santos, Campos, SEAL, Potiguar, Pará-Maranhão e Foz do Amazonas. Outra ação considerada de fronteira exploratória foi o desenvolvimento de recursos de reservatórios não convencionais de gás. Neste caso, os esforços do Comitê 1 foram direcionados para o incentivo ao Projeto Poço Transparente.

Por fim, o Comitê 1 no decorrer de suas atividades consolidou um conjunto de ações e medidas para tratamento das questões relevantes dos temas tratados, que interferem de algum modo na disponibilidade de gás natural. A partir da metodologia 5W2H (sem considerar inicialmente os custos de tais ações), foram apresentadas 20 ações, classificadas em 3 grupos (Meio Ambiente; Aspecto Legal, Infralegal, Regulatório, Contratual; e Iniciativas) de acordo com a origem e o tema específico.

1. INTRODUÇÃO

A principal motivação para a elaboração deste Plano é contribuir com informações sobre o aproveitamento do Gás Natural (GN) no País, tendo como foco o aumento da disponibilização, para uso e comercialização, dos ativos que já produzem e a monetização de ativos considerados promissores para a produção de gás natural.

No Comitê 1, foram realizadas oito reuniões ordinárias entre os dias 07 de agosto e 23 de outubro de 2023. Nas reuniões, que aconteceram muitas vezes com a presença de convidados, foram tratados temas que subsidiaram o grupo com informações sobre as três frentes de trabalho, que nortearam as discussões e as metas estabelecidas para o tópico disponibilidade de gás natural. Além das reuniões ordinárias, o Comitê 1 participou de quatro reuniões bilaterais com empresas petrolíferas para aprofundamento sobre projetos específicos. Os registros das reuniões do Comitê 1 podem ser consultados no ANEXO I deste relatório.

O comitê 1 se dedicou a avaliar a disponibilidade de gás nas bacias brasileiras, com foco no potencial de produção e exploração e nos desafios para o desenvolvimento dessas bacias. Destacou a Bacia de Santos, principal produtora nacional, analisando o perfil de gás produzido e injetado dessa bacia. Nesse contexto, propôs alternativas para o aumento da disponibilidade de gás.

O primeiro capítulo tratou da avaliação da disponibilidade de gás natural, com apresentação do diagnóstico da situação, a partir da análise de dados atuais e do histórico de informações, de modo a destacar os desafios e barreiras específicos nas áreas das bacias brasileiras com expectativa de exploração e produção de gás.

Entre os principais assuntos discutidos, a injeção de gás natural, sobretudo no Pré-sal da Bacia de Santos, foi um ponto relevante para o qual o Comitê 1 se dedicou ao entendimento dos percentuais injetados de gás. Neste sentido, houve a necessidade da padronização de uma nomenclatura que possa ser compartilhada entre instituições para o nivelamento das informações.

O volume de gás produzido, que retorna ao reservatório por reinjeção, constitui o principal fator de redução do gás disponível. A injeção de gás é realizada por motivos diversos e foi categorizada, neste relatório, em parcelas que ajudam a entender as causas e as justificativas das diferenças entre a produção total e os volumes disponíveis de gás. Essa categorização auxiliou na verificação do potencial de gás produzido que é injetado na Bacia de Santos.

Esse cenário de reinjeção do gás e a perspectiva de entrada de novos projetos na bacia levaram à análise das capacidades das Rotas 1, 2 e 3 pela disponibilização da Bacia de Santos. A Bacia de Santos tem alta produtividade, mas esbarra em grandes desafios que influenciam a disponibilização de gás natural, como a presença de altos teores de CO_2, a reinjeção de gás para a recuperação avançada de óleo, a monetização de descobertas e esforço exploratório dedicado ao potencial para gás em novas áreas, a limitação ou inexistência de infraestrutura, além dos desafios que o regime fiscal de Partilha de Produção no polígono do Pré-sal impõe para a declaração de comercialidade dos blocos com prospectos de baixo volume e de reservatórios portadores de gás.

Diante do exposto, o segundo capítulo apresenta os desafios e alternativas para elencar oportunidades para o aumento da disponibilidade de gás nas bacias sedimentares brasileiras em diferentes estados do País. As oportunidades apresentadas

nas bacias de Santos, Campos, Sergipe-Alagoas, Foz do Amazonas e Tucano Sul, estão alinhadas com os resultados do PIPE - Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (EPE, 2023), e, com outras simulações preparadas pelo Comitê 1, advindas de alternativas para o aproveitamento de gás na Bacia de Santos.

Como um ponto relevante das alternativas apresentadas, foi abordada a monetização de novos projetos, referentes a prospectos, na Bacia de Santos, com expectativa para gás natural, com previsões de volumes mais modestos e elevado risco exploratório. Estas oportunidades têm a economicidade de projeto inviabilizada devido à carga fiscal do regime de Partilha de Produção. Os desafios para a viabilidade econômica de certos projetos sob o regime de Partilha de Produção foram exemplificados em um estudo de caso apresentado neste relatório.

O terceiro capítulo descreve os fundamentos técnicos que justificam por que uma parcela considerável do gás produzido dos campos do Pré-sal é reinjetada no próprio reservatório produtor. Este processo, muitas vezes questionado, até pela falta de esclarecimentos adequados por parte dos Operadores, possui fortes razões técnicas, estratégicas e econômicas que justificam e até mesmo recomendam a injeção.

O quarto capítulo abrange as iniciativas que atendem às metas do Comitê 1 referente à frente de trabalho que considera a monetização de recursos já descobertos. Foram apresentadas apenas as áreas sob avaliação, bem como contratos de E&P em postergação de declaração de comercialidade, para os quais a ANP tem a expectativa de algum potencial para a produção comercial de gás natural. Além do panorama simplificado das dificuldades esperadas pela ANP para monetização do gás natural.

O quinto capítulo aborda a identificação de novas áreas exploratórias, ou de fronteira exploratória, com potencial para gás natural. É apresentada uma consolidação das diversas discussões levantadas durante as apresentações realizadas por agentes do setor nas reuniões do Comitê 1, como: a indicação de áreas com potencial para a exploração de gás natural, o potencial geológico para gás no Brasil, o potencial residual para hidrocarbonetos nas bacias do Amazonas e Solimões, a expectativa de oferta futura de gás natural no Brasil. Um grupo de bacias identificadas com expectativa para gás natural foram selecionadas para estudos do potencial. As de ambiente *onshore* são as do Solimões, Amazonas, Parnaíba, Tucano Sul e Alagoas, as *offshore* são as de Santos, Campos, SEAL, Foz do Amazonas, Pará-Maranhão e Potiguar.

Por fim, o último capítulo abrange as propostas de ações e medidas para o aumento da disponibilidade de gás natural, consolidadas pelo Comitê 1 para a avaliação do GT-GE.

2. AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL

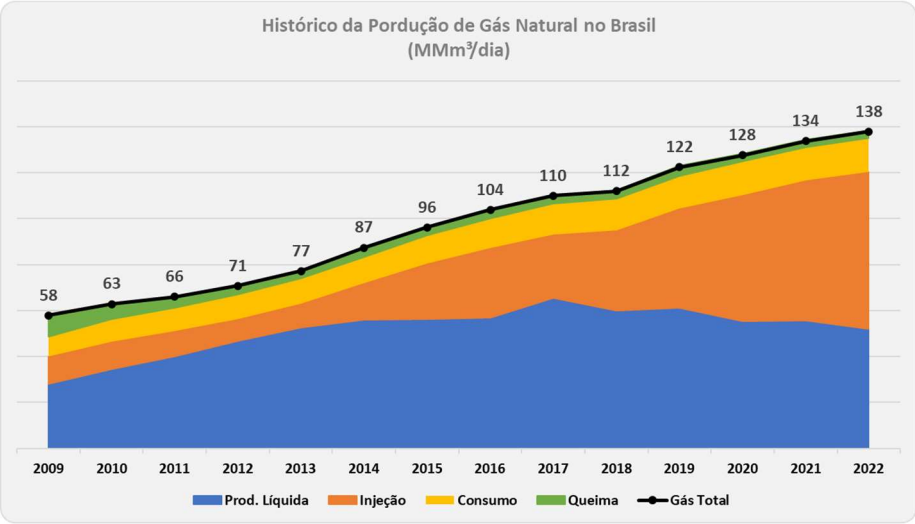
A produção brasileira de gás natural iniciou na década de 1970, levando cerca de 50 anos para alcançar o atual patamar de produção bruta de gás de aproximadamente 140 milhões de m³/dia. Segundo as previsões do Plano Decenal de Expansão da Energia 2032 (EPE, 2022), a produção nacional de gás natural deve seguir uma tendência crescente, alcançando patamares da ordem de 323 milhões de m³/dia em dez anos.

O gás associado ao petróleo representa a maior proporção do gás natural a ser produzido no decênio, sendo que as contribuições das bacias de Campos e Santos juntas correspondem a aproximadamente 92% do total previsto para 2032. Desse modo, o aumento contínuo da produção de gás acompanha a tendência de crescimento da produção de petróleo, influenciada pela entrada em operação de unidades de produção previstas nos planos de desenvolvimento das companhias, com participação muito significativa das acumulações do Pré-sal. No caso do gás natural não associado, mantém-se a influência predominante das unidades produtivas das bacias de Campos, Parnaíba, Santos, Sergipe-Alagoas (SEAL) e Solimões.

Não obstante o crescimento da produção bruta de gás citada, estima-se que, considerando as taxas atuais, a produção líquida de gás natural, que corresponde aos volumes de gás potencialmente disponibilizáveis para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), deve manter uma tendência mais estável na próxima década. A produção líquida é aquela considerada disponível para o mercado e é obtida pela subtração na produção bruta de gás natural dos volumes estimados de injeção nos reservatórios, perdas/queimas (por questões de segurança) e do consumo próprio das instalações de E&P.

O Gráfico 1 apresenta o histórico da produção nacional de gás natural separado por produção líquida, consumo próprio, queima e injeção até 2022. Neste ano, a produção total líquida de gás natural sofreu uma redução de 62%, sendo a injeção o maior fator redutor, alcançando 50% do montante produzido.

Gráfico 1: Histórico da produção de gás natural no Brasil.

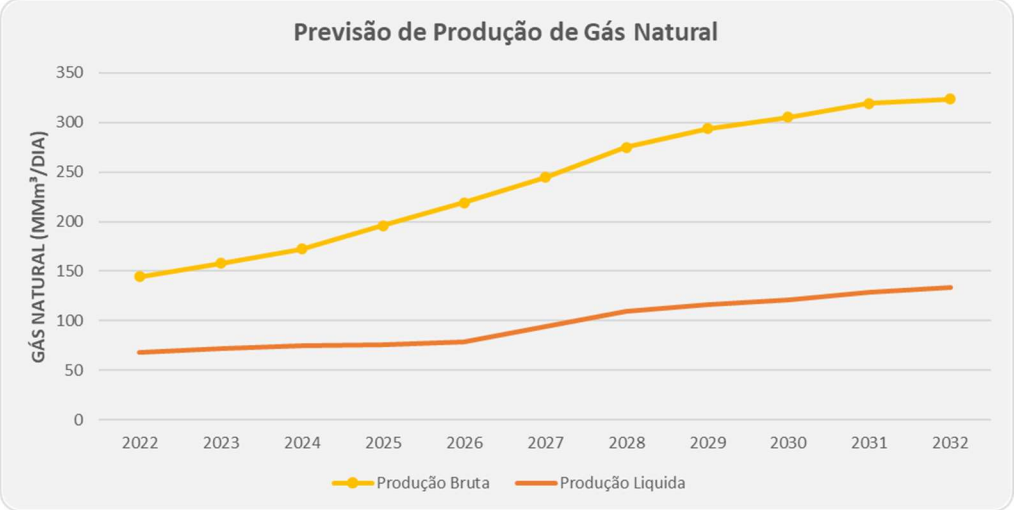


Fonte: Elaboração EPE, a partir de ANP (2023).

Como as maiores produções brasileiras estão associadas aos reservatórios *offshore* do Pré-sal, a avaliação da disponibilidade de gás a partir do entendimento das parcelas do gás natural é tema relevante nos estudos do Comitê 1.

No mesmo sentido, observa-se nas previsões da produção de gás natural no médio prazo, ao longo do decênio, um patamar de reinjeção significativo de 45%, mantendo a produção líquida com crescimentos percentuais inferiores aos da bruta, que se eleva acompanhando a produção de petróleo. Essa é uma característica do gás associado ao petróleo, sendo esse o fluido principal do reservatório, pela viabilidade econômica do projeto e pela dependência do gás no caso de ser associado. O Gráfico 2 apresenta a previsão da produção de gás bruta e líquida até 2032.

Gráfico 2: Previsão da produção bruta e líquida de gás natural.



Fonte: EPE (2022).

A previsão da produção líquida de gás natural apresenta um suave patamar nos primeiros 5 anos e um aumento acelerado a partir de 2026 em decorrência da entrada de novas unidades de produção (UP), com destaque para o BM-C-33 (atual Raia Manta e Raia Pintada) na Bacia de Campos e os novos campos de SEAL e a expectativa de declaração de comercialidade e entrada em produção na Bacia do Solimões.

O comportamento da curva da produção líquida não acompanha a produção bruta, durante o período, pelas características dos campos *offshore*, em que são consideradas as altas taxas de injeção de gás natural. A injeção é utilizada como uma solução para a remoção dos altos teores de CO_2, para o aumento da recuperação do petróleo e para a manutenção da pressão nos reservatórios.

2.1 Diagnóstico da Situação Atual

O diagnóstico da situação atual busca mostrar, a partir da análise de dados atuais e do histórico de informações, qual o patamar de disponibilidade e quais os desafios e barreiras específicos nas áreas das bacias brasileiras com expectativa de exploração e produção de gás. De modo geral, o diagnóstico contempla o panorama de E&P das bacias, o histórico de produção e o desenvolvimento do potencial petrolífero da bacia,

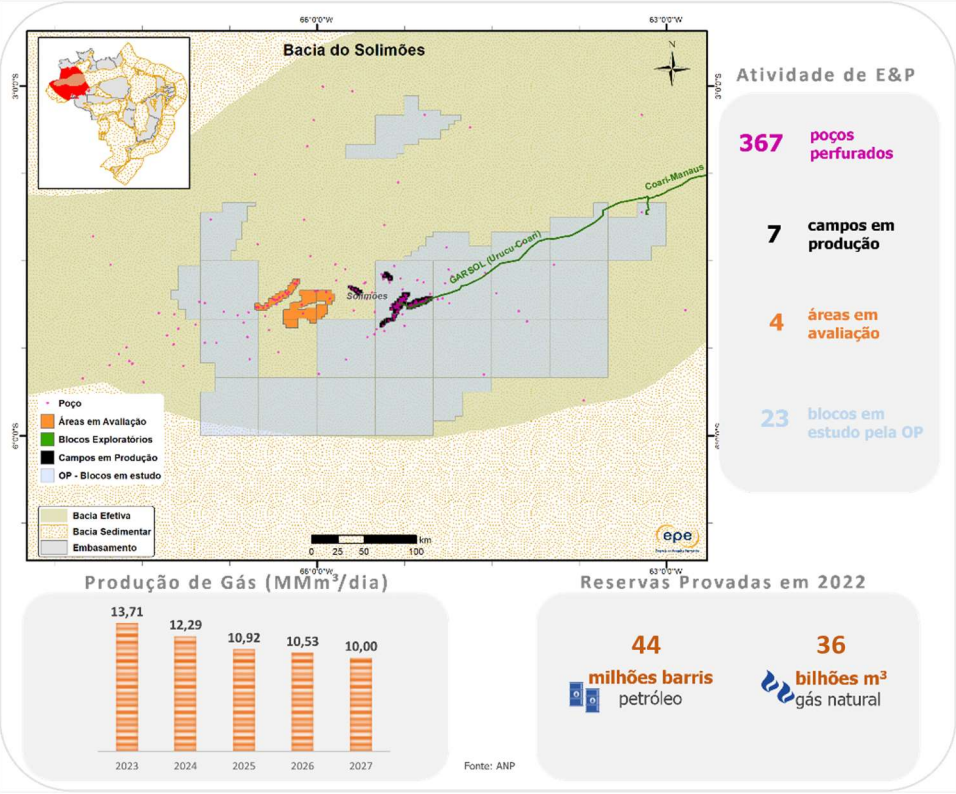
seja pela necessidade de monetização de ativos sob aspectos técnicos e econômicos, seja pela iniciativa de campanhas exploratórias contínuas e robustas.

A capacidade máxima de gás disponibilizado, ou seja, o máximo de gás disponível para o mercado, é o volume total que cada bacia pode produzir e escoar de gás natural, considerando suas reservas, as limitações de infraestrutura e as necessidades de queima, consumo próprio e injeção. Neste relatório a capacidade máxima de disponibilização é igual à previsão da produção líquida para cada bacia, consideradas suas reservas e as infraestruturas atuais. A curva denominada Reserva Total refere-se à previsão da produção dos campos com reserva declarada no Boletim Anual de Reservas (BAR[1]). A curva de Recursos Contingentes refere-se à previsão da produção de unidades que ainda estão sob avaliação e que geralmente configuram o Plano de Avaliação de Descobertas (PAD).

Bacia do Solimões

A Bacia do Solimões possui as áreas sob concessão em ambiente *onshore* que recaem inteiramente na região dos Estados do Pará e Amazonas. O panorama exploratório da bacia pode ser consultado na Figura 1.

Figura 1: Panorama exploratório da Bacia do Solimões.

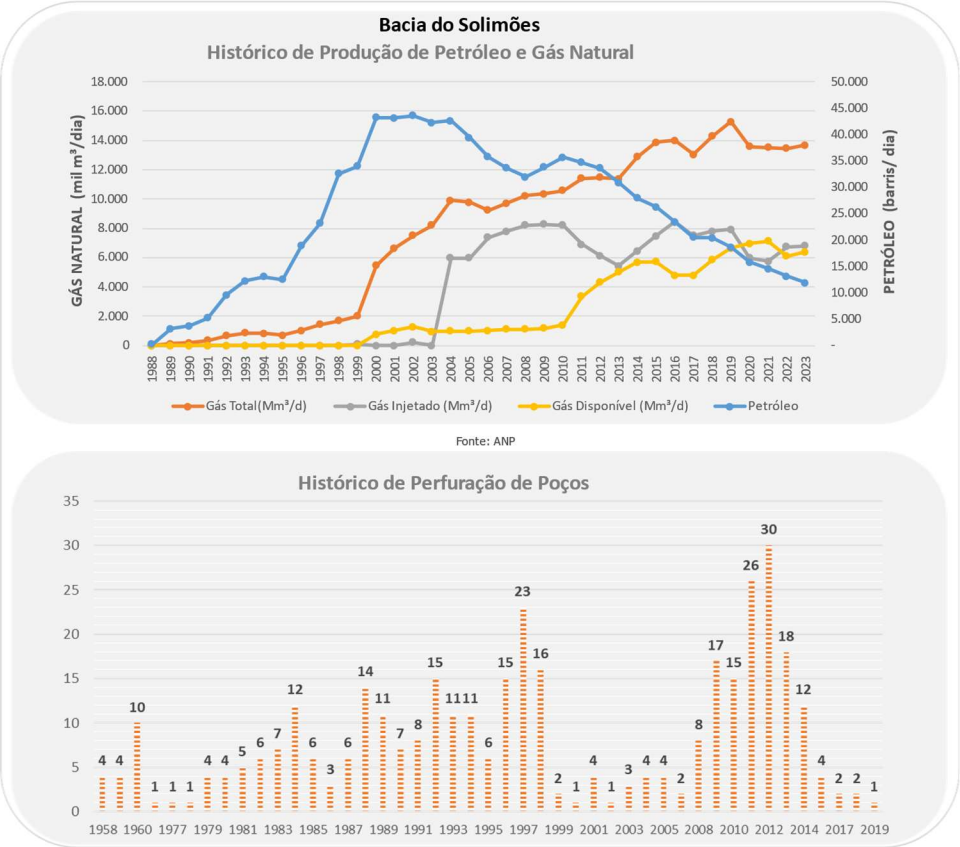


Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

[1] O BAR é o documento com as reservas dos campos que as concessionárias operadoras entregam anualmente para a ANP.

Atualmente, a produção da bacia é de 12 mil barris/dia e 13 MMm³/dia de gás natural. O Gráfico 3 apresenta o histórico de produção da bacia, que indica uma produção de petróleo decrescente e o crescimento da produção de gás. Nota-se que o gás disponível, ou para exportação, equivale a 47% do total produzido, com patamares que se assemelham aos da injeção. A produção acumulada dos sete campos da bacia juntos soma cerca de 320 MMbbl de petróleo e 100 Bm³ de gás, sendo 12 Bm³ de gás não associado. Além dos campos, há atualmente um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) em andamento, envolvendo três blocos, em áreas sob concessão da empresa Rosneft Brasil E&P, e a área do campo de Juruá, que, após ser devolvido pela Petrobras foi relicitado no 2º Ciclo de Oferta Permanente, Acumulações Marginais, e arrematado pela Eneva em dezembro de 2020, que ainda não apresentou uma revisão do Plano de Desenvolvimento do campo.

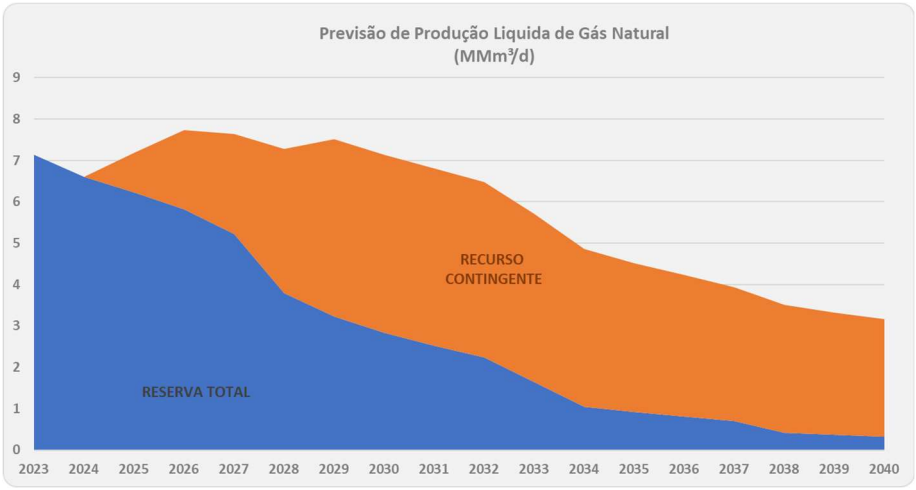
Gráfico 3: Histórico de produção e de perfuração de poços da Bacia do Solimões.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

O Gráfico 4 apresenta a previsão da produção líquida da Bacia do Solimões até 2040. Estima-se que a produção de gás da bacia, relacionada aos volumes já descobertos, alcançará cerca de 8 MMm³/dia entre 2026 e 2027, recuando a patamares de 3 MMm³/dia em 2040.

Gráfico 4: Previsão da produção líquida de gás natural da Bacia de Solimões, no médio prazo.



Fonte: Modificado de EPE (2022).

Desafios no Desenvolvimento da Bacia do Solimões

Praticamente toda a área sedimentar da Bacia do Solimões está coberta por floresta amazônica e há demarcações de unidades de conservação e terras de povos originários, que demandam atenção especial quanto ao licenciamento ambiental. Esta bacia contém a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS)[2], que é um instrumento governamental que, junto com a Manifestação Conjunta [3] (MC), pode auxiliar na disponibilização de blocos para a Oferta Permanente.

O Estudo Ambiental de Área Sedimentar (EAAS) do Solimões foi finalizado em 2020, porém a conclusão do processo de AAAS ainda está pendente, dependendo da formação da Comissão Interministerial e sua respectiva decisão. Atualmente, há 23 blocos exploratórios aguardando a aprovação da AAAS para que possam estar elegíveis para a Oferta Permanente (OP) realizada pela ANP.

A monetização dos recursos de gás natural da bacia é influenciada pela dificuldade de escoamento da produção e pela falta de mercado consumidor. O gás produzido nos campos da bacia é escoado pelo gasoduto Coari-Manaus, com 661 km e capacidade de 10,5 MMm³/dia, inferior à produção atual, o que implica em taxas altas de injeção, cerca de 50% do total. A alternativa à limitação de infraestrutura, em região tão sensível do ponto de vista ambiental, seria o transporte por gás natural liquefeito (GNL) por meio de barcas fluviais e outros arranjos logísticos não dutoviários.

[2] A Portaria Interministerial MME MMA 198/2012 criou as Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares – AAAS, processo de avaliação que se constitui na elaboração do Estudo Ambiental de Área Sedimentar (EAAS) e seu acompanhamento por um grupo interministerial, o Comitê Técnico de Acompanhamento (CTA), que tem como funções principais monitorar e garantir a efetividade da AAAS e assegurar a qualidade do EAAS. O EAAS avalia quais áreas numa região são aptas ou não aptas (isto é, adequadas ou inadequadas) para exploração de petróleo e gás natural, buscando respeitar o meio ambiente e a população. Para as áreas consideradas aptas, tem também como objetivo "promover a eficiência e aumentar a segurança jurídica nos processos de licenciamento ambiental das atividades ou empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural".

[3] De acordo com o art. 6º, § 2º, da Resolução CNPE nº 17/2017, para as áreas cujos estudos multidisciplinares de avaliações ambientais de bacias sedimentares, com abrangência regional, ainda não tenham sido concluídos, as avaliações sobre possíveis restrições ambientais serão sustentadas por manifestação conjunta do MME e do MMA. Os procedimentos, critérios e prazos para as manifestações conjuntas foram disciplinados pela Portaria Interministerial MME/MMA nº 01/2022.

Todavia, caso o gás fosse produzido na capacidade máxima de processamento, a consolidação de um mercado consumidor ainda constitui um desafio. A concepção de um polo industrial no entorno das UPGN voltado para a petroquímica e a indústria de fertilizantes implicaria no maior aproveitamento do gás natural e no desenvolvimento regional. Ainda assim, é necessária avaliação da viabilidade econômica do polo uma vez que as mesmas dificuldades para o transporte de gás natural na região podem se aplicar para o transporte de outras matérias-primas, bem como dos produtos do empreendimento.

No mesmo sentido, atualmente parte da energia elétrica da região é gerada por diesel; e outra forma de aproveitamento do gás na Bacia do Solimões é pela geração de termelétrica, o que já acontece com 7 municípios localizados ao longo do gasoduto. Em 2023, ocorreu o cancelamento do processo de desinvestimento do Polo Urucu pela Petrobras. O programa de desinvestimento da Petrobras apresentou alguns casos de sucesso no País, onde observou-se o retorno da produção e dos investimentos nesses campos. O retorno dos investimentos nos campos do Polo Urucu deve ser monitorado para verificar o aumento da produção. Outro ponto de atenção para atrair investimentos para a região seria viabilizar os benefícios para a utilização ou expansão da Zona Franca de Manaus.

A segurança jurídica aos investidores é um fator de relevância para o desenvolvimento das atividades de exploração e produção, principalmente em áreas ambientalmente sensíveis, como as bacias do Solimões e do Amazonas. Iniciativas governamentais de incentivo à adoção de procedimentos e protocolos são essenciais para conferir previsibilidade ao processo de licenciamento ambiental, bem como às tratativas com comunidades locais e povos originários.

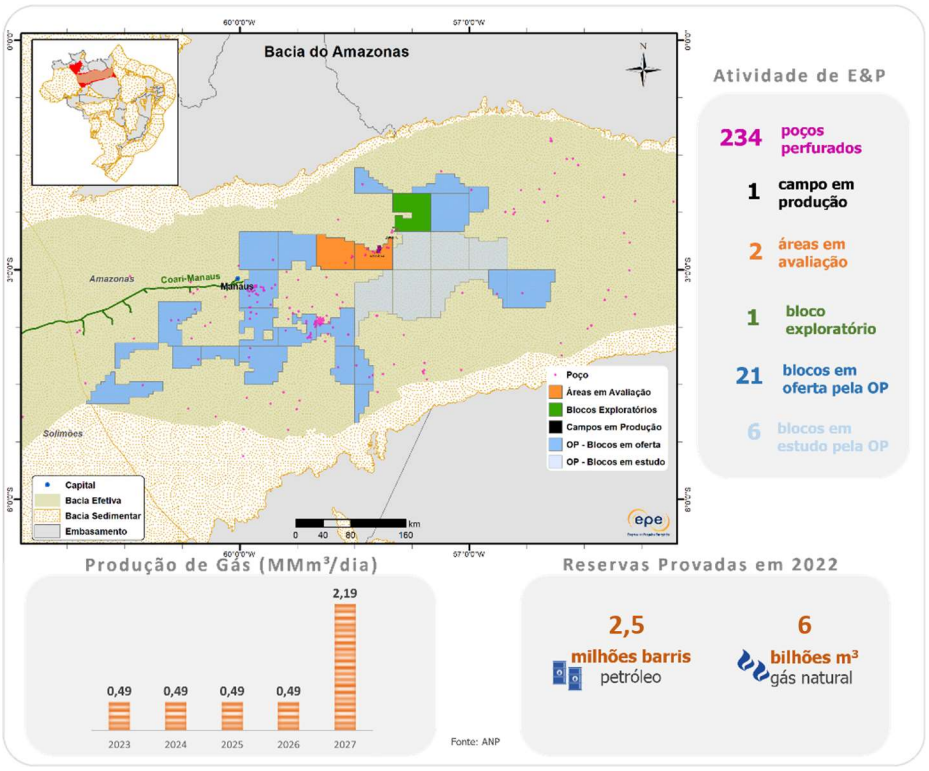
Bacia do Amazonas

A Bacia do Amazonas possui as áreas sedimentares sob concessão na região do Estado do Amazonas. A região, assim como a Bacia do Solimões, é considerada ambientalmente sensível com extensa cobertura de floresta amazônica. O panorama exploratório da bacia pode ser consultado na Figura 2.

Atualmente, a produção da bacia é de 224 barris/dia de petróleo e 640 mil m³/dia de gás natural. O Gráfico 5 apresenta o histórico de produção da bacia, que evidencia sua propensão para o gás natural. A produção de gás cresceu continuamente nos últimos dois anos, com a operação do campo de Azulão. Como o gás não é associado ao petróleo, nesta bacia não há indicação de injeção. A diferença entre o gás total e o gás exportado nesse caso é dada pela queima por questões de segurança e pelo consumo das instalações. A produção acumulada do campo da bacia soma cerca de 128 mil barris de petróleo e 330 MMm³ de gás. Atualmente, há dois PAD em área de concessão da empresa Eneva.

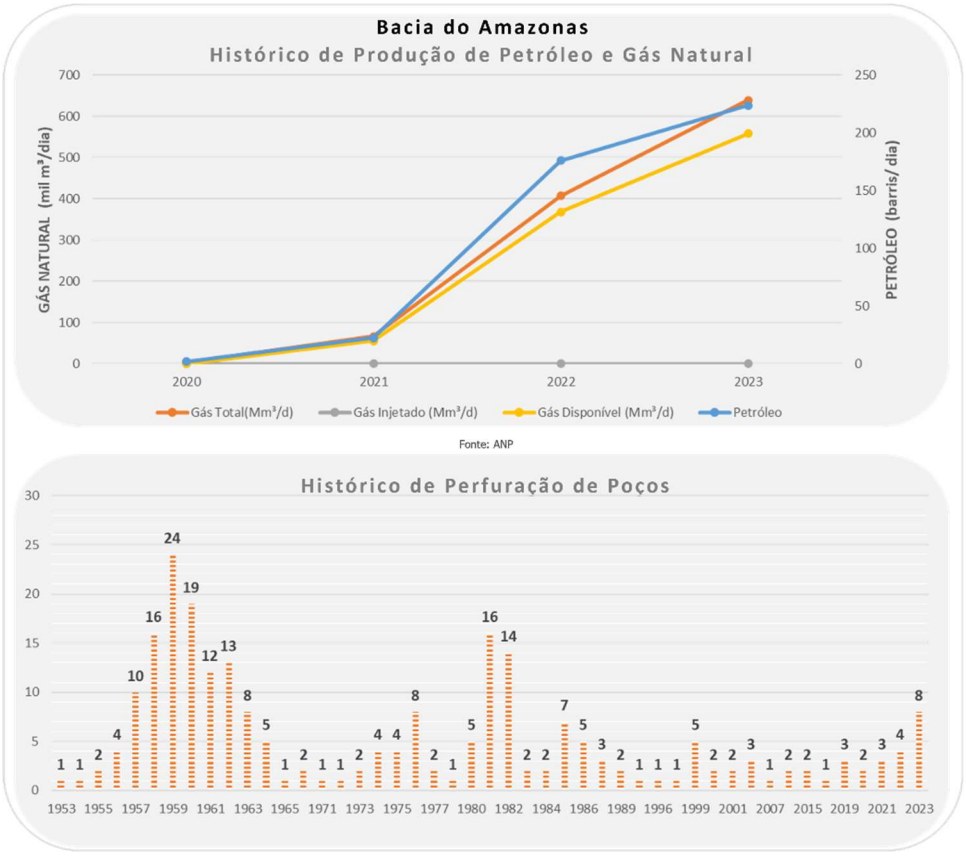
Considerando suas reservas, as limitações de infraestrutura e as operações de queima, o Gráfico 6 apresenta a previsão da produção líquida da Bacia do Amazonas até 2040. Estima-se que a produção de gás da bacia alcançará 1,5 milhão de m³/dia em 2033, se mantendo acima de 1 milhão de m³/dia até 2040. A produção de novos projetos ainda em avaliação pode contribuir com cerca de 900 mil m³/d a partir de 2033.

Figura 2: Panorama exploratório da Bacia do Amazonas.



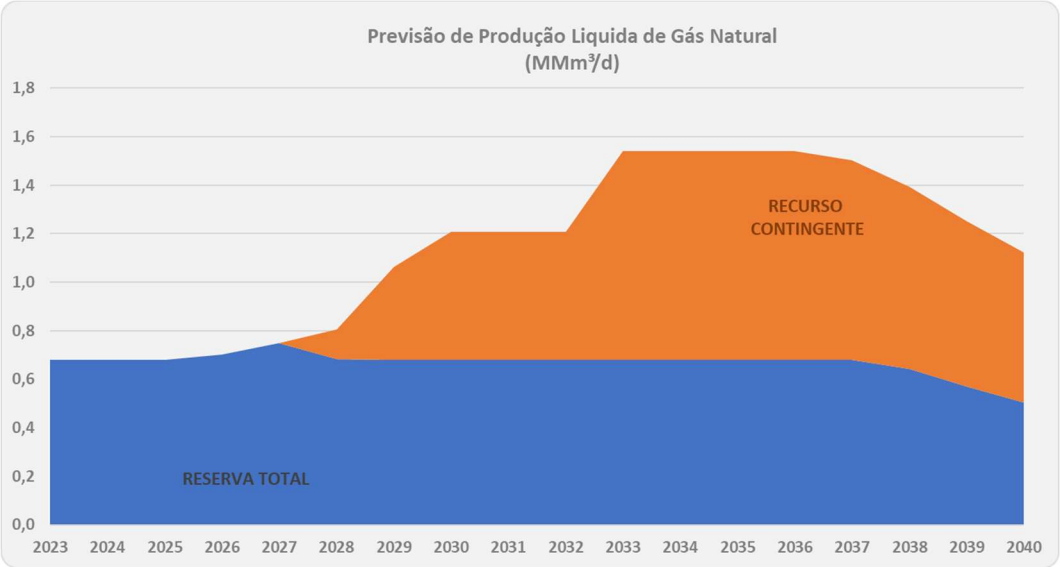
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

Gráfico 5: Histórico de produção e de perfuração de poços da Bacia do Amazonas.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

Gráfico 6: Previsão da produção líquida de gás natural da Bacia do Amazonas, no médio prazo.



Fonte: Modificado de EPE (2022).

Desafios no Desenvolvimento da Bacia do Amazonas

Praticamente toda a área sedimentar da Bacia do Amazonas está coberta por floresta amazônica e há demarcações de unidades de conservação e terras de povos originários, que demandam atenção especial quanto ao licenciamento ambiental. Dada as especificidades ambientais desta bacia, deve haver um esforço do Governo para trazer segurança jurídica aos investidores através de adoção de procedimentos e protocolos a serem estabelecidos previamente. Instrumentos como a AAAS e a MC, que dão previsibilidade ao processo, devem ser avaliados para auxiliar no licenciamento das áreas concedidas.

Dos 21 blocos exploratórios da bacia que estavam listados para o 4º Ciclo da Oferta Permanente (OP), com MC válida até 2025, 4 deles foram arrematados no dia 13 de dezembro de 2023. A área do campo de Japiim, com MC válida até 2028, também foi arrematada pela Eneva no mesmo evento.

A monetização dos recursos de gás natural da bacia é influenciada pela dificuldade de escoamento da produção e pela falta de mercado consumidor. O gás produzido na bacia atualmente, oriundo do campo de Azulão, está sendo convertido em gás natural liquefeito (GNL) e transportado por via rodoviária para a UTE Jaguatirica, em Boa Vista/Roraima, compondo o Projeto Integrado Azulão-Jaguatirica operado pela Eneva. Esse projeto foi pioneiro no País, aumentando as possibilidades de monetização do gás natural em ambientes desafiadores.

Outra alternativa à limitação de infraestrutura, em região sensível do ponto de vista ambiental, seria o transporte do GNL por meio de barcas fluviais e outros arranjos logísticos não dutoviários. Ainda assim, é necessária a avaliação da viabilidade econômica do polo, uma vez que as mesmas dificuldades para o transporte de gás natural na região podem se aplicar para o transporte de outras matérias-primas, bem como dos produtos do empreendimento.

A concepção de um polo industrial voltado para a petroquímica e a indústria de fertilizantes no entorno dos campos implicaria no maior aproveitamento do gás natural e no desenvolvimento regional, sem a necessidade de infraestrutura de gasoduto. No mesmo sentido, atualmente parte da energia elétrica da região é gerada por diesel; e outra forma de aproveitamento do gás na Bacia do Amazonas seria pela geração de termelétrica. Isso teria benefícios não apenas ambientais, mas também de custos para o consumidor de energia elétrica em decorrência do diesel, em regra, ser um insumo mais caro do que o gás natural para a geração de eletricidade.

Outro ponto de atenção para atrair investimentos para a região seria viabilizar os benefícios para a utilização ou expansão da Zona Franca de Manaus.

As estratégias para monetização de gás são fundamentais para o desenvolvimento da produção, bem como a declaração de comercialidade das áreas em avaliação e a atratividade dos blocos e áreas no Ciclo de Oferta Permanente.

A segurança jurídica aos investidores é um fator de relevância para o desenvolvimento das atividades de exploração e produção, principalmente em áreas ambientalmente sensíveis, como as bacias do Solimões e do Amazonas. Iniciativas governamentais de incentivo à adoção de procedimentos e protocolos são essenciais para dar previsibilidade ao processo de licenciamento ambiental, bem como às tratativas com comunidades locais e povos originários.

Bacia do Parnaíba

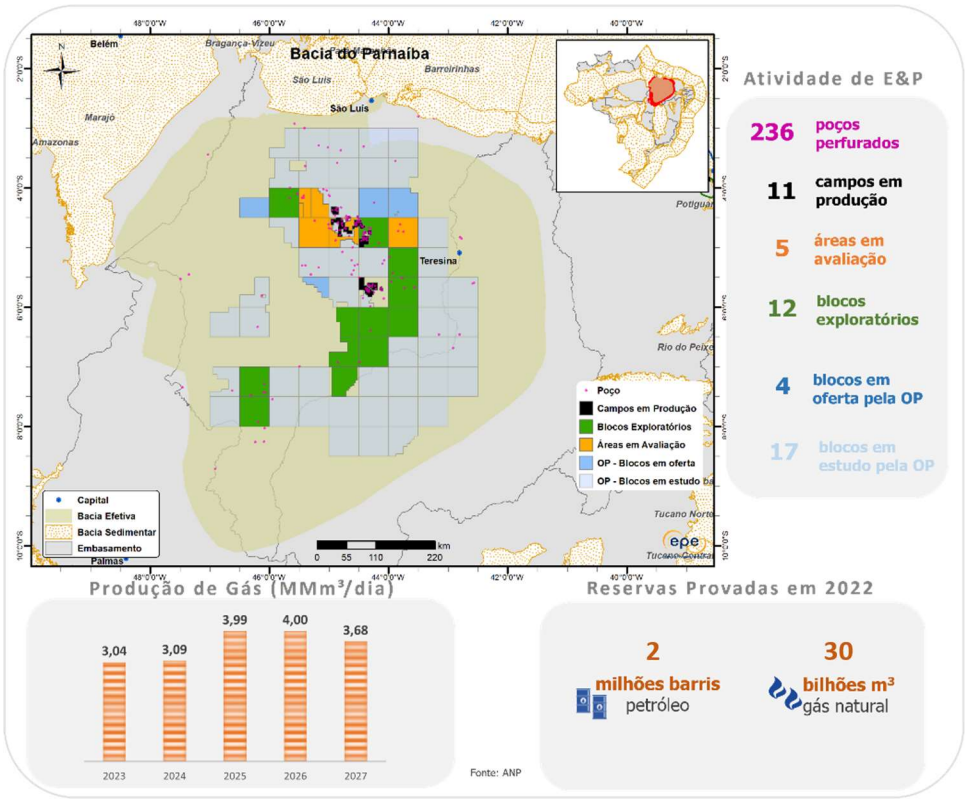
A Bacia do Parnaíba possui as áreas sob concessão em ambiente de terra interior no Estado do Maranhão. Na localidade encontra-se o Parque dos Gaviões, composto por campos de gás responsáveis por fornecer energia ao Complexo Parnaíba, por meio da tecnologia inovadora *reservoir gas-to-wire* (GTW), utilizada na geração termelétrica. As operações de E&P dos ativos da bacia fomentaram o desenvolvimento local e tornaram a bacia uma das maiores produtoras de gás do País.

O panorama exploratório da bacia pode ser consultado na Figura 3. Atualmente, a produção da bacia pode alcançar cerca de 8 MMm³/dia de gás natural, sendo que, hoje, por questões de demanda energética, produz cerca de 2 MMm³/dia. O histórico de produção mensal da bacia evidencia uma produção cíclica, alternando períodos de máxima produção no limite das plantas de processamento do Complexo com outros sem nenhuma produção, de acordo com o despacho das térmicas atendidas contratualmente. A produção acumulada dos onze campos da bacia juntos soma 16 Bm³ de gás não associado. Além dos campos, há atualmente dois PADs que englobam 5 áreas de concessão da empresa Eneva.

O Gráfico 7 mostra o histórico de produção anual de petróleo e gás natural da bacia, bem como seu histórico de perfuração de poços.

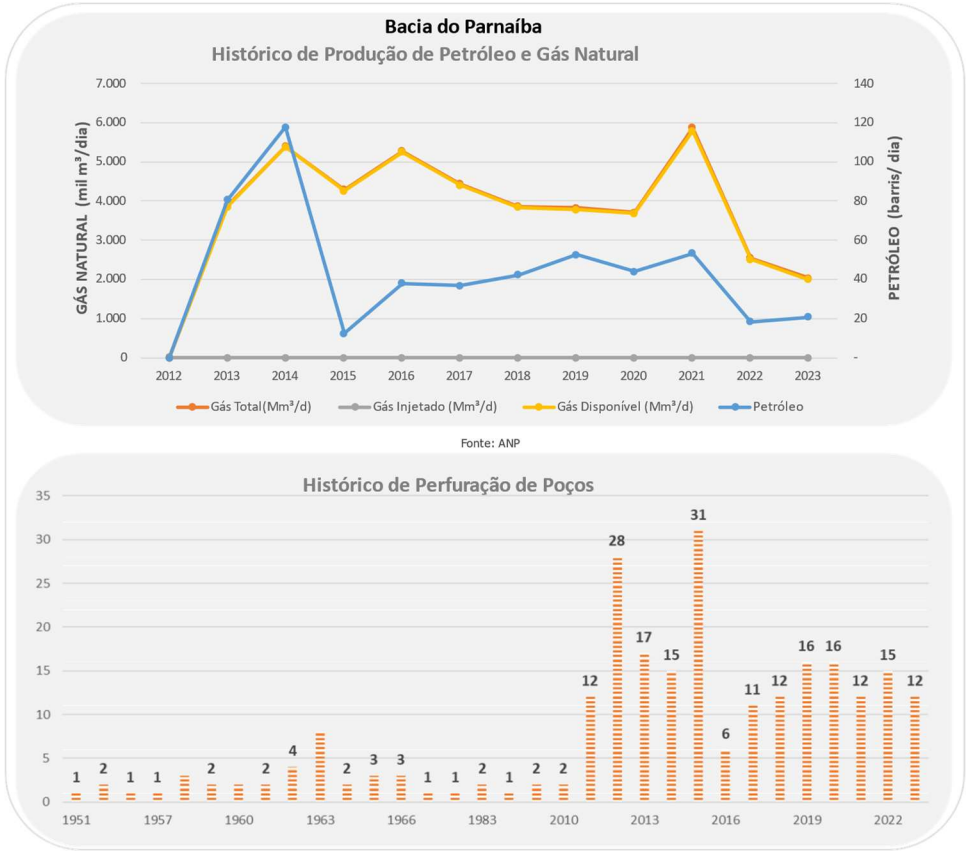
O Gráfico 8 apresenta a previsão da produção líquida da Bacia do Parnaíba até 2040. Estima-se que a produção de gás da bacia poderá alcançar cerca de 9 MMm³/dia em 2033.

Figura 3: Panorama exploratório da Bacia do Parnaíba.



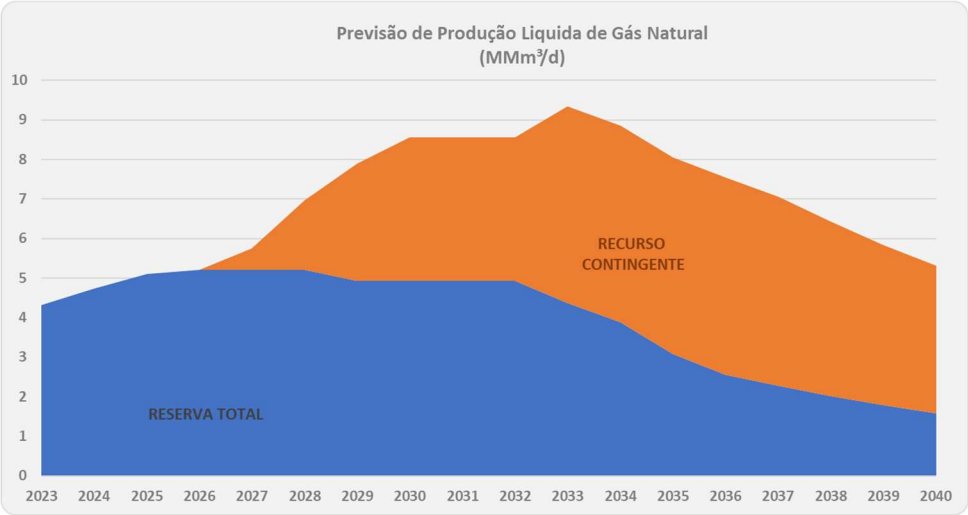
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

Gráfico 7: Histórico de produção e de perfuração de poços da Bacia do Parnaíba.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

Gráfico 8: Previsão da produção líquida de gás natural da Bacia do Parnaíba, no médio prazo.



Fonte: Modificado de EPE (2022).

Desafios no desenvolvimento da Bacia do Parnaíba

Um grande desafio para os agentes que atualmente atuam na Bacia do Parnaíba é o melhor aproveitamento do gás natural fora dos períodos de despacho das termelétricas. Neste caso, é necessário viabilizar alternativas para o aproveitamento do gás, respeitadas as garantias de reserva destinadas aos contratos de geração.

Atualmente, há 48 blocos exploratórios em estudo aguardando a aprovação da AAAS e MC para que possam estar elegíveis para a Oferta Permanente (OP) realizada pela ANP.

Uma alternativa à limitação de infraestrutura e ao período fora do despacho das térmicas é o transporte por gás natural liquefeito (GNL) por meio rodoviário e outros arranjos logísticos não dutoviários. A ENEVA está desenvolvendo um projeto para disponibilizar uma capacidade instalada remanescente de 600 mil m^3/dia da planta de processamento de gás natural, através de contratos de venda de GNL ou gás, bem como o desenvolvimento de um *Hub* de Gás em São Luís, que tem o objetivo de: (i) desenvolver o mercado de gás em São Luís atraindo novos investimentos e a substituição de combustíveis; (ii) garantir a perpetuidade dos ativos do Complexo Parnaíba, criando opções para o suprimento; e (iii) expandir a capacidade de geração na região em futuros leilões.

A concepção de um polo industrial no entorno da UPGN voltado para a petroquímica e a indústria de fertilizantes, ou eventualmente outras indústrias, implicaria na facilitação do acesso ao gás e no seu maior aproveitamento. De qualquer forma, é necessária a avaliação da viabilidade econômica do empreendimento, uma vez que as mesmas dificuldades para o transporte de gás natural na região podem se aplicar para o transporte de outras matérias-primas, bem como dos produtos do projeto.

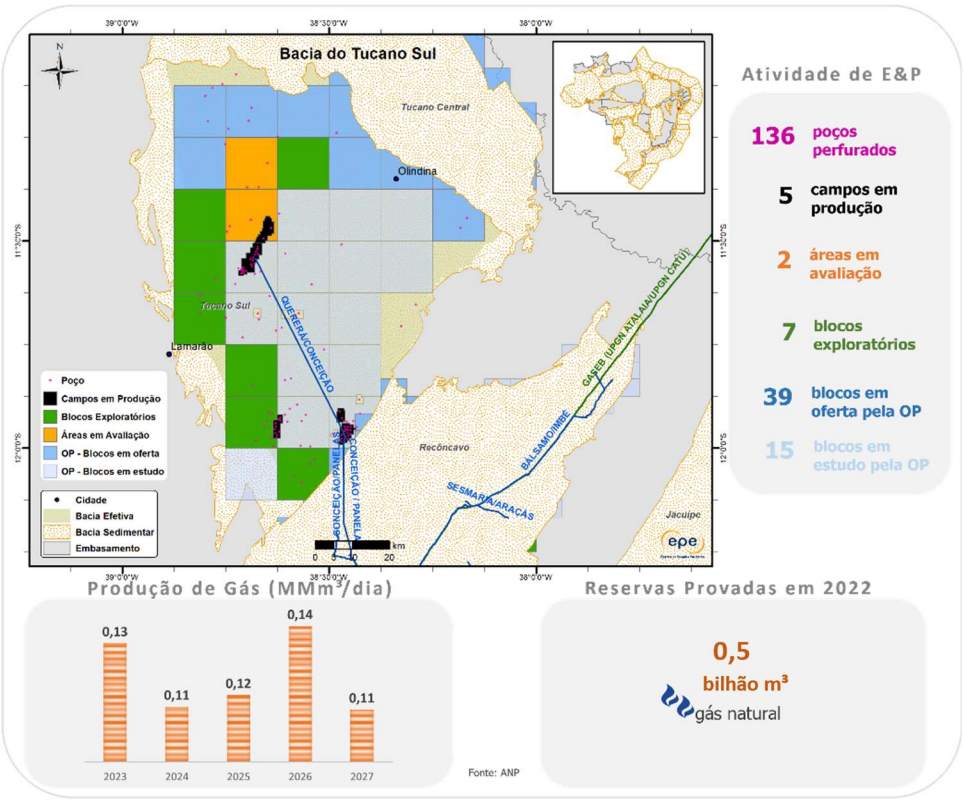
A exploração e produção de reservatórios não convencionais de gás na Bacia do Parnaíba, tendo em vista a expectativa da bacia para esses recursos, em contraponto à discussão socioambiental que o tema repercute, forma uma barreira de acesso à mais disponibilidade de gás na região. Iniciativas como o Poço Transparente podem ser uma maneira de testar os reservatórios não convencionais de gás já indicados na bacia. Neste

sentido, melhorias no arcabouço regulatório, inclusive no que compete ao licenciamento ambiental, como a revisão do Decreto 8.437/2015, podem fomentar o aproveitamento deste recurso.

Bacia de Tucano do Sul

A Bacia de Tucano Sul possui as áreas sedimentares sob concessão na região do Estado da Bahia. É uma bacia pouco explorada, com 6 campos[4] de produção. Destes, 3 são considerados campos maduros pela ANP, com potencial de aumento do fator de recuperação, e os outros como campos em fase de desenvolvimento. Além disso, são apontadas oportunidades exploratórias nos blocos disponíveis. O panorama exploratório da bacia pode ser consultado na Figura 4.

Figura 4: Panorama exploratório da Bacia do Tucano Sul.



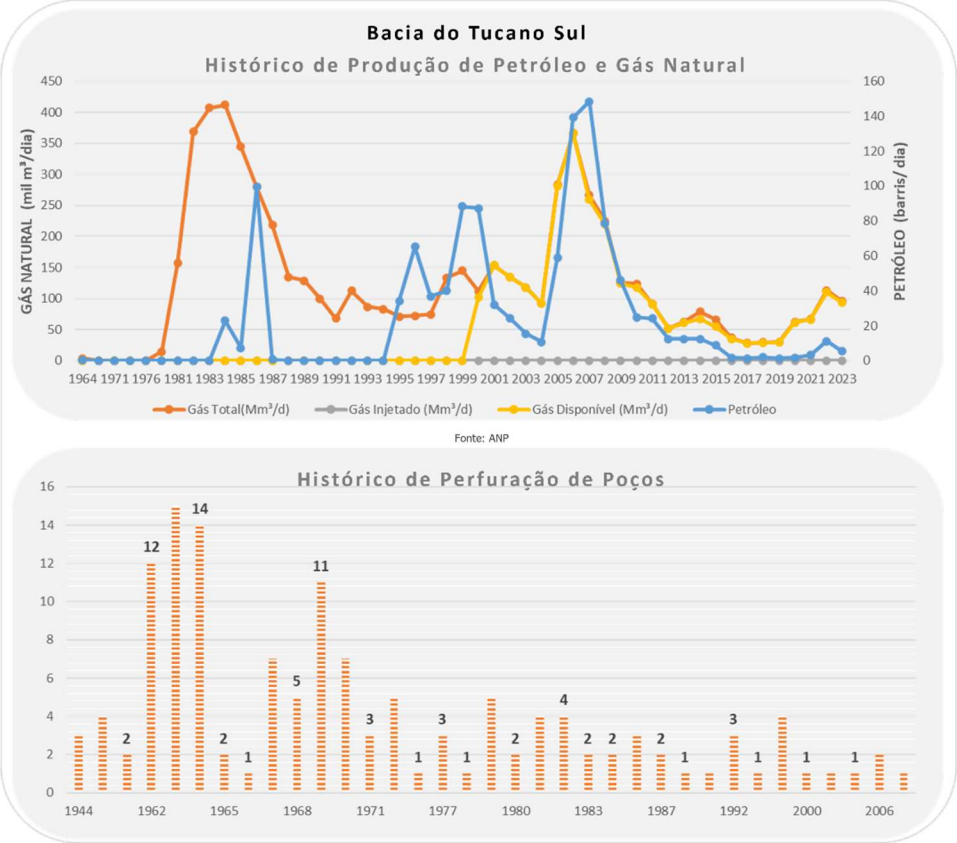
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

Atualmente, a produção da bacia é de 93 mil m³/dia de gás natural. O Gráfico 9 apresenta o histórico de produção da bacia, que evidencia sua propensão para gás natural. A produção de gás se mantém constante com leve crescimento nos últimos anos. Como o gás é não associado ao petróleo, nesta bacia não há indicação de injeção. A área é apresentada como promissora e com expectativa para gás natural pela concessionária dos blocos exploratórios. Até outubro de 2023, havia um PAD englobando duas áreas sob concessão, do consórcio entre as empresas Imetame e

[4] Os campos da Bacia de Tucano são Conceição (maduro), Fazenda Matinha (em desenvolvimento), Fazenda Santa Rosa (maduro), Iraí (em desenvolvimento), Lagoa Branca (em desenvolvimento), Querará (maduro).

Energy Paranã. Em 16 de outubro de 2023, foi declarada a comercialidade de dois campos relacionados a esse PAD, Tucano Grande e Tucano Grande Sul, que iniciam suas fases de desenvolvimento. No recente 4º Ciclo de Oferta Permanente, 13/12/2023, foram arrematados 3 blocos nesta bacia pelo consórcio Imetame/Energy Paranã.

Gráfico 9: Histórico de produção e de perfuração de poços da Bacia de Tucano Sul.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

Desafios no desenvolvimento de Tucano Sul

Embora haja grande expectativa para gás natural na Bacia de Tucano Sul, a falta de infraestrutura representa o principal desafio na bacia. Os concessionários, na apresentação realizada para o Comitê 1, afirmaram que há um mercado consumidor capaz de reter todo o gás da bacia que pode ser ofertado. Contudo, a falta de infraestrutura inibe o desenvolvimento da região. Neste caso, um gasoduto ligando a área de interesse até o Porto de Salvador poderia constituir uma rota de aproveitamento do gás da bacia. Para a continuidade do esforço exploratório, atenção deve ser dada à renovação da MC nos blocos da região.

Bacias *Onshore* Maduras

Nessa análise, foram consideradas as bacias maduras do Recôncavo, Potiguar (porção terrestre), Sergipe, Alagoas e Espírito Santo-Mucuri (porção terrestre). As bacias maduras são aquelas que já esgotaram considerável parte de seu potencial de hidrocarbonetos. Essas áreas, normalmente, passaram por intensa exploração, foram

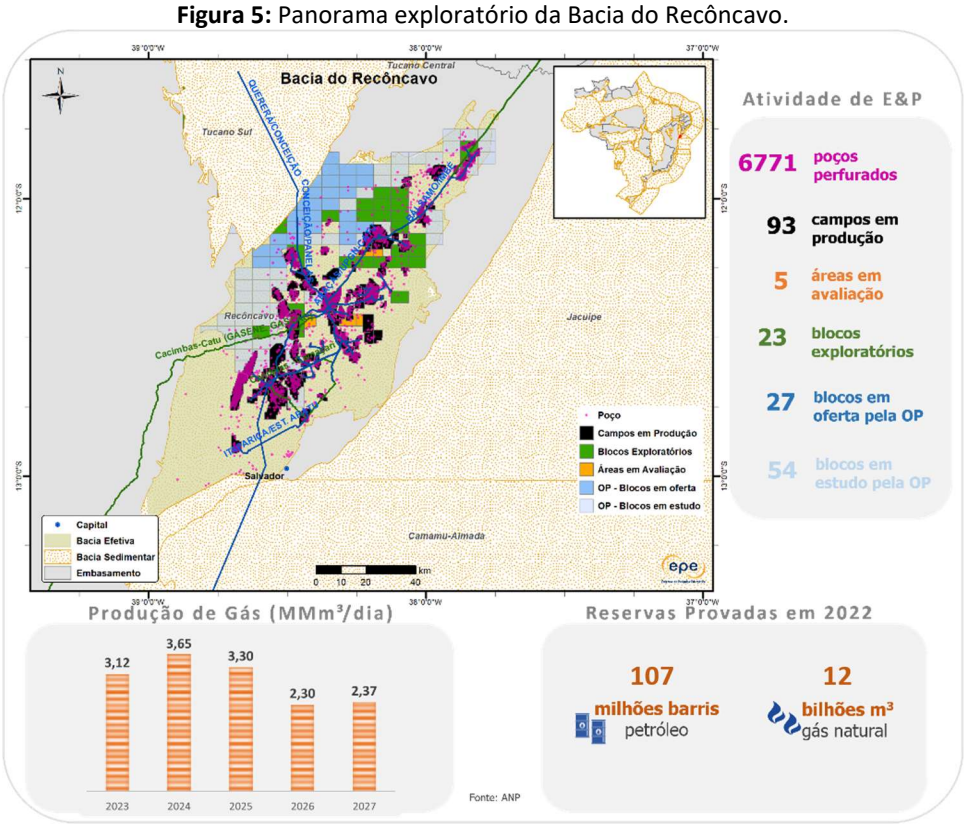
extensivamente estudadas e contam com amplo conhecimento geológico disponível. Além disso, costumam apresentar uma infraestrutura de produção e escoamento robusta, resultado do histórico desenvolvimento nessas regiões.

Desse modo, possuem dezenas de campos que estão no estágio de declínio da produção, a maioria com acumulação marginal e pequenas produções. Entretanto, a atividade exploratória nessas bacias sedimentares terrestres, além de contribuir com a oferta brasileira de petróleo e gás no médio prazo, garante o desenvolvimento pleno da indústria petrolífera nacional, com consequências socioeconômicas e políticas positivas, locais e regionais. No geral, respeitando as especificidades e as características locais de cada bacia, os principais desafios e dificuldades dessas regiões são compartilhados.

Bacia do Recôncavo

A Bacia do Recôncavo possui suas áreas sedimentares sob concessão na região do Estado da Bahia. Essa é uma bacia altamente explorada, com 93 campos de produção, a maioria maduros, com potencial direcionado para a recuperação dos reservatórios. Apesar da ampla infraestrutura da bacia, a taxa de recuperação de reservas na bacia alcança 30%, abaixo do potencial esperado. O panorama exploratório da bacia pode ser consultado na Figura 5.

Figura 5: Panorama exploratório da Bacia do Recôncavo.



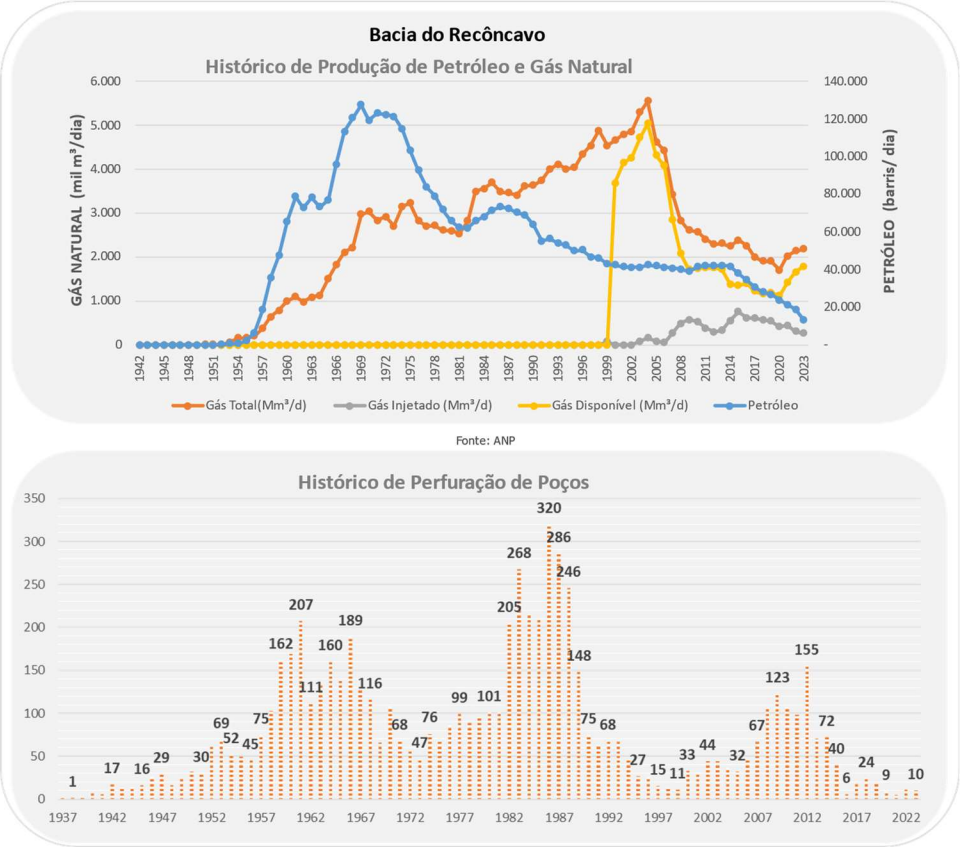
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

Atualmente, a produção da bacia é de cerca de 15 mil barris/dia e 2,3 MMm³/dia de gás natural. O Gráfico 10 apresenta o histórico de produção da bacia. A produção de gás cresceu continuamente nos últimos anos. Nota-se que a injeção é

proporcionalmente expressiva na comparação com o gás disponível. A produção acumulada dos campos da bacia soma 1,6 Bbbl de petróleo e 78 Bm³ de gás. Atualmente, há cinco PAD em área de concessão na bacia. No recente 4º Ciclo de Oferta Permanente, 6 dos 27 blocos ofertados foram arrematados (4 pela Imetame e 2 pela Perbras).

Há necessidade de serem retomados os investimentos na produção desses campos e da atividade exploratória.

Gráfico 10: Histórico de produção e de perfuração de poços da Bacia do Recôncavo.



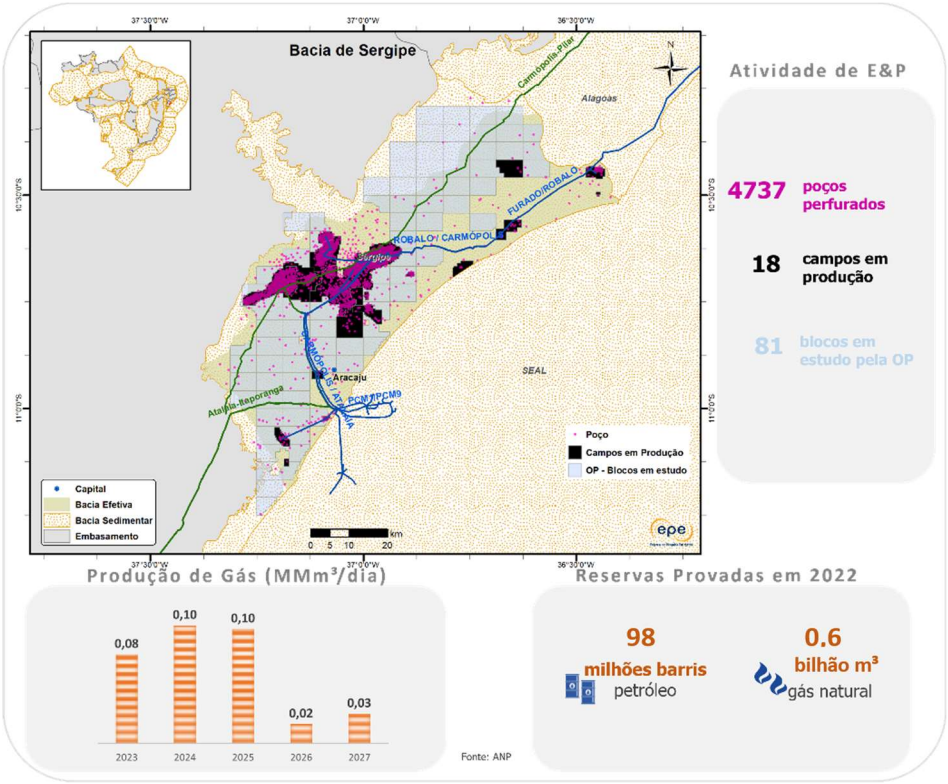
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

Bacia de Sergipe

A Bacia de Sergipe possui as áreas sedimentares sob concessão na região do estado de Sergipe. A bacia tem se mostrado prolífica e, nos últimos 13 anos, nove campos tiveram declarada sua comercialidade. A bacia possui 18 campos de produção maduros e 81 blocos em análise para a Oferta Permanente. O panorama exploratório da bacia pode ser consultado na Figura 6.

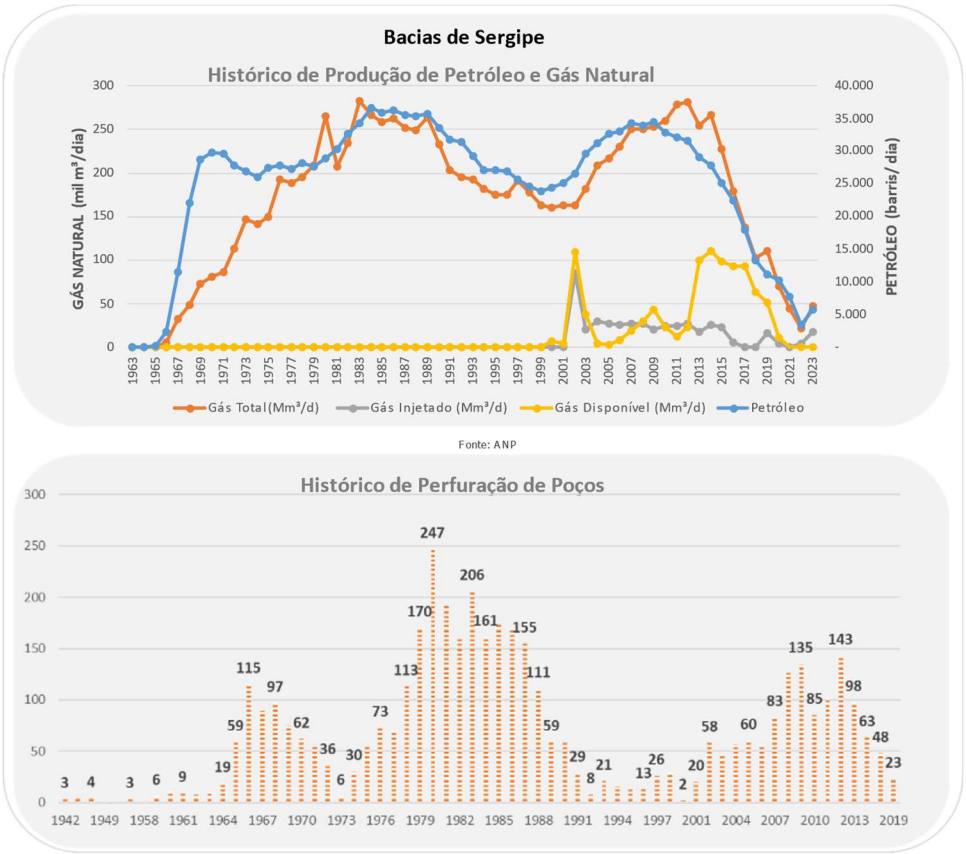
Atualmente, a produção da bacia é de 6 mil barris/dia e 48 mil m³/dia de gás natural. O Gráfico 11 apresenta o histórico de produção da bacia, que evidencia o declínio acentuado desde 2007. A produção acumulada dos campos da bacia soma 563 MMbbl de petróleo e 4 Bm³ de gás.

Figura 6: Panorama exploratório da Bacia de Sergipe.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

Gráfico 11: Histórico de produção e de perfuração de poços da Bacia de Sergipe.



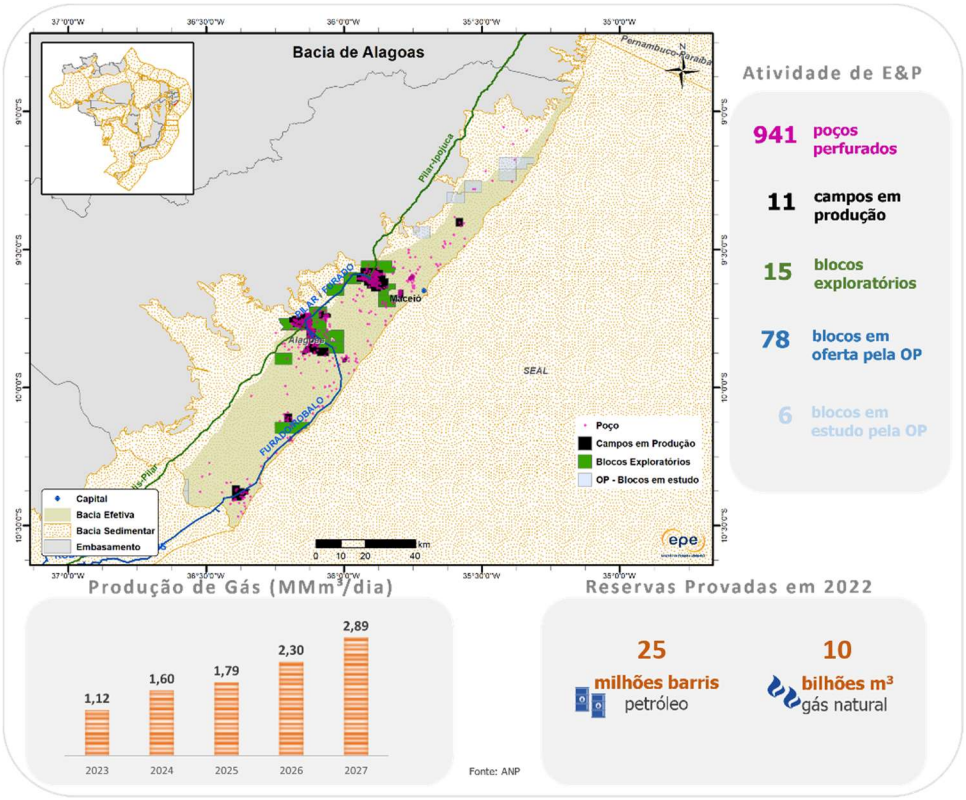
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

Bacia de Alagoas

Na exploração em terra, a Bacia de Alagoas se destaca especialmente nos campos de Pilar e São Miguel dos Campos, que concentram boa parte das reservas de hidrocarbonetos descobertas no Estado. A bacia apresentou expressivo aumento das reservas de óleo e gás nos últimos dois anos em função da prática de técnicas avançadas de recuperação. Considerando o aumento das reservas, o Fator de Recuperação da bacia alcança cerca de 50%, bem acima da média nacional.

Atualmente, a Bacia de Alagoas conta com 11 campos produtores e as principais empresas operadoras no Estado são a Origem Energia (5 campos produtores) e a Petrosynergy (6 campos produtores). O panorama exploratório da bacia pode ser consultado na Figura 7. Dos 78 blocos em Oferta Permanente, 13 foram arrematados no 4º Ciclo de Oferta Permanente, realizado em dezembro de 2023, pela empresa Elysian.

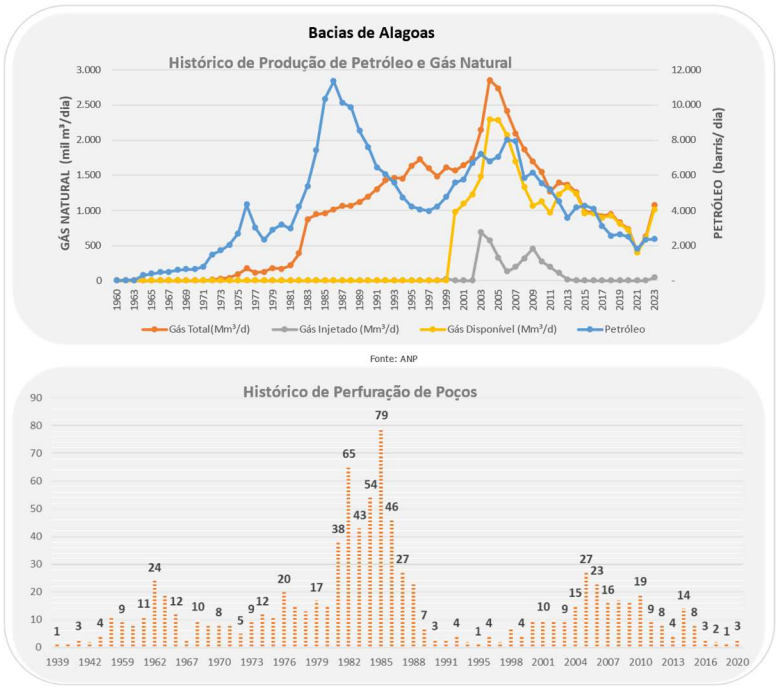
Figura 7: Panorama exploratório da Bacia de Alagoas.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

Atualmente, a produção da bacia é de 2,4 mil barris/dia e 1 MMm³/dia de gás natural. O Gráfico 12 apresenta o histórico de produção da bacia, que evidencia sua propensão para gás natural. A produção de gás, que declinava desde 2004, apresentou crescimento nos últimos anos. Como parte do gás é não associado ao petróleo, nesta bacia não há indicação de injeção. A produção acumulada dos campos da bacia soma 98 MMbbl de petróleo e 21 Bm³ de gás, sendo 11 Bm³ de gás não associado.

Gráfico 12: Histórico de produção e de perfuração de poços da Bacia de Alagoas.

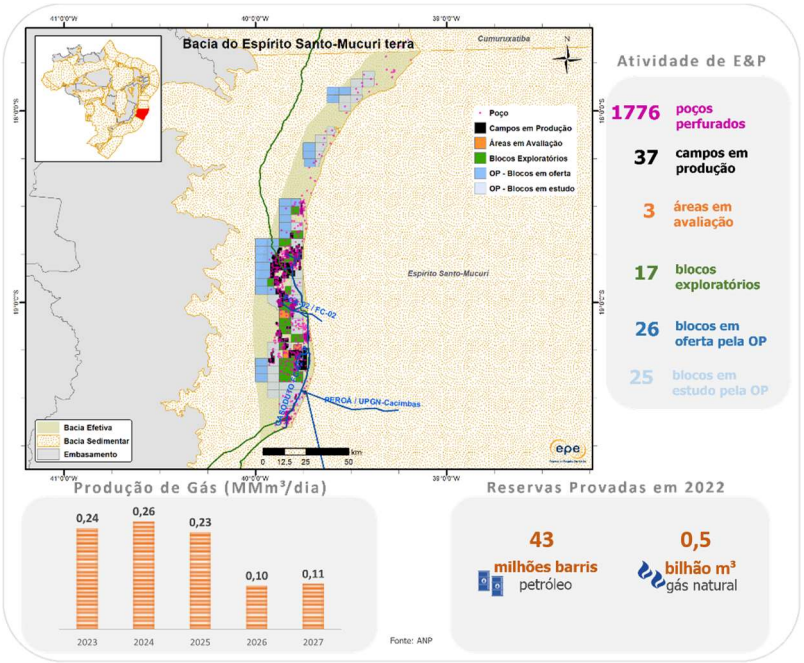


Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

Bacia de Espírito Santo-Mucuri

A Bacia do Espírito Santo-Mucuri na porção terrestre possui 37 campos de produção maduros, com potencial de aumento do fator de recuperação, além de 3 áreas sob avaliação e oportunidades exploratórias em blocos disponíveis. O panorama exploratório da bacia pode ser consultado na Figura 8. No 4º Ciclo de OPC, 10 blocos foram arrematados pela empresa Elysian.

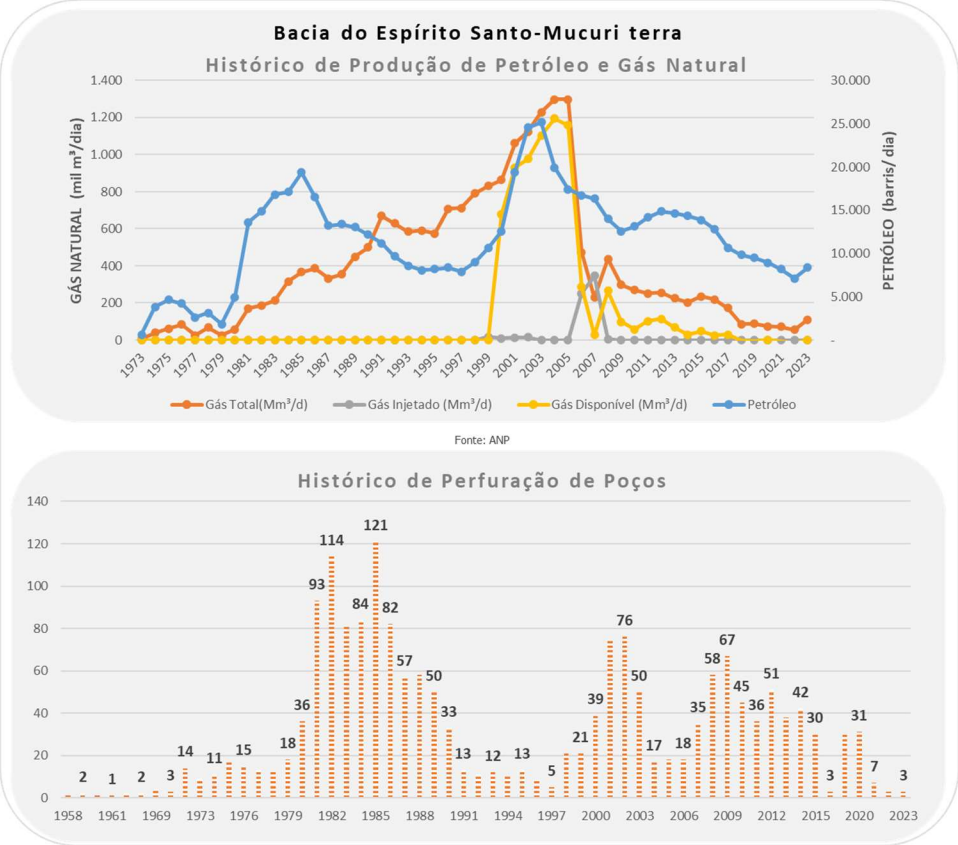
Figura 8: Panorama exploratório da Bacia do Espírito Santo-Mucuri terra.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

Atualmente, a produção da bacia é de 9 mil barris/dia e 119 mil m³/dia de gás natural. O Gráfico 13 apresenta o histórico de produção da bacia, que evidencia um declínio desde 2011. A produção acumulada dos campos da bacia soma 218 MMbbl de petróleo e 7,4 Bm³ de gás.

Gráfico 13: Histórico de produção e de perfuração de poços da Bacia do Espírito Santo-Mucuri terra.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

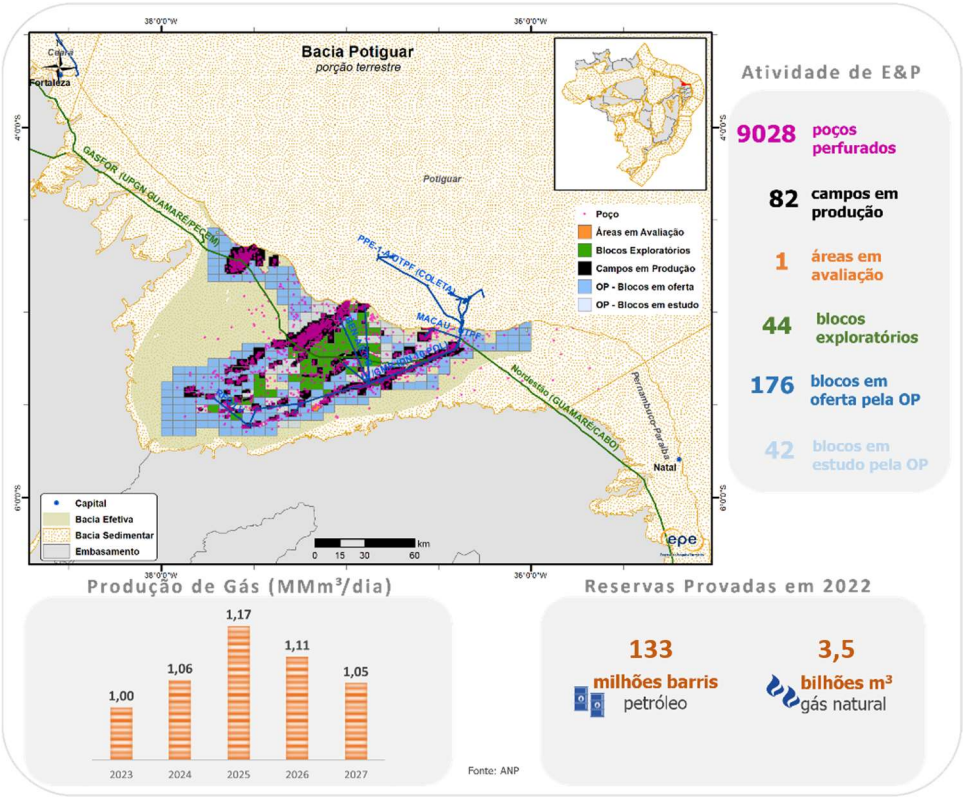
Bacia Potiguar

A Bacia Potiguar, altamente explorada, possui 82 campos de produção maduros. O panorama exploratório da bacia pode ser consultado na **Figura** Figura 9.

Atualmente, a produção da bacia é de 33 mil barris/dia e 945 mil m³/dia gás natural. O Gráfico 14 apresenta o histórico de produção da bacia, que evidencia a produção em declínio, mas com expectativa de recuperação nos últimos anos. Nesta bacia não há indicação de injeção, a diferença entre o gás total e o gás exportado nesse caso é dada pela queima por questões de segurança e pelo consumo das instalações. A produção acumulada do campo da bacia soma 808 MMbbl de petróleo e 9 Bm³ de gás.

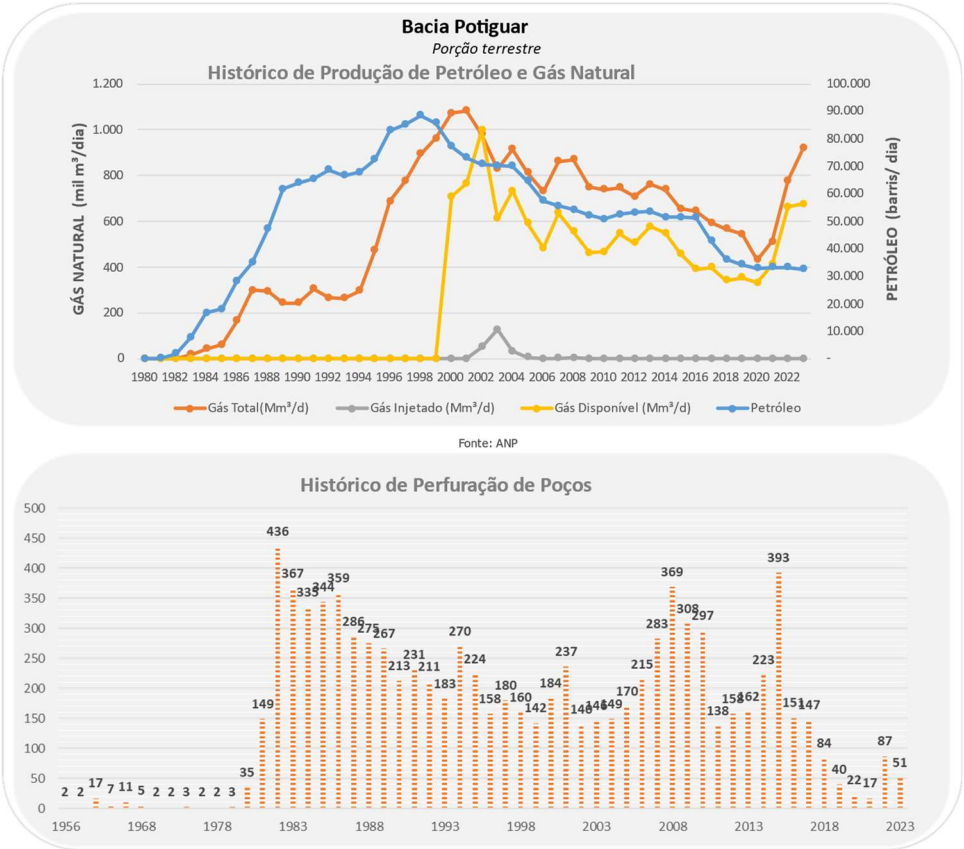
O Gráfico 15 apresenta a previsão da produção líquida das bacias maduras terrestres: Recôncavo, Potiguar, Sergipe, Alagoas e Espírito Santo até 2040. Estima-se que, em conjunto, essas bacias entrem em declínio, com exportação de gás de cerca de 200 mil m³/dia em 2040.

Figura 9: Panorama exploratório da Bacia Potiguar terra.



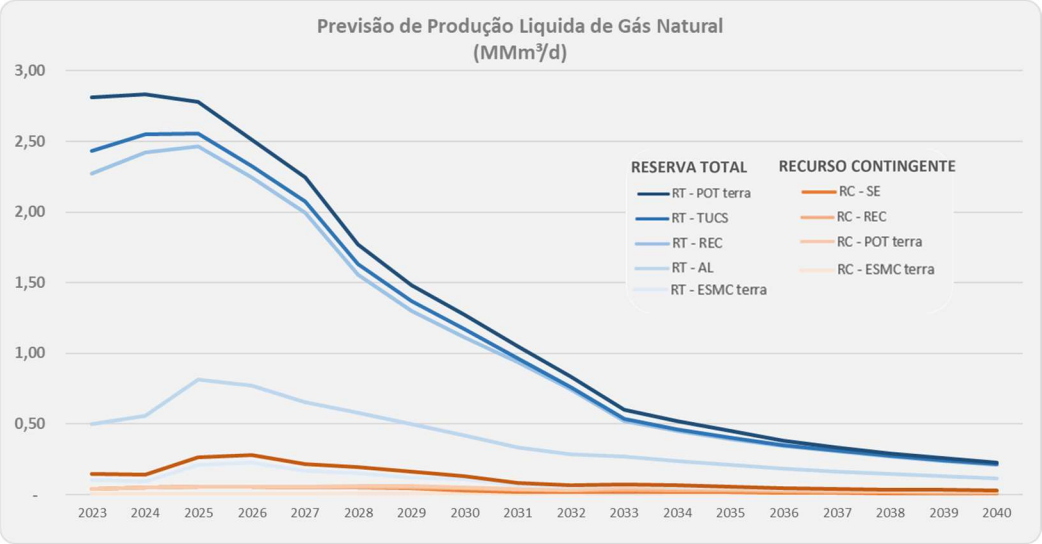
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

Gráfico 14: Histórico de produção e de perfuração de poços da Bacia Potiguar terra.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

Gráfico 15: Previsão da produção líquida de gás natural das bacias terrestres maduras, no médio prazo. Siglas das bacias: POT – Potiguar, REC – Recôncavo, AL – Alagoas, ESMC – Espírito Santo-Mucuri, SE – Sergipe.



Fonte: Modificado de EPE (2022).

Desafios no Desenvolvimento das Bacias Terrestres Maduras

Os principais desafios das bacias terrestres maduras estão relacionados à recuperação das reservas para a manutenção da produção. Para isso, técnicas de recuperação avançada são essenciais para alcançar os objetivos. O aumento das produções nos últimos anos é atribuído à revitalização das atividades de E&P, geralmente de campos desinvestidos. Desse modo, é relevante que os investimentos e incentivos necessários para a revitalização dos campos e recuperação de reservatórios sejam direcionados para estas áreas.

Do ponto de vista socioambiental, a ausência da MC dificulta que blocos exploratórios possam estar elegíveis para a Oferta Permanente, fazendo com que isso seja um gargalo para as atividades exploratórias. Destaca-se que regiões dessas bacias apresentam mercado consumidor, ou seja, o gás com potencial de ser disponibilizado pode ser destinado ao uso.

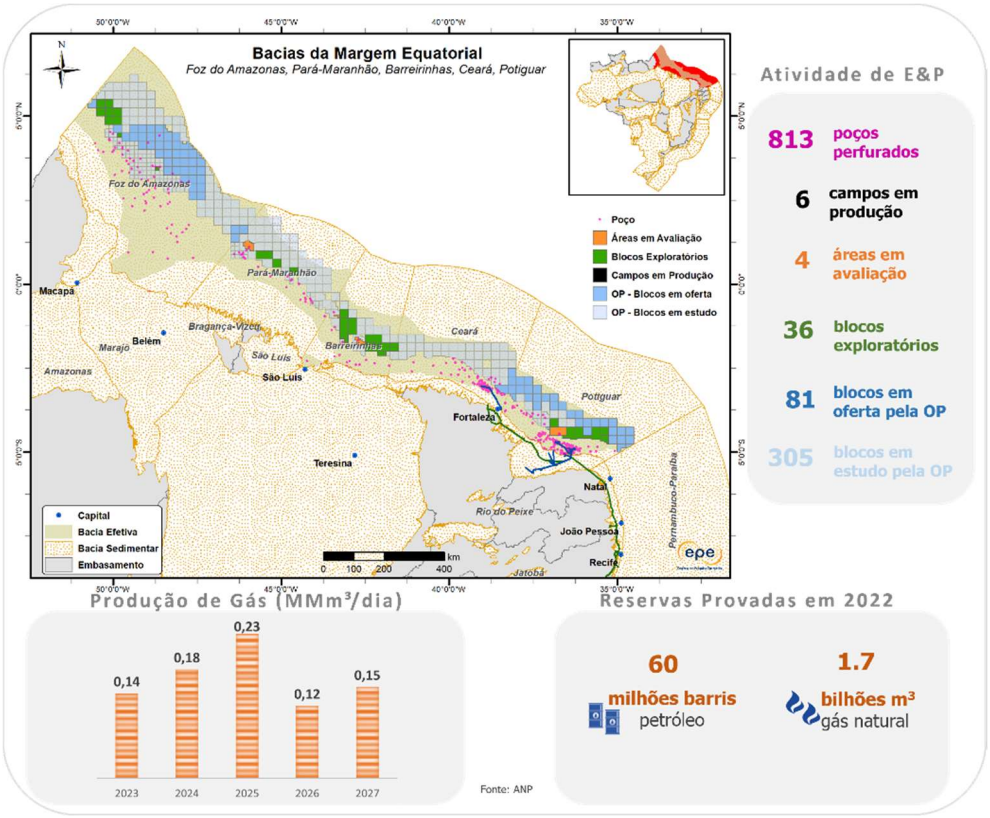
As bacias terrestres com expectativa para a exploração e produção de reservatórios não convencionais de gás, como a do Recôncavo, possuem o desafio adicional associado à discussão socioambiental acerca das especulações sobre este tipo de recurso, que forma uma barreira de acesso ao conhecimento sobre tais recursos e à disponibilidade do gás. Iniciativas como o Poço Transparente podem ser uma maneira de testar os reservatórios não convencionais de gás já indicados em algumas bacias. Neste sentido, melhorias no arcabouço regulatório, inclusive no que compete ao licenciamento ambiental, como a revisão do Decreto 8.437/2015, podem fomentar o aproveitamento deste recurso.

Bacias da Margem Equatorial

A Margem Equatorial brasileira (MEQ) é composta pelas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar (na porção marítima). Nos

últimos anos esta região ganhou destaque, primeiro com a oferta de blocos exploratórios ofertados à época das Rodadas de Licitação promovidas pela ANP, depois pelas sequentes discussões socioambientais e pelas liberações das licenças operacionais necessárias às atividades de exploração e produção. Nos últimos anos, importantes descobertas em bacias sedimentares vizinhas, como as da Guiana e Guiana Francesa, na América do Sul, e de Gana, na costa da África, aumentaram as expectativas com relação ao potencial petrolífero nos *plays* exploratórios análogos presentes nas bacias da MEQ brasileira. O panorama exploratório das bacias da MEQ brasileira pode ser consultado na Figura 10.

Figura 10: Panorama exploratório da Margem Equatorial (MEQ), bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar (marítima).

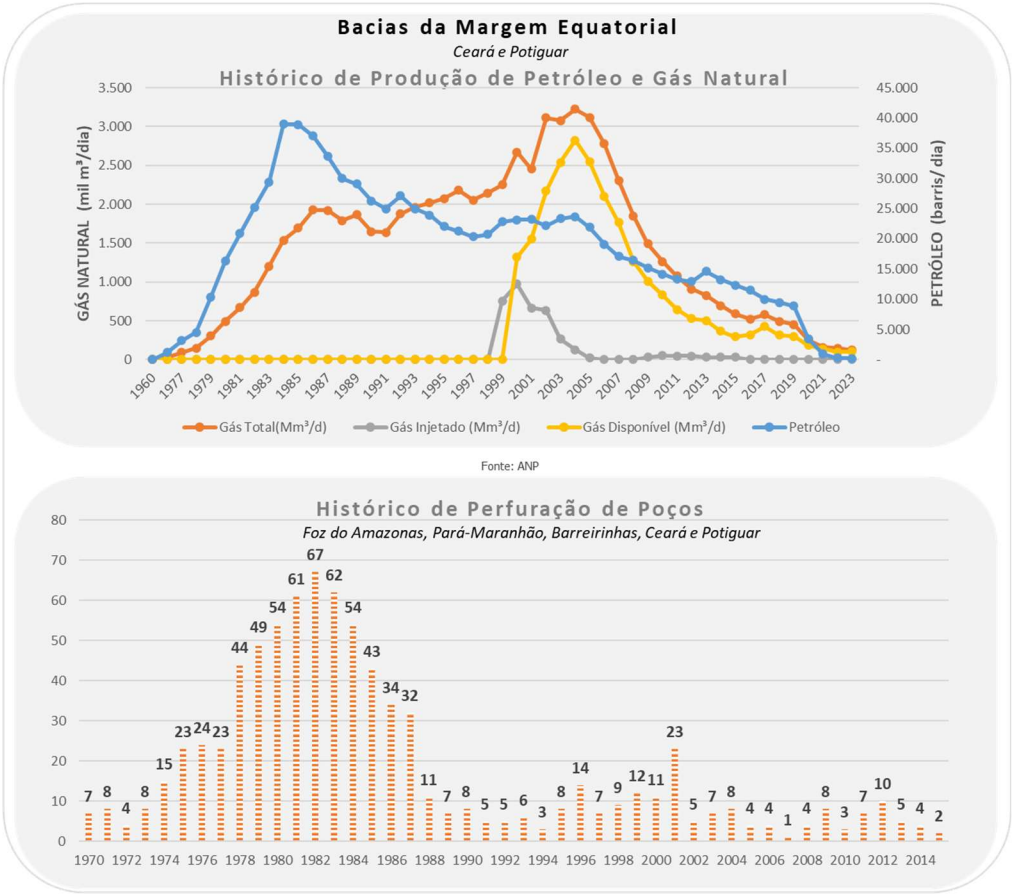


Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

Atualmente, as bacias que produzem na MEQ são as Potiguar e Ceará, somando seis campos, porém com produções modestas. Entretanto, há uma ampla área exploratória, composta por dezenas de blocos em oferta e centenas em estudo para a Oferta Permanente. O Gráfico 16 apresenta o histórico de produção das bacias Potiguar e Ceará.

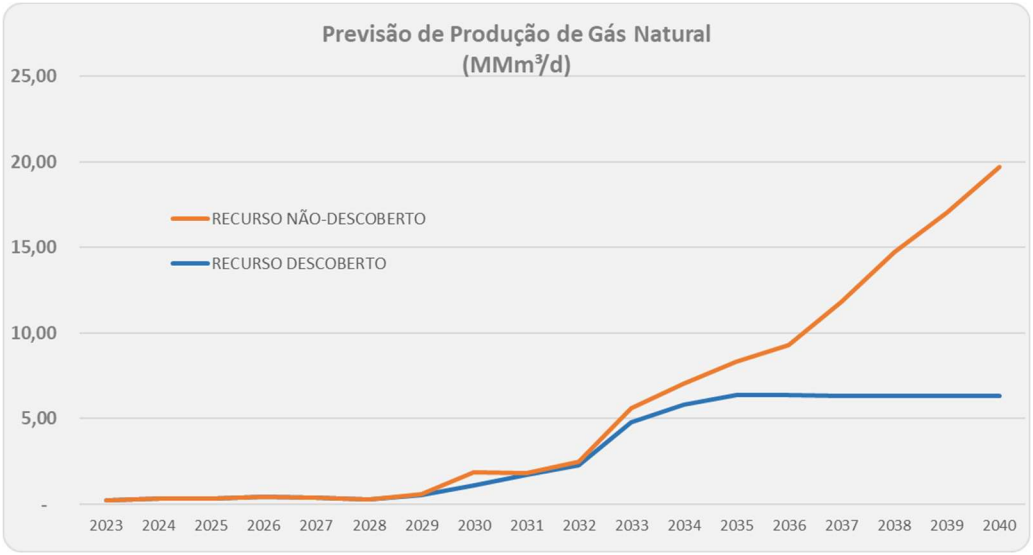
O Gráfico 17 apresenta a previsão da produção líquida do conjunto de Bacias que compõem a Margem Equatorial, até 2040. Estima-se que a exportação de gás da bacia alcançará cerca de 20 MMm³/dia em 2040, com a junção dos Recursos Descobertos e Não Descobertos.

Gráfico 16: Histórico de produção e de perfuração de poços da Margem Equatorial (MEQ), bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar (marítima).



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

Gráfico 17: Previsão da produção líquida de gás natural da Margem Equatorial (MEQ), bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar (marítima).



Fonte: Modificado de EPE (2022).

Desafios no Desenvolvimento das Bacias da MEQ

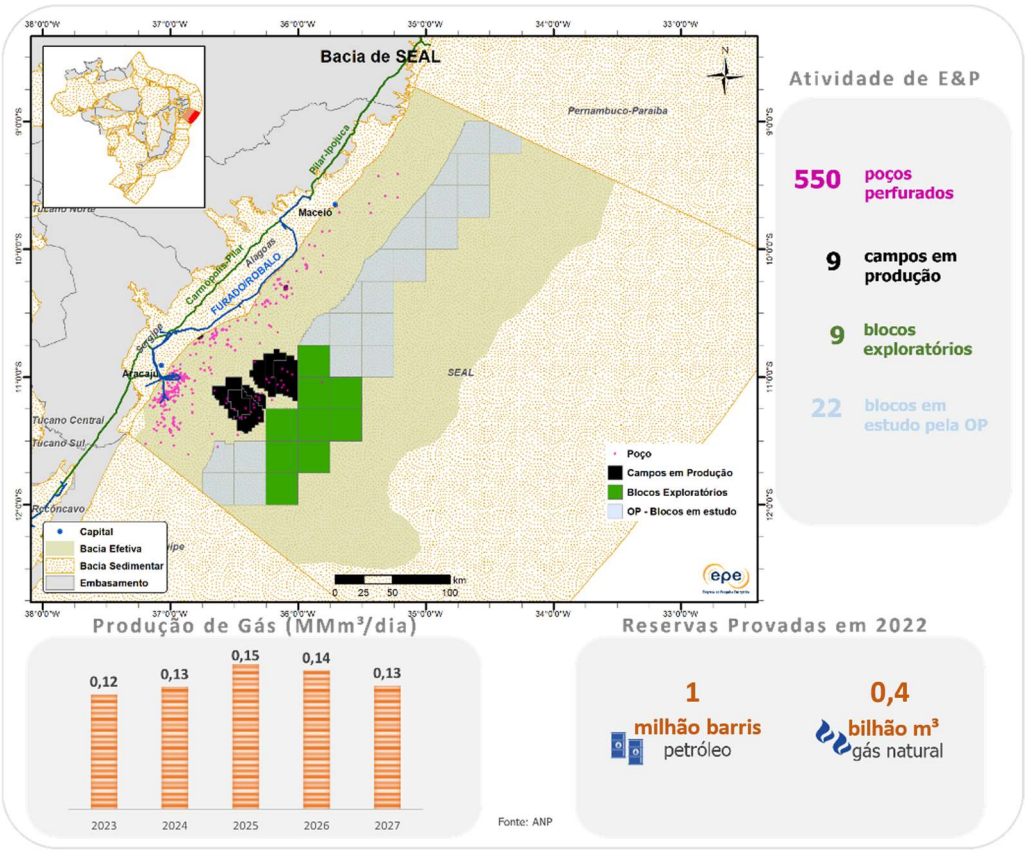
O grande desafio da MEQ é garantir o esforço exploratório da região, para isso espera-se que os blocos exploratórios estejam disponíveis para a Oferta Permanente e que as áreas sejam atrativas para investimentos.

O processo de licenciamento ambiental deve evoluir nessas bacias para viabilizar a perfuração de poços exploratórios pioneiros e confirmar o potencial dos setores de águas profundas e ultraprofundas. Em paralelo aos esforços para viabilizar o licenciamento ambiental, novas áreas devem ser disponibilizadas através da retomada dos processos de AAAS ou MC.

Bacia de Sergipe-Alagoas

A Bacia de Sergipe-Alagoas (SEAL) possui as áreas sedimentares sob concessão na região marítima dos estados de Sergipe e Alagoas. A bacia tem se mostrado prolífica e, nos últimos anos, foram descobertos e declaradas a comercialidade de nove campos. Ainda há uma vasta área exploratória com 9 blocos sob concessão, e muitos outros em estudos para Oferta Permanente. O panorama exploratório da bacia pode ser consultado na Figura 11.

Figura 11: Panorama exploratório da Bacia de SEAL.



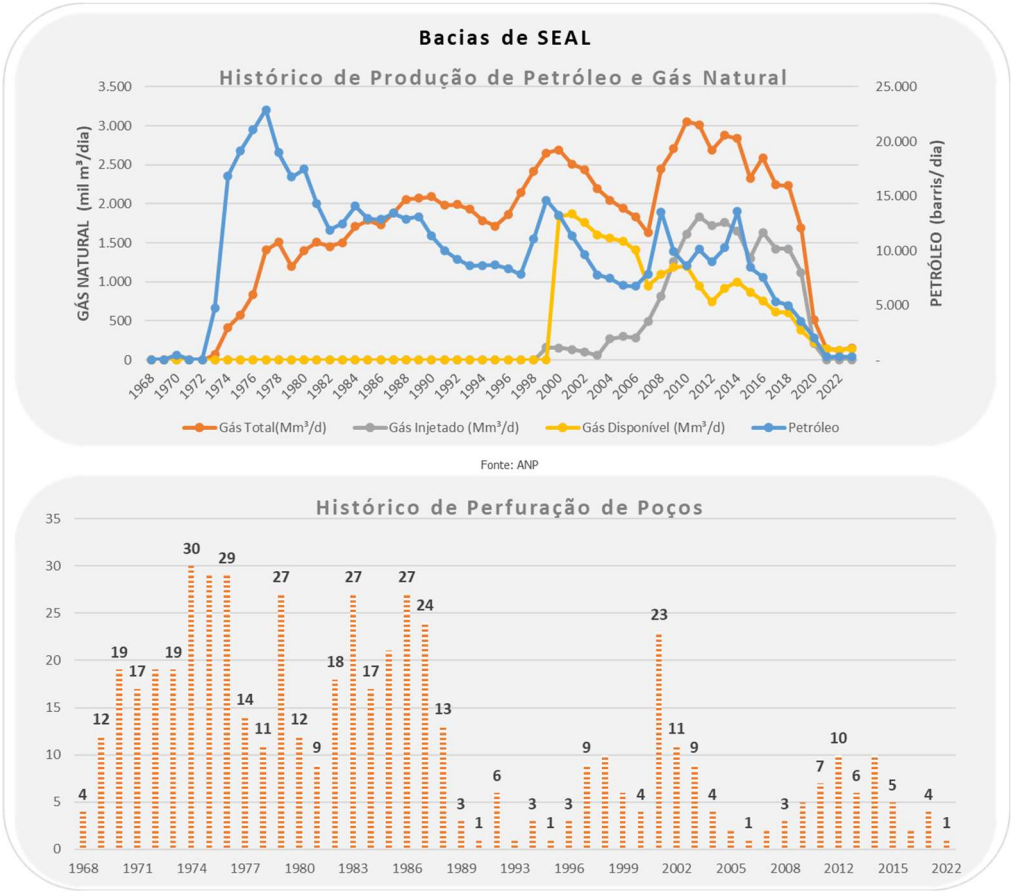
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

Na porção marítima de SEAL, os setores de águas profundas e ultraprofundas têm sido amplamente divulgados como uma das melhores expectativas para

investimentos no horizonte de médio prazo. Entretanto, apesar do potencial dessas áreas, há um esforço para a monetização dos recursos da região.

Espera-se que a produção da bacia alcance nos próximos 6 anos um patamar de produção acima de 10 MM m³/dia de gás natural. O histórico de produção da bacia, no Gráfico 18, representa sobretudo campos localizados em águas rasas com características distintas das regiões de águas profundas. Estas últimas com expectativa de potencial elevado e com propensão para gás natural, mas que ainda não refletem no histórico da bacia.

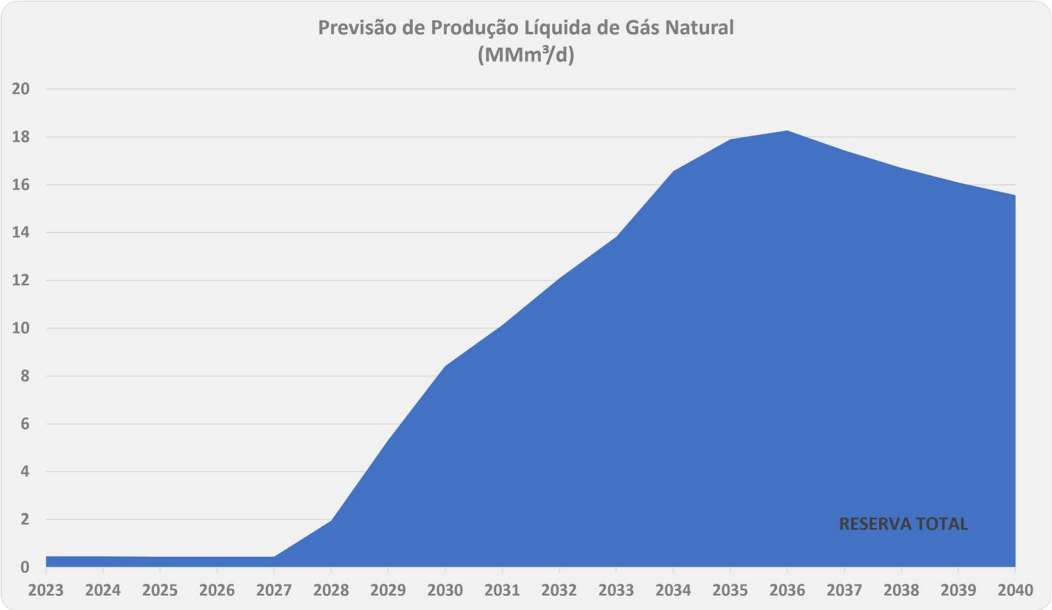
Gráfico 18: Histórico de produção e de perfuração de poços de SEAL.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

A previsão da produção da Bacia de SEAL, ao contrário do histórico, sinaliza nas previsões a expectativa para gás natural com alcance de 15 MMm³/dia em 2040, com forte contribuição de novos projetos, incluindo unidades ainda em avaliação. O Gráfico 19 apresenta a previsão da produção líquida da Bacia de SEAL até 2040. Estima-se que a produção bruta de gás da bacia alcançará um pico de cerca de 18 MMm³/dia em 2036 e manterá 15 MMm³/dia em 2040.

Gráfico 19: Previsão da produção líquida de gás natural da Bacia de SEAL, no médio prazo.



Fonte: Modificado de EPE (2022).

Desafios no desenvolvimento da Bacia de SEAL

A Bacia de SEAL tem o desafio de monetizar suas reservas de gás natural através da viabilização de um modelo de negócio para tratar do escoamento da produção dos projetos já com declaração de comercialidade e dos blocos que ainda estão em campanha exploratória, mas sem indicativo de descobertas.

A promoção de campanhas exploratórias que aumentem a atratividade da bacia é outro ponto que merece destaque, valendo-se, por exemplo, da incerteza da continuidade exploratória da companhia Exxon. A companhia é operadora dos 9 blocos exploratórios da bacia e, em 2022, obteve licença para perfuração de 11 poços.

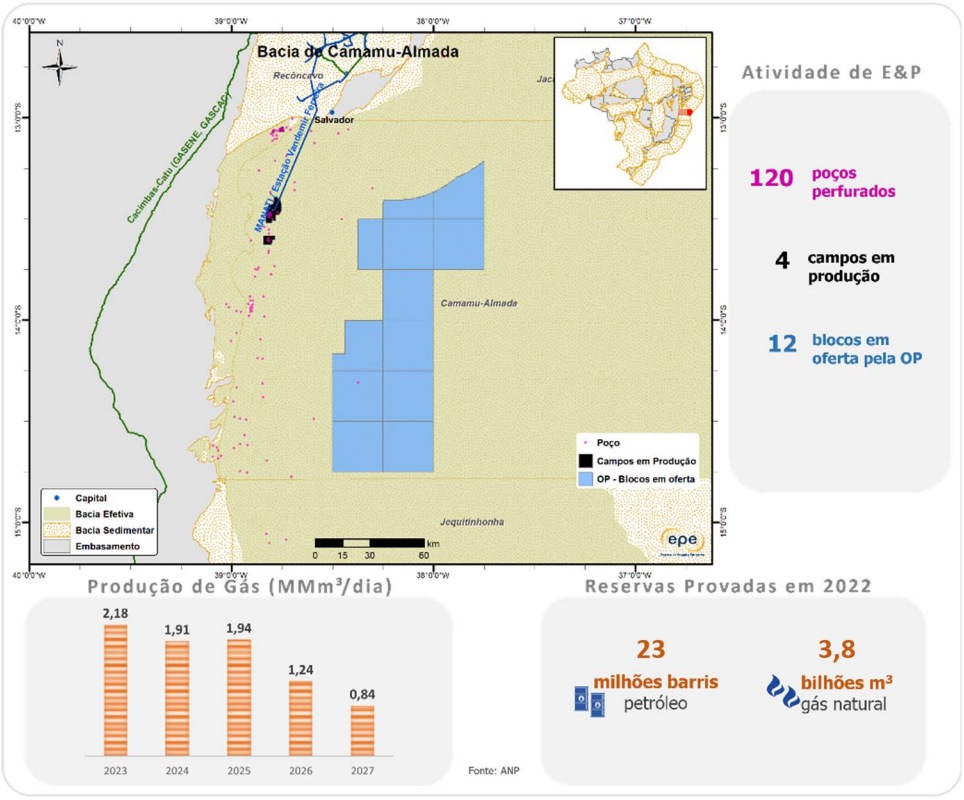
O primeiro poço perfurado pela Exxon não encontrou indício de hidrocarbonetos, contudo há outras oportunidades para serem testadas. A Bacia de SEAL é uma das que possui o estudo da AAAS. A avaliação depende ainda de aprovação por parte da entidade interministerial responsável pela implementação dos estudos. O aumento da atividade exploratória depende em parte de que as áreas estejam disponíveis para a Oferta Permanente.

Bacia de Camamu-Almada

A Bacia de Camamu-Almada possui as áreas sedimentares sob concessão na região do Estado da Bahia. A região é considerada de fronteira exploratória, apesar da ocorrência de campos de produção de gás natural. O panorama exploratório da bacia pode ser consultado na Figura 12.

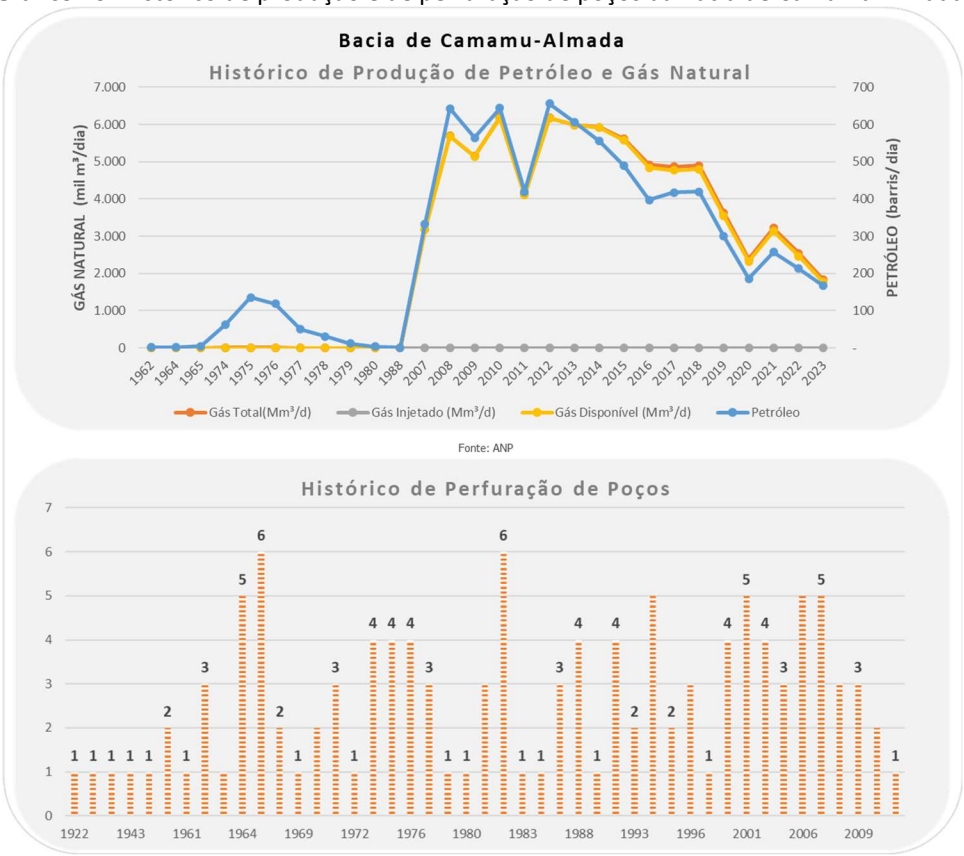
A produção da bacia é de 155 barris/dia e 1,7 MMm³/dia de gás natural. O Gráfico 20 apresenta o histórico de produção da bacia, que evidencia sua propensão para gás natural.

Figura 12: Panorama exploratório da Bacia de Camamu-Almada.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

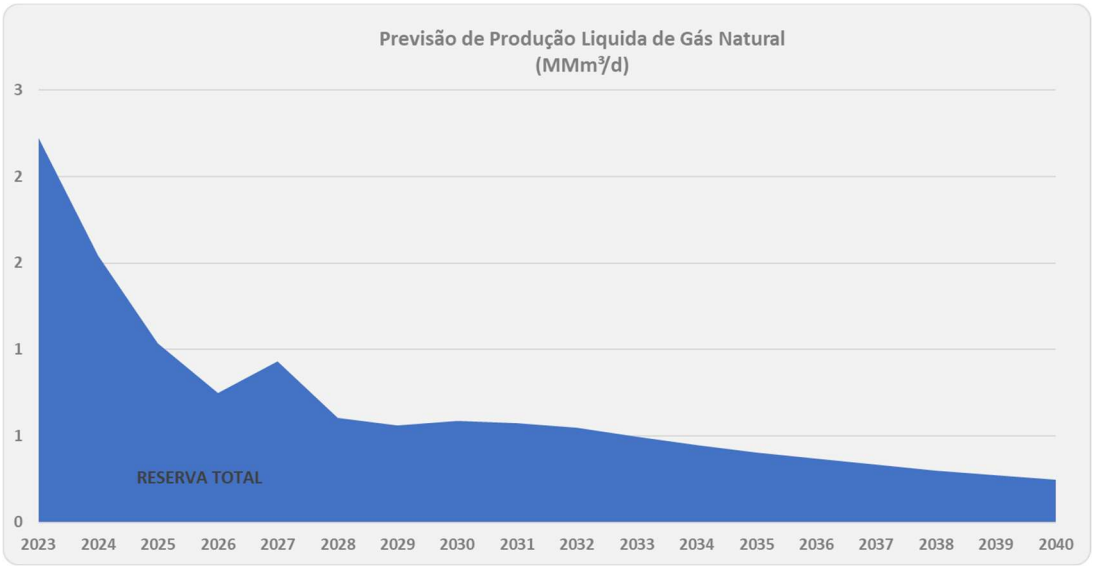
Gráfico 20: Histórico de produção e de perfuração de poços da Bacia de Camamu-Almada.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

O Gráfico 21 apresenta a previsão da produção líquida da Bacia de Camamu-Almada até 2040. Estima-se que a exportação de gás da bacia fique no patamar de 300 mil m³/dia em 2040.

Gráfico 21: Previsão da produção líquida de gás natural da Bacia de Camamu-Almada, no médio prazo.



Fonte: Modificado de EPE (2022).

Desafios no desenvolvimento da Bacia de Camamu-Almada

A Bacia de Camamu-Almada é considerada de fronteira exploratória e é necessário um esforço exploratório para que haja conhecimento que proporcione atratividade para essas áreas. A infraestrutura existente nos campos da região também merece destaque pelo potencial de aproveitamento. Há muitos blocos em estudo e do ponto de vista socioambiental, há ausência da MC e AAAS.

Em 2013, após um longo processo de licenciamento ambiental, houve a perfuração de um poço pioneiro em águas profundas que não encontrou indícios de óleo ou gás. As dificuldades do licenciamento ambiental nessa região e a falta de descobertas nos setores de águas profundas e ultraprofundas afastaram os investidores de fazer ofertas nos blocos disponibilizados pela ANP.

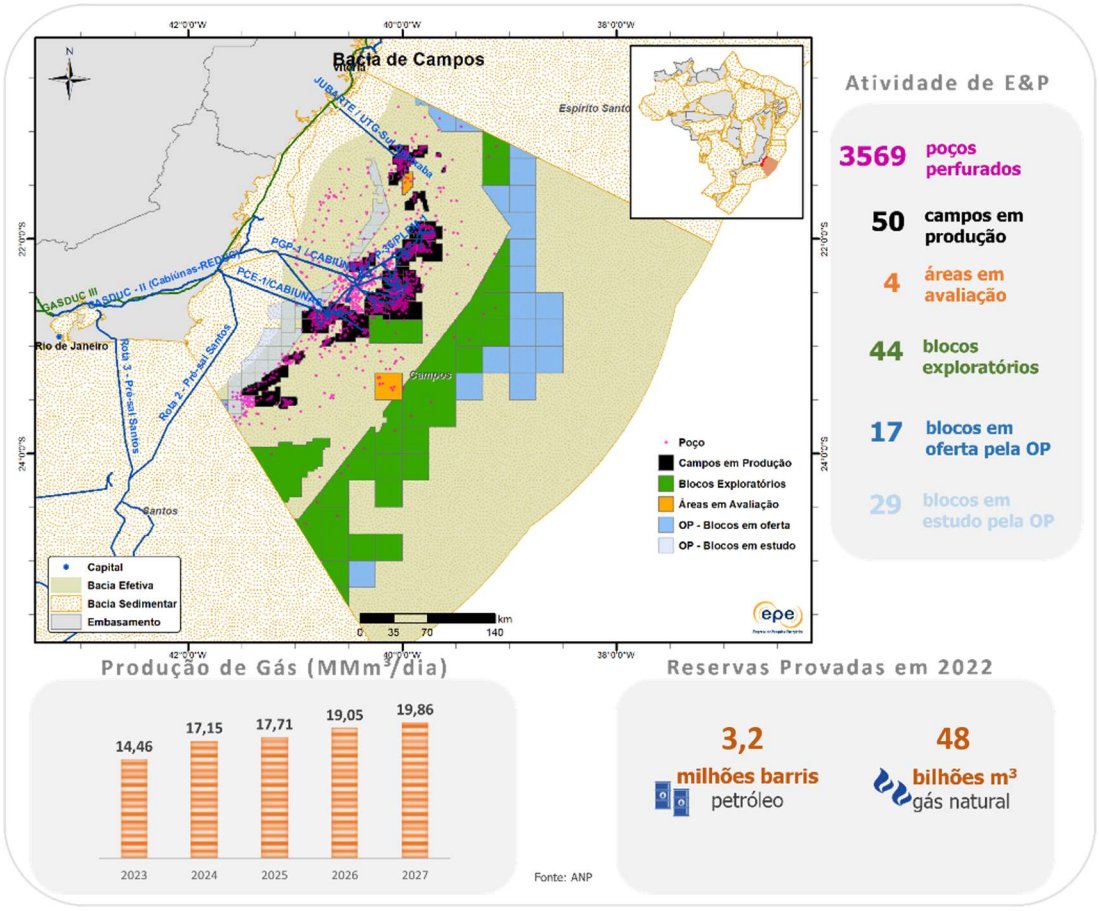
Em 2023, ocorreu o cancelamento do processo de desinvestimento do Campo de Manati pela Petrobras. O programa de desinvestimento da Petrobras apresentou alguns casos de sucesso no País, onde observou-se o retorno da produção e dos investimentos nesses campos. O retorno dos investimentos nesse campo e da atividade exploratória deve ser monitorada nessa bacia.

Bacia de Campos

A Bacia de Campos, desde o início da década de 1980, contribui de forma expressiva com a produção nacional. Atualmente grande parte dos campos da bacia está em declínio e têm sido discutidos modos operacionais que otimizem o uso de

equipamentos e a monetização de algumas áreas com descobertas recentes. O panorama exploratório da bacia pode ser consultado na Figura 13.

Figura 13: Panorama exploratório da Bacia de Campos.

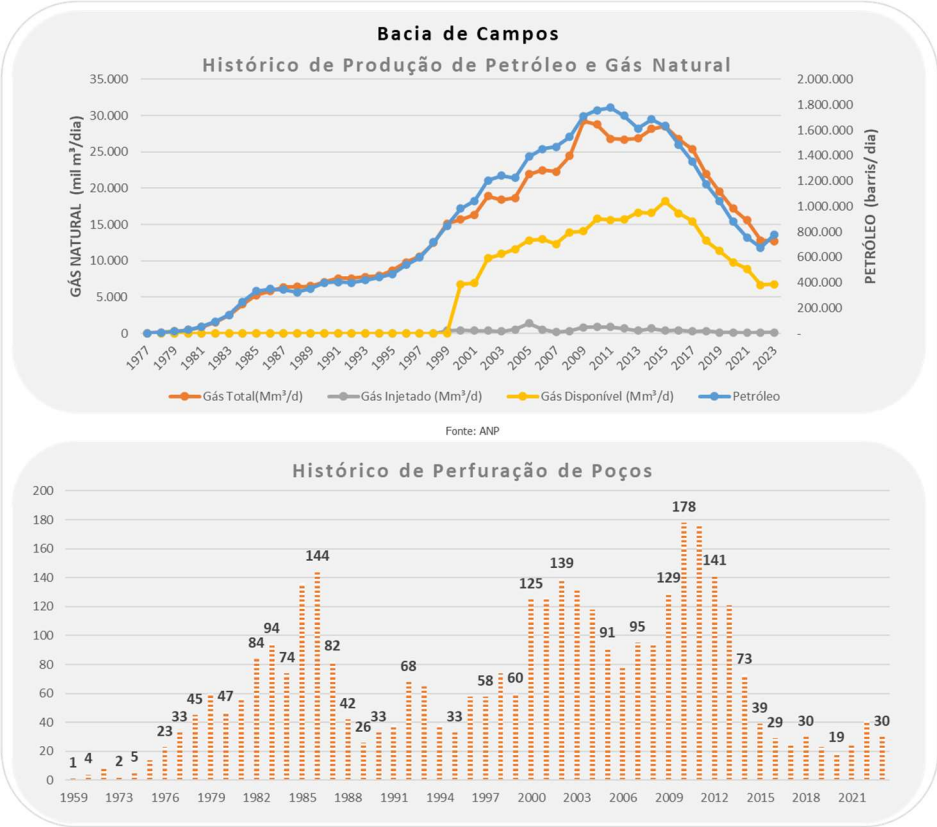


Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

Atualmente, a produção da bacia é de 788 mil barris/dia e 13 MMm³/dia de gás natural. O Gráfico 22 apresenta o histórico de produção da bacia, que evidencia sua propensão para campos de petróleo com gás associado. Uma das grandes promessas de disponibilidade de gás na Bacia de Campos refere-se às descobertas do bloco BM-C-33 que foi classificado como campo de gás natural. As descobertas tiveram declaração de comercialidade recente para o campo de Raia e fazem parte de um grupo seleto de novos projetos que contribuirá para a manutenção dos patamares de produção das bacias da Margem Leste e de modo geral do País no médio prazo.

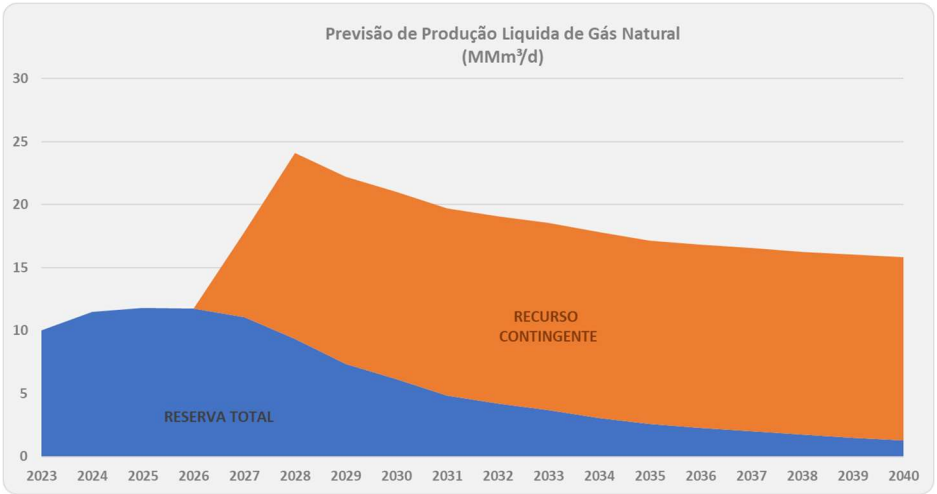
O Gráfico 23 apresenta a previsão da produção líquida da Bacia de Campos até 2040. Estima-se que a exportação de gás da bacia alcançará 16 MMm³/dia em 2040. A produção de novos projetos de unidades ainda em avaliação contribui com 15 MMm³/dia a partir de 2028, mantendo esse patamar até o horizonte de 2040.

Gráfico 22: Histórico de produção e de perfuração de poços da Bacia de Campos.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

Gráfico 23: Previsão da produção líquida de gás natural da Bacia de Campos, no médio prazo.



Fonte: Modificado de EPE (2022).

Desafios no desenvolvimento da Bacia de Campos

Com o declínio dos campos da Bacia de Campos, a manutenção da produção depende de investimentos para a revitalização e de modelos de negócios aliados a técnicas de compartilhamento de infraestruturas que permitam a otimização das produções e dos custos entre áreas e Operadoras distintas. Isso encontra limitações nas

estratégias de fiscalização dos ativos e em aspectos jurídicos e regulatórios que suportem as operações.

Com relação às áreas para as quais estão previstos novos projetos, a concorrência no portfólio das empresas competindo por investimentos representa um risco para os setores que esperam as definições sobre os recursos daqueles ativos.

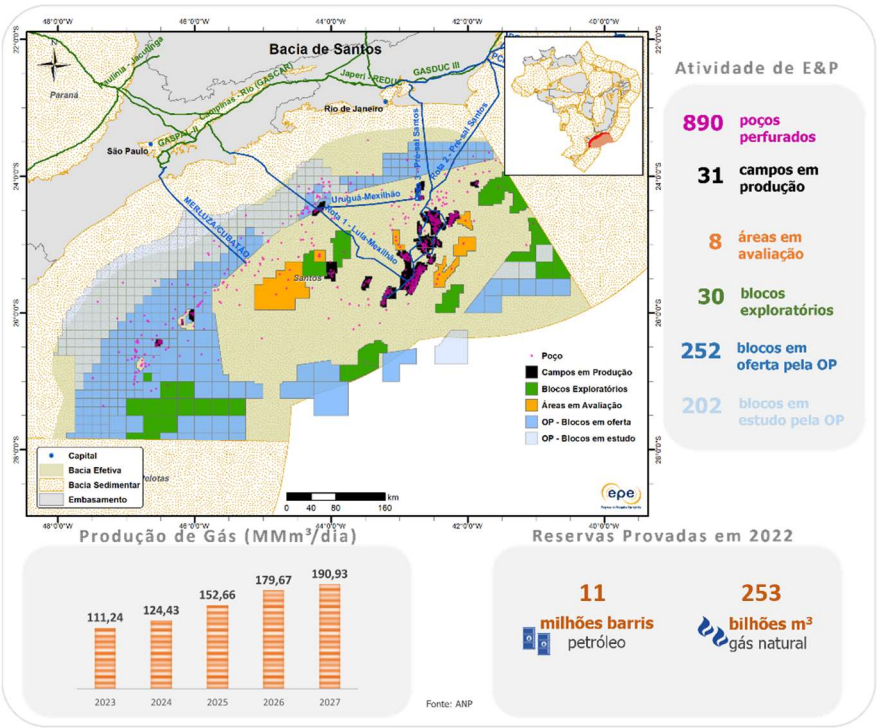
Do ponto de vista socioambiental, assim como nas outras bacias sedimentares, a MC representa uma ferramenta importante para garantir que blocos exploratórios possam estar elegíveis para a Oferta Permanente e com isso tragam previsibilidade ao processo exploratório e atratividade para investimentos na bacia.

Outro ponto de atenção para o pleno desenvolvimento da Bacia de Campos se refere aos desafios da monetização das reservas dentro do regime de Partilha de Produção. Os prospectos do Pré-Sal da Bacia de Campos têm uma dimensão diferente dos da Bacia de Santos, o que torna a sua monetização mais difícil, bem como pequenas descobertas que possam a existir no Pós-Sal. Dessa forma, para o pleno desenvolvimento do potencial petrolífero da Bacia de Campos, teria que haver uma readequação do regime de partilha de produção para os prospectos de elevado risco e baixo volume.

Bacia de Santos

A Bacia de Santos é a principal produtora do país, com forte contribuição do *play* Pré-sal e campos com alta produtividade. Pelos próximos dez anos, pelo menos, os campos desse *play* serão os maiores produtores brasileiros. O panorama exploratório da bacia pode ser consultado na Figura 14. Atualmente, a produção da bacia é de 2,5 MM barris/dia e 111 MMm³/dia de gás natural.

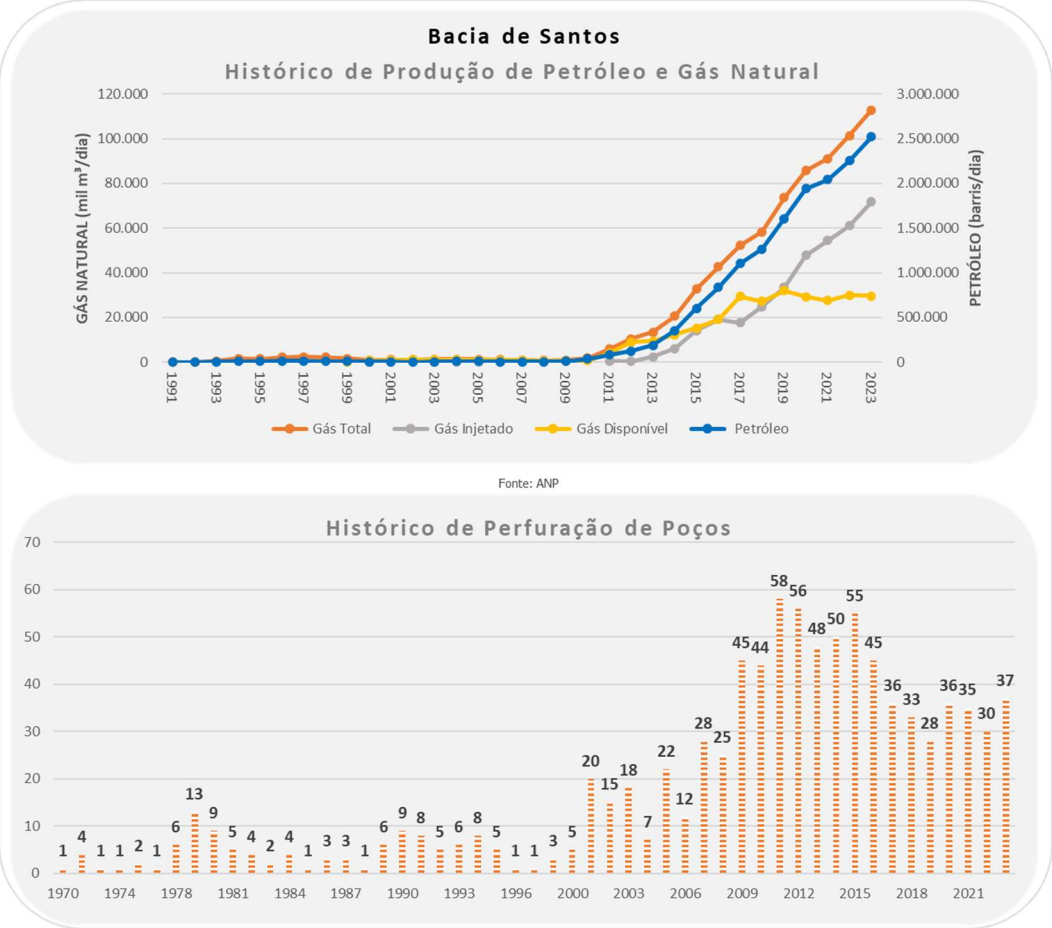
Figura 14: Panorama exploratório da Bacia de Santos.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f)

O Gráfico 24 apresenta o histórico de produção da bacia, que, embora seja predominantemente propensa a campos de óleo, apresenta um volume expressivo de gás associado.

Gráfico 24: Histórico de produção e de perfuração de poços da Bacia de Santos.

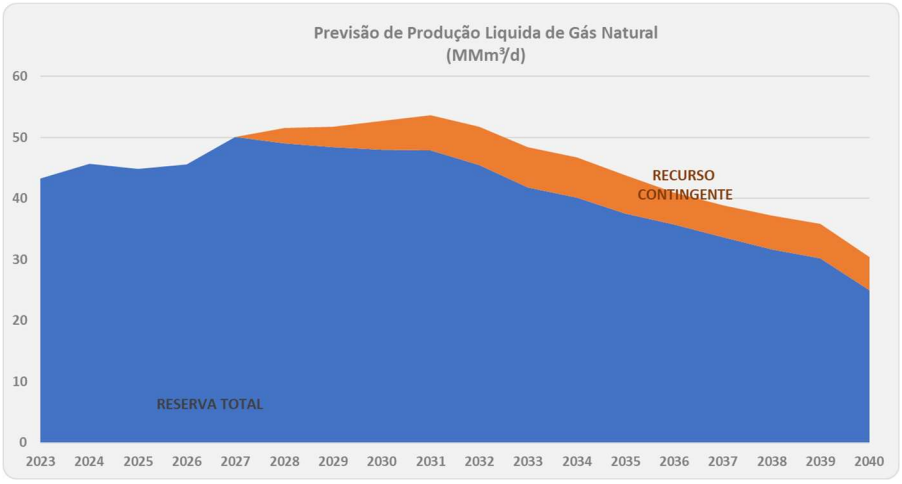


Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

O Gráfico 25 apresenta a previsão da produção líquida da Bacia de Santos até 2040. A disponibilização de gás da bacia atualmente é influenciada pela limitação de infraestrutura de escoamento, tratamento e reinjeção do CO_2 do gás processado, que pode chegar a mais de 40%, e pela injeção de uma parcela adicional de gás para recuperação de óleo.

Estima-se que a disponibilização de gás da bacia alcançará 30 MMm³/dia em 2040. A produção de novos projetos ainda em avaliação somará 2,5 MMm³/dia a partir de 2027, contribuindo com um pico de disponibilização de 53 MMm³/dia em 2031. Em 2040, os novos projetos somam cerca de 5 MMm³/dia à produção total, que em declínio pode alcançar até 35 MMm³/dia.

Gráfico 25: Previsão da produção líquida de gás natural da Bacia de Santos, no médio prazo.



Fonte: Modificado de EPE (2022).

Desafios no desenvolvimento da Bacia de Santos

Pode-se classificar os desafios da Bacia de Santos em atuais e futuros. Os atuais estão fortemente relacionados à possibilidade de disponibilização de gás, tendo em vista os elevados teores de CO_2 de alguns campos e os altos volumes produzidos que são reinjetados para aumento da recuperação de petróleo. Somado a isso, a bacia, que possui uma grande oferta de gás, tem, no curtíssimo prazo, uma limitação de infraestrutura, ou seja, por um breve período é previsto que não haverá capacidade na infraestrutura existente.

De modo contraditório, atualmente ocorre ociosidade em algumas infraestruturas de processamento e escoamento. A UPGN de Caraguatatuba, por exemplo, operou em 2022 com cerca de 1/3 de capacidade ociosa (ANP, 2023e). A circunstância relaciona-se com a ociosidade de gasodutos de escoamento na região, como o que conecta os campos de Uruguá e Tambaú à plataforma de Mexilhão.

Com o declínio da produção de gás desses campos, a ociosidade do gasoduto se elevou sobremaneira, tanto que a infraestrutura consta no programa de descomissionamento da Petrobras do FPSO[5] Cidade de Santos (Petrobras, 2021). O fato ocasionou também ociosidade em outro duto de escoamento: o Rota 1.

Recentemente, os campos Uruguá e Tambaú, bem como o gasoduto de escoamento que os conecta à plataforma de Mexilhão, foram adquiridos pela Enauta (Enauta, 2023). A aquisição do duto, ao revelar demanda pelo ativo, indica que o problema de ociosidade tem solução econômica e interesse dos agentes de mercado em participar dessa construção.

A princípio, para que o gás do Pré-sal possa escoar pelo gasoduto de Mexilhão, com processamento na UPGN de Caraguatatuba, haveria necessidade de manutenção da flexibilização da composição do gás, alterando a sua especificação, o que depende da autorização do órgão regulador.

[5] FPSO vem do inglês e significa *Floating Production*, *Storage and Offloading*, na tradução para o português é uma Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência. Na prática, são unidades de processamento e produção de petróleo e gás natural, que estão conectadas a vários poços por meio equipamentos montados no leito marinho e que interligam as linhas de produção e injeção nos poços.

A flexibilização da especificação do gás natural do Pré-sal concedito pela ANP à pode viabilizar o escoamento desta rota, mas evita que os investimentos sejam realizados na UPGN de Caraguatatuba para processar mais adequadamente o gás do Pré-sal, de forma a viabilizar uma separação mais eficiente de C2+ e líqudos, bem como receber gás natural de outras fontes como, por exemplo, Tambáu/Uruguá, Bacalhau, Aram e Gato do Mato.

Embora o cenário seja restritivo no curto prazo, o principal desafio da bacia no futuro, considerando o médio prazo, é a manutenção da vazão das rotas, evitando a ociosidade efetiva das mesmas. Neste caso, além dos projetos já previstos, como a segunda fase de Bacalhau e o início da produção em Aram, é essencial o avanço exploratório em novas áreas com potencial e expectativa para gás.

O grande desafio para o escoamento da produção de gás natural na Bacia de Santos, a curto prazo, é a implantação da Rota 3. As obras de implantação das UPGNs do Polo GasLub sofreram atrasos e têm previsão de inauguração em 2024.

Outro ponto de atenção seria a manutenção da Rota 2 com capacidade nominal de escoamento de 20 MM m^3/dia. Com a entrada em operação da Rota 3, existe a previsão da Rota 2 retornar à vazão nominal de 16 MM m^3/dia.

Na Bacia de Santos, na ótica das ações socioambientais, a MC representa uma ferramenta importante para garantir que blocos exploratórios possam estar elegíveis para a Oferta Permanente e com isso tragam previsibilidade ao processo exploratório e atratividade para investimentos na bacia.

Outro aspecto a ser considerado para o pleno desenvolvimento do potencial petrolífero da Bacia de Santos se refere aos desafios da monetização das reservas dentro do regime de Partilha de Produção. Os principais prospectos da Bacia de Santos com altos volumes já estão em desenvolvimento da produção. O Campo de Tupi, pioneiro do Pré-sal na Bacia de Santos, já está em declínio da produção. Dos 23 blocos em regime de Partilha de Produção que foram arrematados, 4 estão em processo de devolução, o que equivale a 31% dos contratos que ainda estão na fase de exploração.

Recentemente foram identificados prospectos que podem ter gás natural não associado, e o regime de Partilha de Produção, com a cobrança de *royalties* de 15%, torna o processo de monetização extremamente desafiador. Dessa forma, a readequação do regime fiscal para os prospectos de elevado risco e baixo volume, pode ser uma oportunidade de desenvolvimento de projetos com essas características, em especial para os casos que possuem expectativa para gás não associado.

2.2 Parcelas que Compõem a Produção Bruta do Gás Natural

Parte importante da produção brasileira de petróleo e gás natural é de origem *offshore*, em especial dos reservatórios do Pré-sal da Bacia de Santos que sozinha produz 80% do gás nacional. Estima-se que, em 2040, essa produção corresponda a 52% do total. Desse modo, a maior proporção do gás natural produzido hoje, e que será nos próximos anos, é de gás associado, que acompanha a tendência de crescimento da produção do petróleo.

Os altos volumes de gás injetados suscitam questionamentos sobre o quanto desse gás poderia ser disponibilizado e comercializado com o mercado, ponto de

relevante interesse para os segmentos industriais que tem a perspectiva de utilização do gás doméstico. Nesse sentido, em 2023, a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ) publicou o Estudo sobre Gás Natural como Matéria Prima para as Indústrias de Fertilizantes e Químicas no Brasil (IEPUC, 2023).

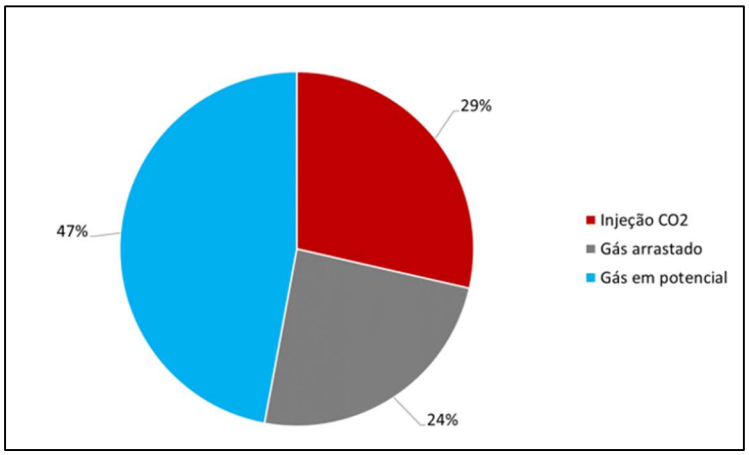
O estudo do IEPUC foi impulsionador de algumas discussões dentro do Comitê 1 e suscitou encaminhamentos que visaram avançar nos conceitos preliminares e em alguns resultados inicialmente apresentados. Deste modo, o Comitê 1 aborda o estudo neste item, dando uma visão de conhecimento geral e das premissas, para à frente embasar suas proposições finais.

O estudo foi realizado para atender à Coalizão pela Competitividade do Gás Natural como Matéria Prima (CCGNMP), que é uma iniciativa que reúne diversas entidades públicas e privadas interessadas no incremento do uso do gás natural como matéria-prima no Brasil. O objetivo da CCGNMP é discutir e propor políticas públicas para aumentar a competitividade do gás natural no contexto nacional, com ênfase no desenvolvimento das indústrias de fertilizantes e químicas/petroquímicas no país. Entre as principais abordagens da CCGNMP estão a implantação de infraestrutura de gasodutos de transporte e a retomada da Indústria Petroquímica no Brasil.

O estudo sobre o gás como matéria-prima para a indústria, na sua primeira fase, apresentou uma projeção para a oferta potencial de gás no horizonte 2032, tomando como base o primeiro argumento de que grande parte da produção brasileira de gás não chega ao mercado devido à queima, consumo nas atividades e sobretudo pela reinjeção. Segundo os dados apresentados, a reinjeção de gás em 2022 foi cerca de 49,6% do total de gás produzido. O segundo argumento é que a reinjeção de gás é especialmente alta nos campos do Pré-sal. Com isso, o estudo elaborou uma distribuição do gás reinjetado, com foco nos campos do Pré-sal.

Na distribuição proposta, o gás injetado é dividido em 3 parcelas: injeção de CO_2 com 29%; gás arrastado com 24%; e gás em potencial, referente a 47% do total da reinjeção (Gráfico 26). Essa distribuição considera a estimativa do volume total de gás reinjetado no Pré-sal que poderia ser escoado se não houvesse restrição de infraestrutura e de reinjeção de gás para recuperação avançada.

Gráfico 26: Distribuição do gás reinjetado em campo do Pré-sal.



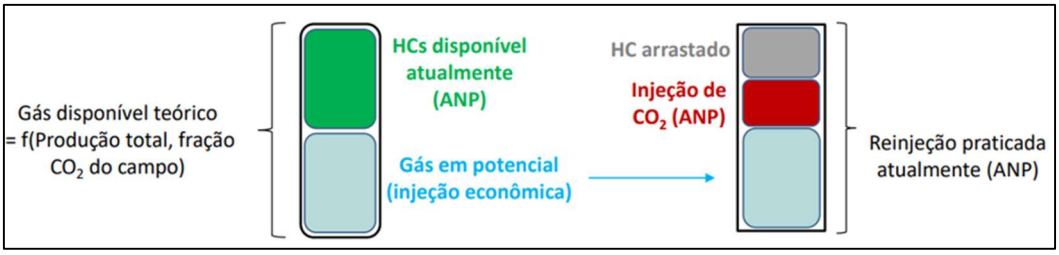
Fonte: IEPUC (2023) a partir de dados da ANP.

Na distribuição do gás reinjetado apresentada, a **Injeção de CO_2** foi estimada a partir de dados atuais reportados pela ANP sobre a composição do gás disponível e da injeção de CO_2. A parcela do **Gás em potencial** é uma estimativa teórica, com a premissa de separação de CO_2 em todos os campos em produção do Pré-sal e foi estimada com o uso de uma equação que permite calcular o volume do gás potencialmente disponível em cada campo (disponível teórico), uma vez que se conhece a fração de CO_2 injetada (IEPUC, 2023). O **Gás Arrastado** é aquele que se refere à parcela do gás natural que é permeado nas membranas juntamente com o CO_2 e foi estimado pela diferença entre o volume de CO_2 e do Gás em potencial (IEPUC, 2023).

As parcelas Injeção de CO_2 e Gás arrastado somadas configuram a Injeção Técnica. A Injeção Econômica é a parcela de injeção de gás com o objetivo de aumentar o fator de recuperação de petróleo, e não foi avaliada no estudo. Cabe ressaltar que, embora não tenha sido tratado no estudo, o gás injetado referente ao que seria a Reinjeção Econômica está contido no total da injeção do que atualmente é chamado Gás em potencial.

De acordo com a metodologia apresentada pelo IEPUC (2023), a oferta potencial máxima do Pré-sal é uma estimativa do volume de gás que poderia ser ofertado ao mercado após a reinjeção técnica (separação do CO_2 e do gás arrastado). Em resumo, o estudo considera que o gás disponível (teórico) é o já disponibilizado para o mercado mais o Gás em potencial, ou seja, todo o gás atualmente reinjetado, exceto a injeção de CO_2 e o gás arrastado (Figura 15).

Figura 15: Esquema que apresenta as parcelas que compõem a oferta potencial máxima do Pré-sal.



Fonte: IEPUC (2023) a partir de dados da ANP.

A aplicação da metodologia nos campos do Pré-sal, resultou em aumento da disponibilização de gás nesses campos, que mesmo com a entrada do gasoduto Rota 3, apresentam um excedente de produção que alcança cerca de 20 MM m³/dia em 2026, diminuindo na sequência.

O estudo do IEPUC foi importante para que o tema da reinjeção de gás fosse amplamente discutido, o que trouxe luz a conceitos importantes para dirimir a assimetria de informações e nivelar o conhecimento entre os diversos agentes do setor. Também foi relevante por trazer um resultado inicial, no qual o Comitê 1 pôde se debruçar, buscando avançar nos pontos que não foram avaliados naquele estudo.

Abaixo, inicia-se uma contextualização, que culmina com a proposição de uma nomenclatura para as categorias de parcelas do gás produzido e posteriormente, no item 2.3 Potencial de Gás Natural Produzido e Injetado, com o detalhamento da produção de gás da Bacia de Santos, com o objetivo de avaliar o potencial, a ser estudado, para aumentar a disponibilidade de gás natural no futuro.

As produções do Pré-sal possuem uma razão gás/óleo (RGO) mais elevada do que a tradicionalmente encontrada em reservatórios de outros *plays* exploratórios brasileiros, indicando produções significativas de gás junto à produção de petróleo. A produção bruta de gás é expressiva, mas a disponibilização de gás, ou a fração líquida de gás que é disponível para o mercado, mantém patamares mais discretos, com reduções que alcançam cerca de 65% do volume total produzido. Atualmente, são 24 campos produtores no Pré-sal da bacia, entre eles Tupi, Búzios, Sépia, Sapinhoá, Atapu e Mero, que possuem teores de CO_2 que variam de 0% a 44%.

O volume de gás produzido, que retorna ao reservatório por reinjeção, constitui o principal fator de redução do gás disponível. A injeção de gás é realizada por motivos diversos e pode ser categorizada em parcelas que ajudam a entender as causas e as justificativas das diferenças entre a produção total e os volumes disponíveis de gás. A nomenclatura proposta na Figura 15, relativa a cada parcela de gás produzido e muitas vezes injetado, é essencial para a avaliação da disponibilidade de gás, sobretudo no Pré-sal da Bacia de Santos, responsável pelas maiores produções brasileiras.

O infográfico apresentado na Figura 16 foi elaborado a partir de um perfil hipotético, baseado em campos que compõem a produção do Pré-sal da Bacia de Santos, com as seguintes premissas: teor de CO_2 de 10%; Arrasto (CH_4/CO_2) = 2, implicando em Injeção Compulsória (CO_2+Arrasto) = 30%; Consumo = 9%; Queima = 3%; Disponibilização ao mercado = 35%; e, Injeção Complementar = 23%.

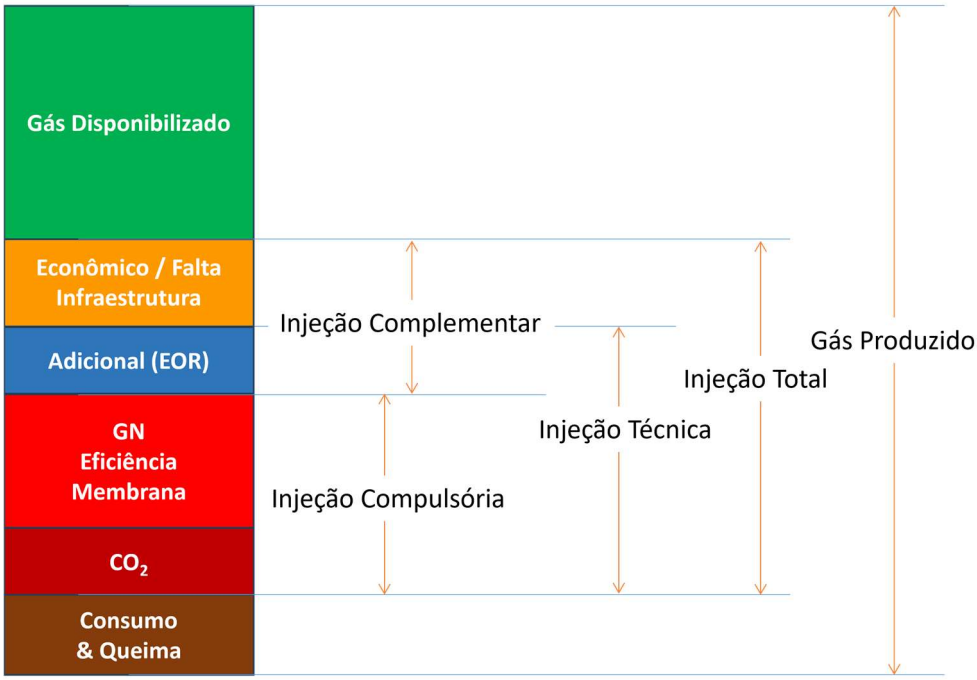
As descrições de cada parcela que compõe o gás produzido estão citadas abaixo:

- *Gás Disponibilizado*: gás produzido disponibilizado para o mercado;
- *Econômico*[6]*/Falta de Infraestrutura*: volume complementar injetado por razões econômicas ou falta de infraestrutura de escoamento, além da injeção necessária para a Recuperação Avançada (EOR);
- *Adicional (EOR)*: parcela de gás natural adicional necessária para alcançar o volume de petróleo esperado, com uso de Recuperação Avançada (EOR), além da *Injeção Compulsória*, quando necessário;
- *Injeção Complementar*: soma das parcelas *Econômico/Falta de Infraestrutura + Adicional (EOR)*;
- *GN Eficiência da Membrana*: volume de CH_4 (metano) arrastado no processo de separação do CO_2;
- *CO_2*: gás injetado por questões ambientais.
- *Injeção Compulsória*: soma das parcelas *GN Eficiência da Membrana* + *CO_2*;
- *Injeção Técnica*: soma das parcelas que compõem a Injeção compulsória + *Adicional (EOR)*;

[6] O termo “Econômico”, no Infográfico da nomenclatura proposta, diz respeito às situações em que a exportação de gás não é economicamente viável, independentemente da existência ou não de infraestrutura. Já a parcela "Falta de Infraestrutura" reflete uma fração que é injetada independentemente do planejamento do operador/produtor. São efetivamente parcelas distintas em sua natureza e demandam, portanto, ações ou políticas específicas. Entretanto, para este relatório, esta segregação não foi delimitada em função da falta de informações que permitissem individualizar cada parcela.

- *Injeção Total*: soma das parcelas que compõem a Injeção compulsória + Injeção Complementar. A Injeção Técnica está contida neste somatório;
- *Consumo & Queima*: volumes necessários para acionamento dos equipamentos de processo nas Unidades Estacionárias de Produção – UEP (Consumo) e aqueles queimados em *flare*, por questões de segurança operacional e perdas.

Figura 16: Nomenclatura proposta para as categorias de parcelas de gás produzido.



Fonte: GT-GE Comitê 1, elaboração EPE.

Nesse caso, pode-se observar que a Injeção Total de gás que ocorre nos campos de petróleo com gás associado, em algumas áreas do Pré-sal, constitui a maior parcela do gás produzido e que não está disponível para disponibilização ao mercado. A expressiva parcela da injeção de gás é dividida, ou categorizada, em termos dos motivos ou das justificativas que levam à necessidade de injetar, a saber: questões ambientais, tecnológicas e de ausência de infraestrutura. A Injeção Total é composta pela Injeção Compulsória e pela Injeção Complementar.

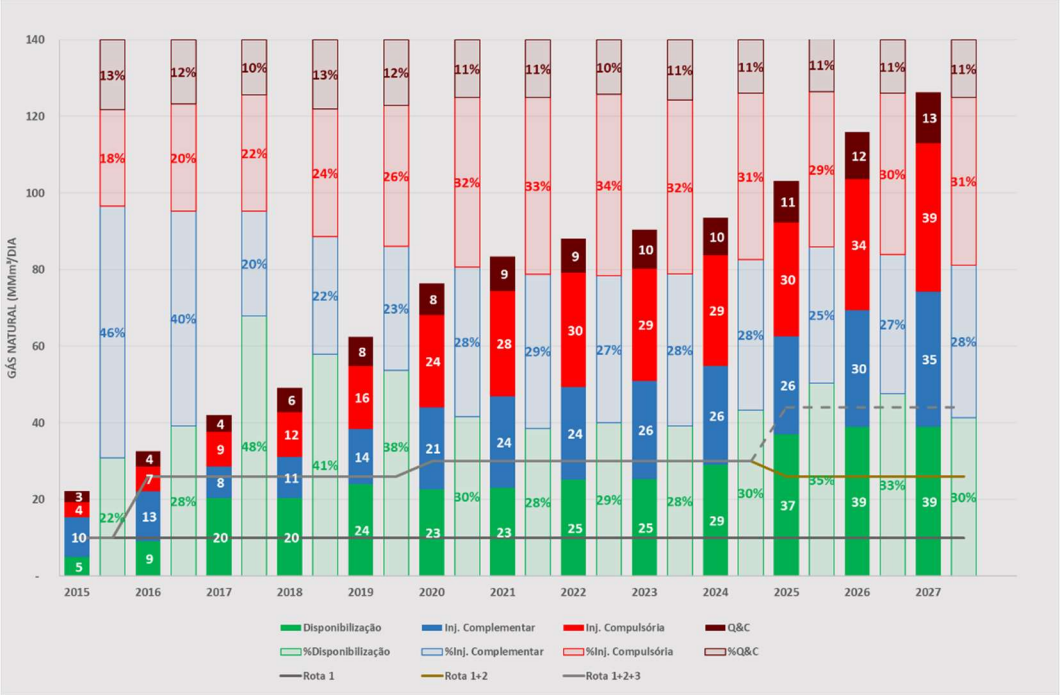
A Injeção Compulsória é fortemente relacionada com a questão ambiental e dependente da fração de CO_2 presente no gás natural, e de aspectos tecnológicos, considerando a eficiência das membranas utilizadas para separar o CO_2 do metano (CH_4). Essa é considerada uma prática necessária de captura de carbono e está alinhada aos esforços de redução de emissões de gases de efeito estufa em todo o mundo. Os teores de CO_2 podem variar em cada campo, variando também as proporções dessa categoria de injeção. No mesmo sentido, a eficiência da membrana pode aumentar com o desenvolvimento de novas tecnologias, influenciando as proporções desta categoria de injeção.

A Injeção Complementar é um instrumento importante na manutenção da pressão do reservatório e na recuperação avançada de campos de petróleo. Na prática,

a composição dessa parcela é guiada por simulações econômicas de viabilidade técnica e de rentabilidade das companhias, com repercussão direta nas participações governamentais, e por questões de economicidade e indisponibilidade de infraestrutura para o escoamento do gás produzido.

O perfil típico que expressa as parcelas do gás produzido, na proporcionalidade apresentada no Gráfico 27, para o ano de 2023, corresponde ao atual conjunto de campos da Bacia de Santos associados ao escoamento pelas Rotas 1 e 2. Nota-se que a tendência de elevação da Injeção Total se mantém na previsão da produção de médio prazo.

Gráfico 27: Produção de gás total, e respectivas parcelas, de campos do Pré-sal da Bacia de Santos associados às Rotas 1, 2 e 3, com a indicação da capacidade nominal de escoamento dessas Rotas.



Fonte: GT-GE Comitê 1, elaboração EPE.

A incorporação de novas unidades pode proporcionar alguma modificação nas frações injetadas e exportadas de gás. Um campo, por exemplo, sem CO_2 não apresentaria as parcelas que compõe a Injeção Compulsória, e, consequentemente, poderia ter um aumento na parcela do gás disponibilizado ao mercado, a depender da limitação de infraestrutura de escoamento. Neste caso, entretanto, a parcela de injeção Adicional (EOR) aumentaria, de forma a garantir a Recuperação Avançada (EOR), que maximiza a produção de petróleo.

A ANP recebe as previsões de produção de petróleo e gás natural no âmbito do Plano de Desenvolvimento (PD), onde é verificado se há previsão de disponibilização de gás natural. Nos PDs de áreas de grandes projetos, como os do Pré-sal, observa-se a reinjeção de gás natural, normalmente justificada pela presença de CO_2 e pela utilização como método de recuperação secundária para óleo. A análise destes casos é feita pela ANP, buscando verificar os cenários alternativos que foram estudados, de modo a

constatar a maximização da recuperação de hidrocarbonetos, gás natural mais petróleo, em conjunto com suas respectivas análises econômicas.

A disponibilização de gás é geralmente observada caso a caso, devido às especificidades de cada campo. No entanto, como um aprimoramento regulatório, está sendo avaliada, na revisão da resolução ANP nº 17/2015, incorporar uma previsão para que a disponibilização de gás natural seja o caso base para os desenvolvimentos dos campos, sendo que a reinjeção sempre deverá ser justificada.

2.3 Potencial de Gás Natural Produzido e Injetado

Conforme apresentado no Gráfico 1, em 2022 a produção total bruta de gás natural sofreu uma redução de 62%, sendo a injeção o maior fator redutor, alcançando 50% do montante produzido. O comportamento da curva líquida de gás, com injeção expressiva, é mantido nas previsões da produção de gás natural no médio prazo, ao longo do decênio, com um patamar de reinjeção significativo de 45% (Gráfico 2).

O item 2 deste relatório se dedicou a fazer um diagnóstico das bacias sedimentares brasileiras, a partir do panorama de E&P e da verificação da capacidade máxima de gás disponibilizado e da injeção em cada bacia, observando o máximo de gás disponível para o mercado, ou seja, o volume total que cada bacia pode produzir e escoar de gás natural, considerando suas reservas, as limitações de infraestrutura e as necessidades de queima, consumo próprio e injeção. Com base no diagnóstico realizado, pode-se selecionar como críticas com relação à reinjeção de gás as bacias do Solimões e de Santos. Estas bacias possuem as maiores taxas de reinjeção de gás do País.

A Figura 17 permite a visualização espacial das áreas da Bacia do Solimões, bem como o quantitativo por unidade dos volumes produzidos e injetados. Nesta bacia, a reinjeção nos campos de Urucu e Leste de Urucu alcança respectivamente 49% e 64% do total de gás natural produzido (Figura 17).

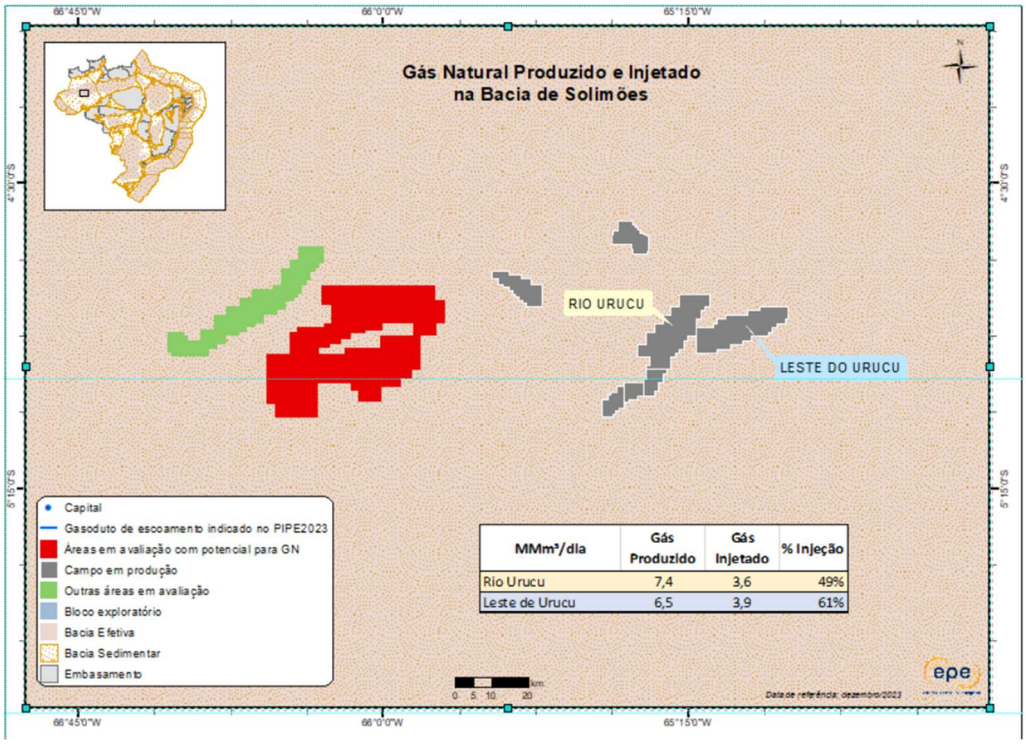
Atualmente, há 24 áreas com reservatórios do Pré-sal na Bacia de Santos, em produção ou com previsão de produzir nos próximos anos. A maior parte dessas áreas é de campos, e alguns destes constituem aglomerados com áreas não contratadas (AnC)[7] e com o excedente da Cessão Onerosa (ECO) [8], que produzem em conjunto, compartilhando equipamentos. A Tabela 1 apresenta os campos do Pré-sal da Bacia de Santos.

A Figura 18 apresenta espacialmente os campos da Bacia de Santos que compõem o sistema das Rotas 1, 2 e 3, com o quantitativo por unidade dos volumes produzidos e injetados. Na Bacia de Santos foram elencadas 24 unidades no Pré-sal, incluindo as áreas não contratadas (AnC) e o excedente da Cessão Onerosa (ECO) e o campo de Tambuatá no Pós-sal. As maiores taxas de reinjeção (>80%) ocorrem nos campos de Lapa, Mero, Atapu, Sépia e Búzios (Figura 18).

[7] Área não Contratada (AnC) corresponde à parte que está fora da área sob contrato. Quando uma jazida compreende uma AnC, faz-se necessário que os titulares dos direitos de exploração e produção das áreas adjacentes celebrem, com a União, um acordo de individualização de produção (PPSA, 2021).

[8] O Excedente da Cessão Onerosa (ECO), refere-se ao volume superior aos 5 bilhões de barris de óleo equivalente, que a União cedeu direito à Petrobras de produzir, com 100% de participação, pelo regime jurídico da Cessão Onerosa. Durante a campanha exploratória dos seis blocos localizados nas áreas da Cessão Onerosa, a Petrobras identificou um volume maior do que os 5 bilhões de boe que são o "volumes excedentes da Cessão Onerosa".

Figura 17: Gás natural produzido e injetado na Bacia do Solimões, uma das áreas com maior reinjeção de gás do País. Fonte EPE, a partir de informações de (EPE, 2023b) e dados da ANP



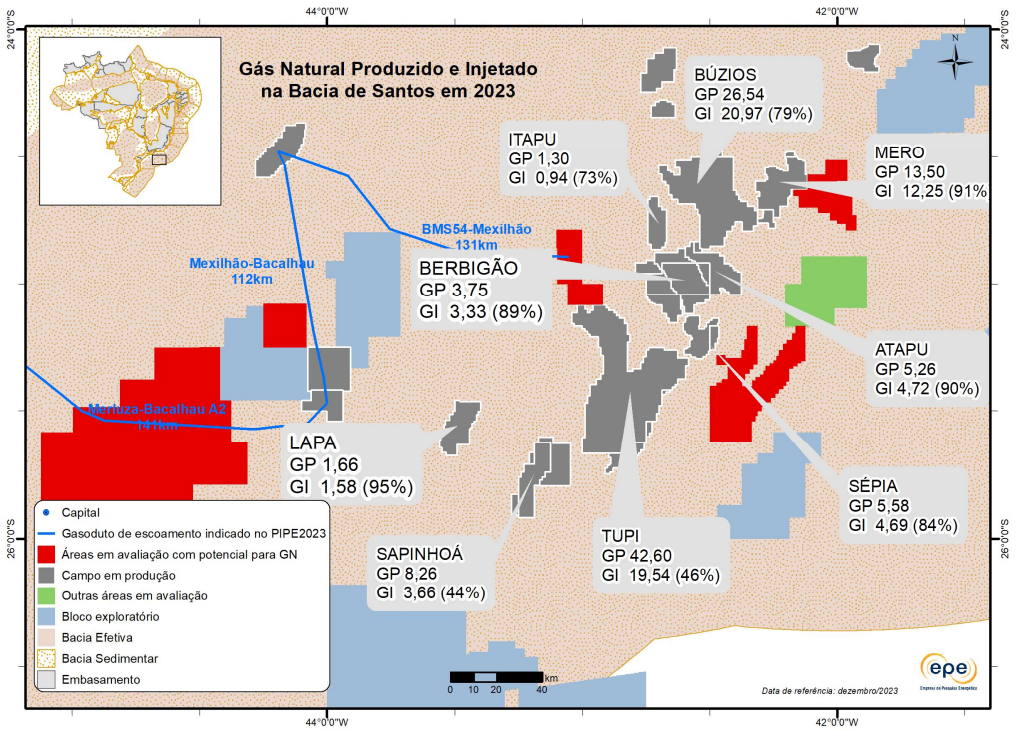
Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, a partir de informações da EPE (2023b) e dados da ANP.

Tabela 1: Campos do Pré-sal da Bacia de Santos, com a produção e injeção de gás natural em 2023.

Campo	Cluster de Áreas	Ambiente Pré-sal	Produção de GN MMm³/d em 2023	Injeção de GN MMm³/d em 2023	% de Injeção
Atapu	Atapu, AnC Norte de Atapu, Atapu ECO, Atapu Oeste	pré-sal	5,26	4,72	90%
Berbigão	Berbigão, Sul de Berbigão, Sururu	pré-sal	3,75	3,33	89%
Búzios	Búzios, Búzios ECO, Tambuatá	pré-sal/ pós-sal	26,54	20,97	79%
Itapu	Itapu, Itapu ECO	pré-sal	1,30	0,94	73%
Lapa		pré-sal	1,66	1,58	95%
Mero	Mero, AnC_Mero	pré-sal	13,50	12,25	91%
Sapinhoá	Sapinhoá, Noroeste de Sapinhoá, Nordeste de Sapinhoá, Sudoeste de Sapinhoá	pré-sal	8,26	3,66	44%
Sépia	Sépia, Sépia Leste, Sépia ECO	pré-sal	5,58	4,69	84%
Tupi	Tupi, AnC_Tupi, Sul de Tupi	pré-sal	42,60	19,54	46%

Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, a partir de informações da EPE (2023b) e dados da ANP.

Figura 18: Gás natural produzido (GP) e injetado (GI), em milhões de m³/ dia, na Bacia de Santos.



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, a partir de informações da EPE (2023b) e dados da ANP.

Neste item, será detalhada a produção de gás da Bacia de Santos por campo, com o objetivo de organizar essas informações e entender quais unidades da bacia, e seus respectivos volumes, poderiam compor um montante potencial a ser estudado e avaliado para possível maior disponibilidade de gás natural no futuro. Faz-se necessário, entretanto, retomar os conceitos abordados sobre a injeção de gás, em especial os aplicáveis à Bacia de Santos, para entender em que contexto o gás que é produzido e reinjetado apresenta potencial para aumentar a disponibilidade no País.

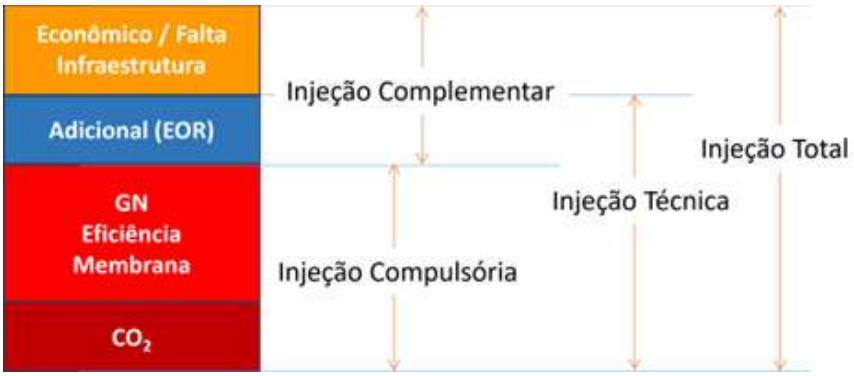
As maiores produções brasileiras estão associadas aos reservatórios *offshore* do Pré-sal da Bacia de Santos, também os volumes injetados são maiores nessa bacia. A injeção de gás é realizada por motivos diversos e a categorização das parcelas do gás produzido, apresentada no item 2.2 deste relatório, ajuda a entender as causas e as justificativas das diferenças entre a produção total e os volumes disponíveis de gás (Figura 15).

Um dos objetivos do Comitê 1 é avaliar medidas para redução dos volumes reinjetados além do tecnicamente necessário. Para avaliar as medidas para redução da reinjeção, é preciso primeiramente estimar quais volumes são estes, o que configura um grande desafio, tendo em vista a dificuldade de quantificar, sobretudo, as parcelas da Injeção Técnica. Considerando a Injeção Total (Figura 19), poderia haver alguma possibilidade elevar a disponibilização de gás a partir da Injeção Compulsória, na parte que se refere à eficiência da membrana, e da Injeção Complementar, ao se tratar da parcela Adicional (EOR).

No primeiro caso, melhorias tecnológicas da membrana poderiam diminuir, ou dirimir, o arrasto de CH_4 (atualmente, para cada molécula de CO_2 removida são arrastadas junto até 4 moléculas de metano, a depender da concentração de CO_2 na

corrente gasosa), aumentando assim a disponibilidade. No segundo caso, em especial para a injeção Adicional (EOR), há um desconhecimento do quanto poderia ser deixado de injetar, sem prejudicar a recuperação do volume de óleo esperado.

Figura 19: Parcelas da Injeção Total, que inclui as frações Técnica, Compulsória e Complementar. Modificada do Infográfico do Gráfico 27.



Fonte: GT-GE Comitê 1, elaboração EPE.

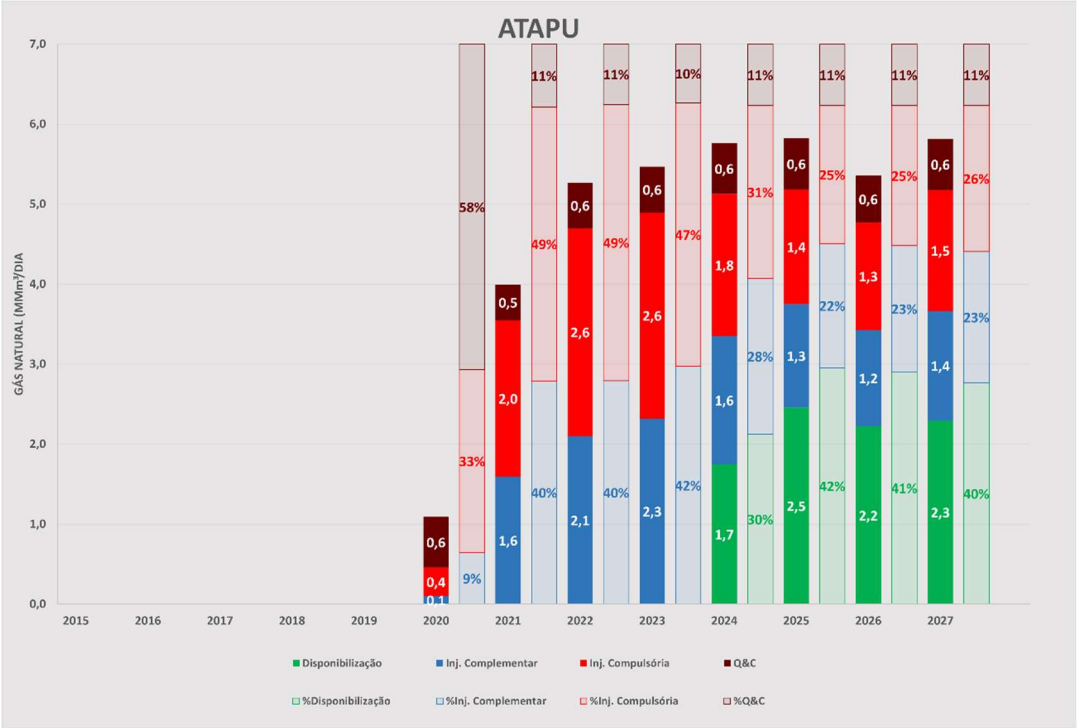
Em 2023, a injeção de gás na Bacia de Santos correspondeu a 59% do total da produção. Os volumes reinjetados são expressivos, com a Injeção Complementar responsável por 28% e a Injeção Compulsória 31% (Gráfico 27). Serão detalhadas as produções dos campos que compõem o sistema das Rotas 1, 2 e 3: Atapu; Berbigão; Búzios; Itapu; Mero; Sapinhoá; Sépia e Tupi. As previsões apresentadas para cada campo, do ao Gráfico 35, foram elaboradas com dados do Programa Anual de Produção (PAP[9]).

A previsão da produção para o campo de Atapu inclui, em conjunto, as unidades de Atapu ECO[10], Oeste de Atapu, AnC[11]_Norte de Atapu. Nos anos iniciais, todo o gás produzido foi injetado. Estima-se que, a partir de 2024, com base nas previsões do PAP, haja disponibilização do gás e que, em 2027, alcance cerca de 40%. A injeção total chega a 49% do total produzido. O campo de Atapu possui teores de CO_2 de 28%, contribuindo para uma Injeção Compulsória de 26%. Já a Injeção Complementar chega a 26% em 2027 (Gráfico 28).

A previsão da produção para o campo de Berbigão inclui, em conjunto, as unidades de Sul de Berbigão e Sururu. Nos anos iniciais todo o gás produzido foi injetado. Estima-se que, a partir de 2024, com base nas previsões do PAP, haja disponibilização do gás e que, em 2027, alcance cerca de 19%. A injeção total chega a 70% do total produzido. O campo de Berbigão possui teores de CO_2 de 30%, contribuindo para uma Injeção Compulsória de 34%. Já a Injeção Complementar chega a 34% em 2027 (Gráfico 29).

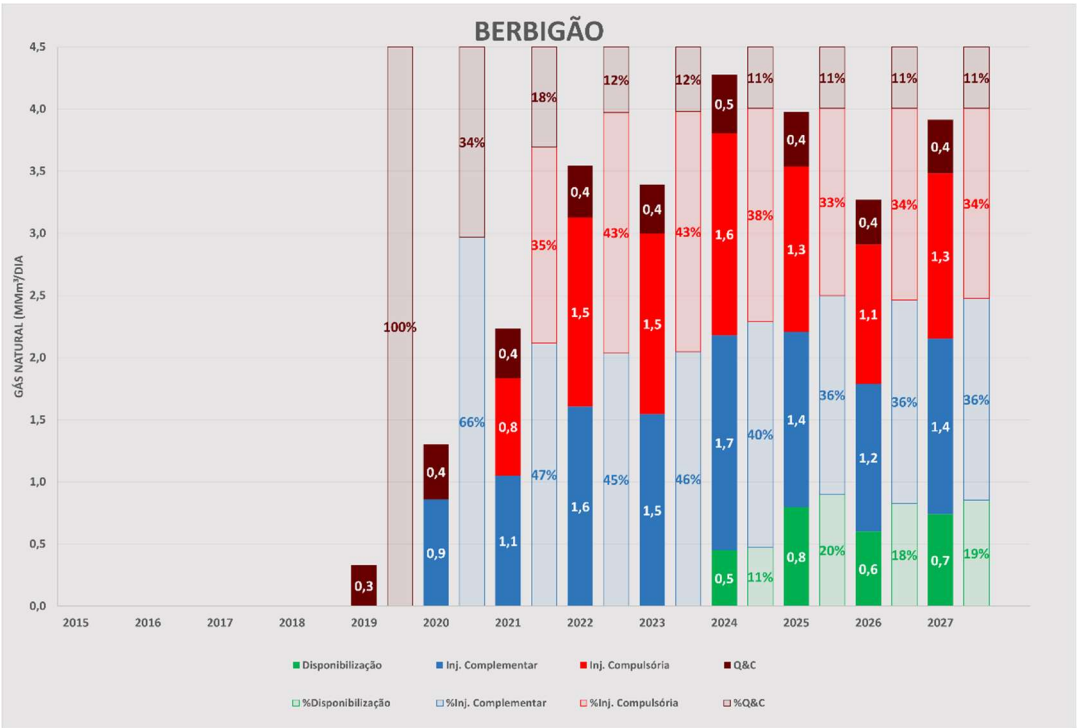
[9] O PAP é a previsão da produção dos campos, com horizonte de 5 anos, entregue à ANP, periodicamente, pela companhia operadora responsável pelo campo.
[10] Excedente da Cessão Onerosa do campo de Atapu.
[11] Área não Contratada do campo de Atapu correspondente à parte que está fora da área sob contrato.

Gráfico 28: Disponibilização de gás natural e parcelas de injeção do campo de ATAPU (inclui Atapu, Atapu_ECO, Atapu Oeste e AnC Norte de Atapu).



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, a partir de dados do Plano Anual de Produção do campo de Atapu.

Gráfico 29: Disponibilização de gás natural e parcelas de injeção do campo de BERBIGÃO (inclui Berbigão, Sul de Berbigão e Sururu).

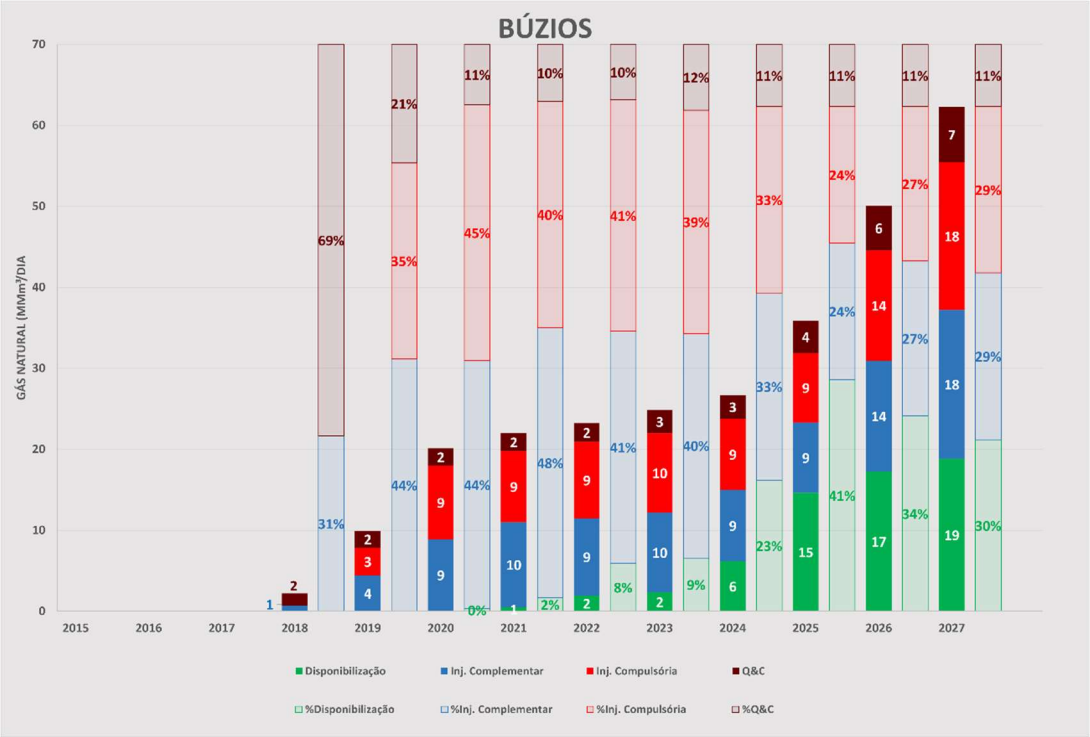


Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, a partir de dados do Plano Anual de Produção do campo de Berbigão (ANP, 2023e).

A previsão da produção para o campo de Búzios inclui, em conjunto, as unidades de Búzios ECO[12] e Tambuatá. Nos anos iniciais, todo o gás produzido foi injetado. A partir do primeiro ano de produção, em 2021, a disponibilização do gás vem aumentando, com previsão de chegar em 2027 com 30% de gás disponível. A injeção total chega a 68% do total produzido. O campo de Búzios possui teores de CO_2 de 23%, contribuindo para uma Injeção Compulsória de 29%. Já a Injeção Complementar chega a 29% em 2027 (Gráfico 30).

A previsão da produção para o campo de Itapu inclui, em conjunto, a unidade de Itapu ECO[13]. Nos anos iniciais, todo o gás produzido foi injetado. Quase toda a produção de gás natural esperada para o campo de Itapu tem previsão de ser reinjetada, chegando a Injeção Total a 96% em 2027. O campo de Itapu possui baixos teores de CO_2, de apenas 1%, o que não exige sua remoção nesses casos. Dessa forma, uma grande parte da Injeção Complementar prevista para os próximos anos, que chega a 85% em 2027 (Gráfico 31), pode estar relacionada à recuperação avançada de petróleo (EOR). Esse é um campo que tem potencial para elevar a disponibilização de gás, uma vez que esteja mais bem entendida a real necessidade dos volumes de gás injetado para promover a produção de petróleo esperada.

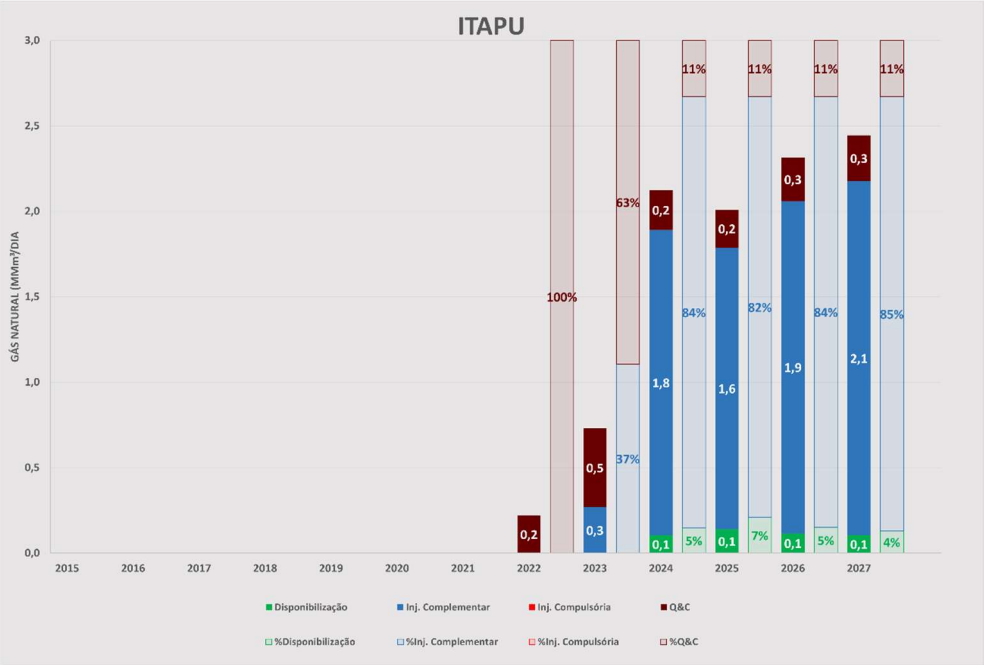
Gráfico 30: Disponibilização de gás natural e parcelas de injeção do campo de BÚZIOS (inclui Búzios, Búzios_ECO e Tambuatá).



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, com dados do Plano Anual de Produção do campo de Búzios.

[12] Excedente da Cessão Onerosa do campo de Búzios.
[13] Excedente da Cessão Onerosa do campo de Itapu.

Gráfico 31: Disponibilização de gás natural e parcelas de injeção do campo de ITAPU (inclui Itapu e Itapu_ECO).



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, com dados do Plano Anual de Produção do campo de Itapu.

A previsão da produção para o campo de Mero inclui, em conjunto, a unidade de AnC[14] Mero. Nos anos iniciais, todo o gás produzido foi injetado. Toda a produção de gás natural esperada para o campo de Mero tem sido injetada desde 2018. A previsão é que a Injeção Compulsória seja de 62% em 2027, já que o campo possui teores de CO_2 de cerca de 45%. A Injeção Complementar prevista é de 28% em 2027 (Gráfico 32).

A previsão da produção para o campo de Sapinhoá inclui, em conjunto, as unidades de Noroeste de Sapinhoá; Nordeste de Sapinhoá e Sudoeste de Sapinhoá. A disponibilização do gás natural do campo de Sapinhoá se manteve relativamente constante entre 2017 e 2023, com percentuais que variaram entre 45% e 50%. A partir de 2024, espera-se uma redução na disponibilização e o aumento da Injeção Compulsória. Desse modo, a expectativa é que haja 16% de gás disponível e 73% de Injeção Compulsória (Gráfico 33).

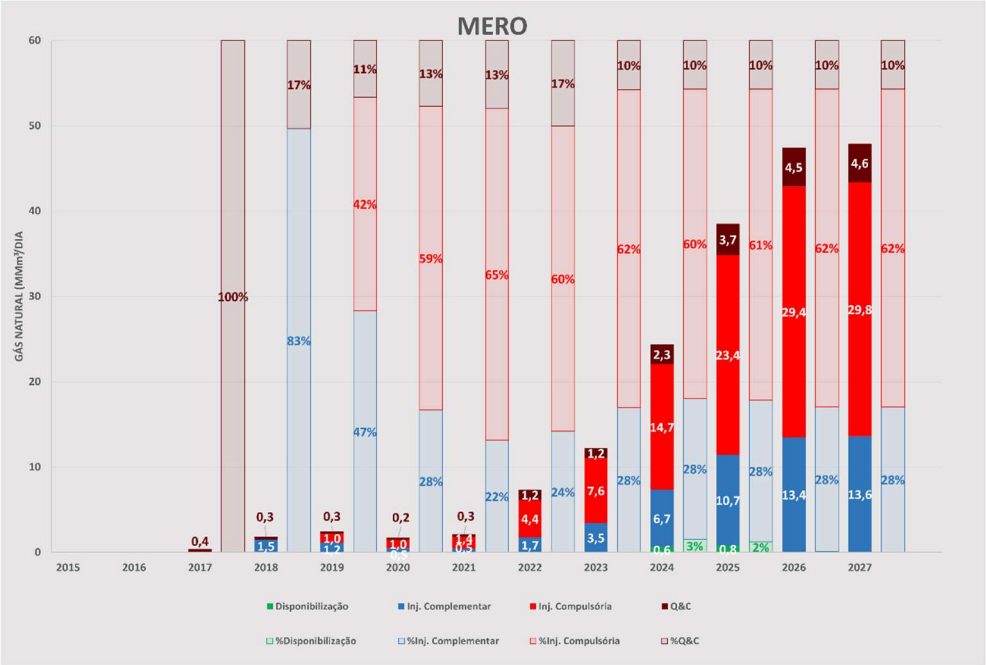
A previsão da produção para o campo de Sépia inclui, em conjunto, as unidades de Sépia-ECO e Sépia Leste. No campo de Sépia, o gás foi injetado e queimado nos primeiros anos de produção e, a partir de 2023, iniciou-se uma pequena disponibilização. Espera-se que haja um aumento progressivo até 2027, com 40% de gás disponível. Neste mesmo ano, a expectativa é de 24% de Injeção Complementar e 24% de Injeção Compulsória (Gráfico 34).

A previsão da produção para o campo de Tupi inclui, em conjunto, as unidades de AnC[15] de Tupi e Sul de Tupi. A disponibilização do gás natural no campo de Tupi se manteve constante entre os anos de 2017 e 2023, com cerca de 45% do gás produzido. Da mesma forma, ocorreu com as taxas de Injeção Complementar e Injeção

[14] Área não Contratada de Mero.
[15] Área não Contratada de Tupi.

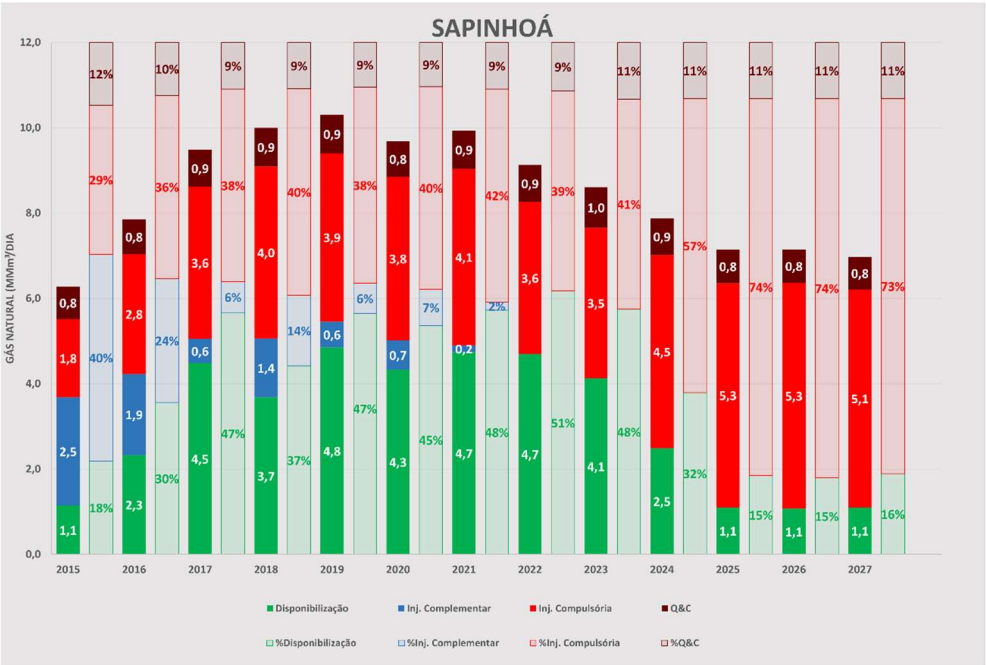
Compulsória, com cerca de 23% e 25% respectivamente. A expectativa para os próximos anos é de redução da disponibilidade, chegando a 34% em 2027, e discreto aumento da Injeção total (Complementar e Compulsória), somando 55% no mesmo ano (Gráfico 35).

Gráfico 32: Disponibilização de gás natural e parcelas de injeção do campo de MERO (inclui Mero e AnC Mero).



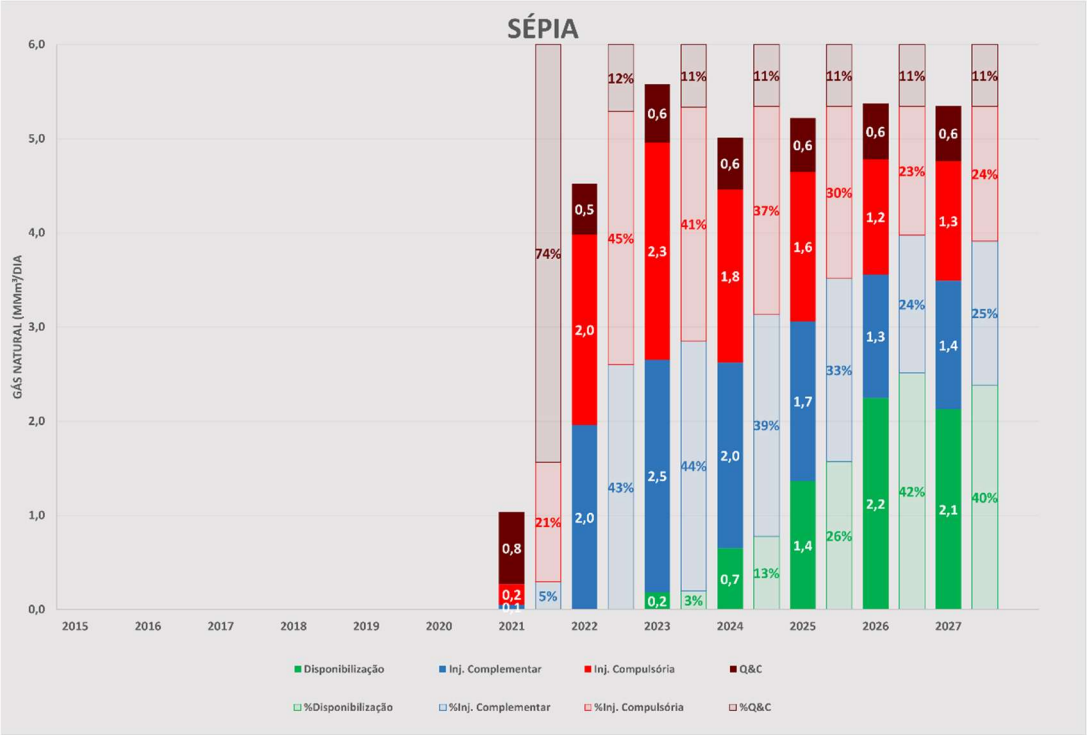
Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, com dados do Plano Anual de Produção do campo de Mero (ANP, 2023e).

Gráfico 33: Disponibilização de gás natural e parcelas de injeção do campo de SAPINHOÁ (inclui Sapinhoá, Noroeste de Sapinhoá; Nordeste de Sapinhoá e Sudoeste de Sapinhoá).



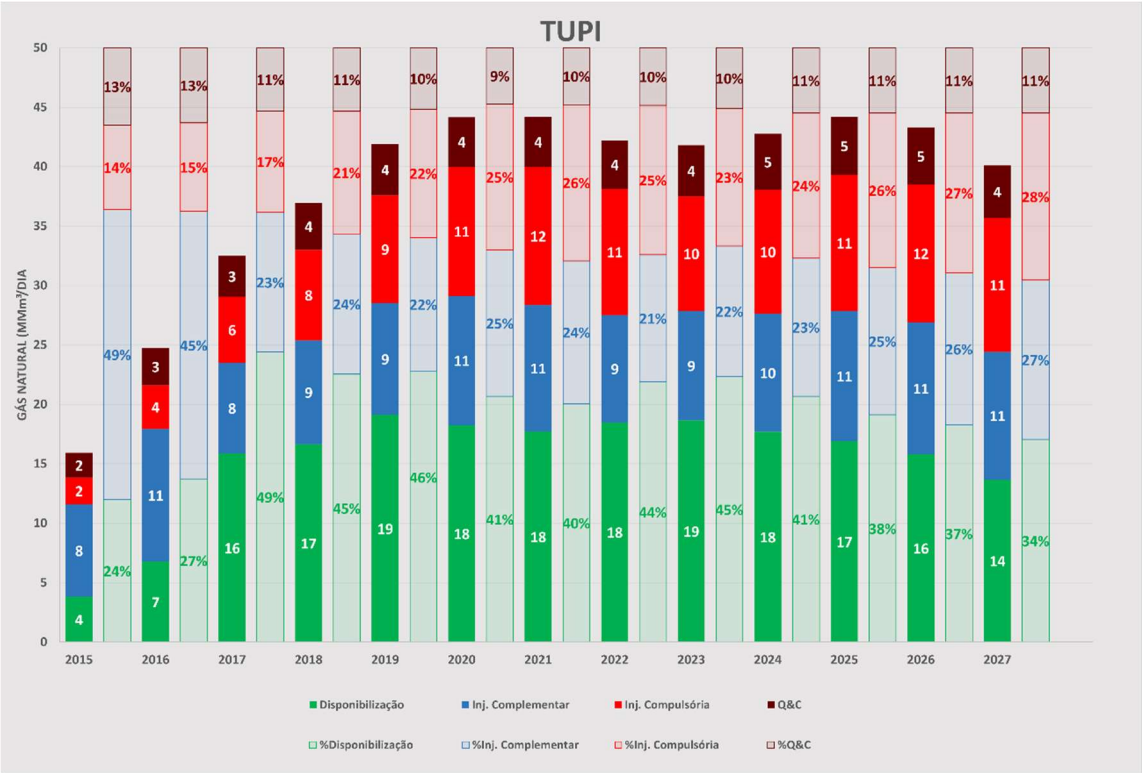
Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, com dados do Plano Anula de Produção do campo de Sapinhoá (ANP, 2023e).

Gráfico 34: Disponibilização de gás natural e parcelas de injeção do campo de SÉPIA (inclui Sépia, Sépia, ECO, Sépia Leste).



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, com dados do Plano Anual de Produção do campo de Sépia (ANP, 2023e).

Gráfico 35: Disponibilização de gás natural e parcelas de injeção do campo de TUPI (inclui Tupi, AnC Tupi, Sul de Tupi).

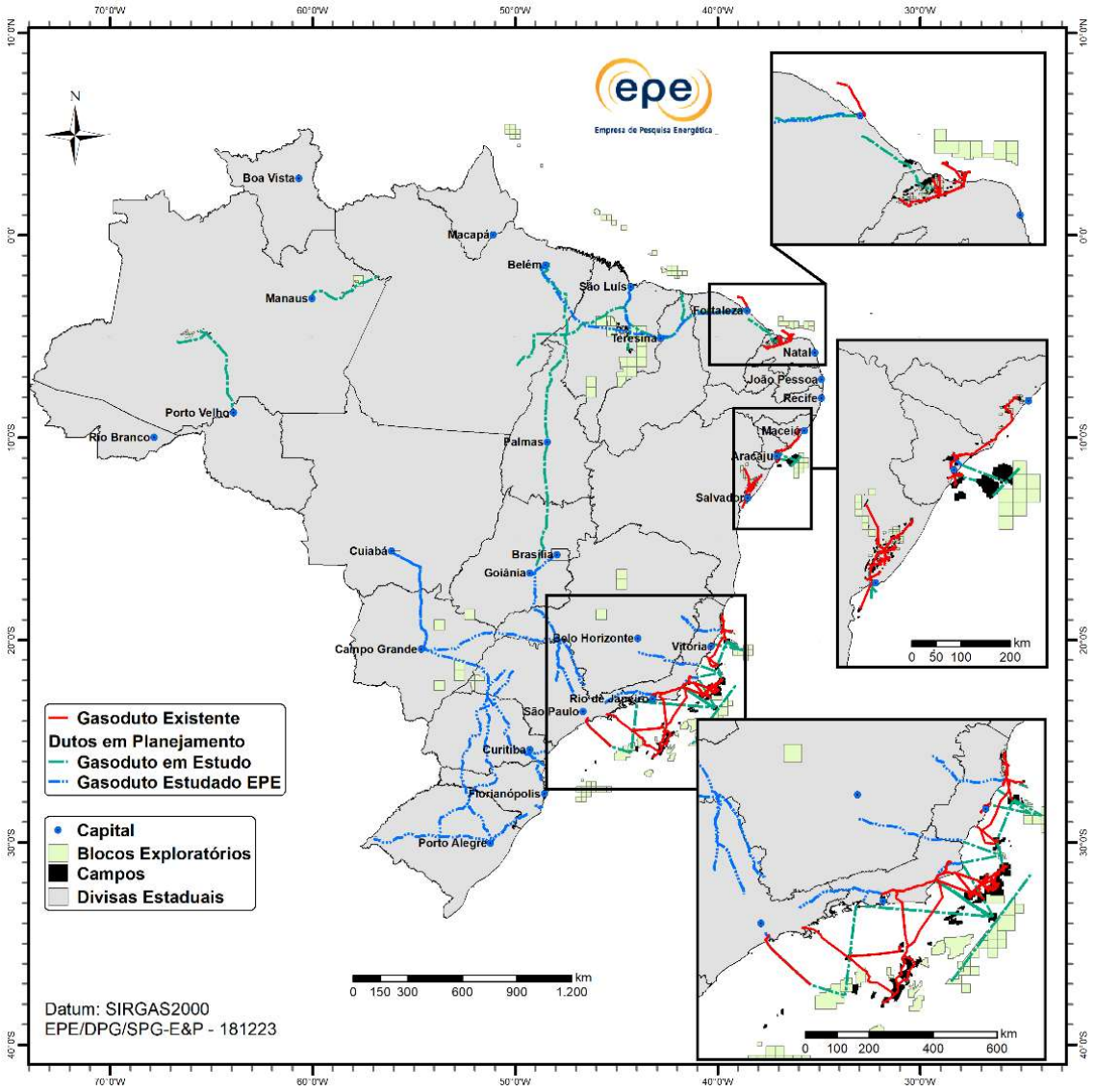


Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, com dados do Plano Anual de Produção do campo de Tupi (ANP, 2023e).

2.4 Análise das Capacidades nas Rotas de Escoamento

Os gasodutos de escoamento são as infraestruturas responsáveis por escoar o gás natural proveniente das bacias terrestres, costeiras e marítimas até as unidades de tratamento para que esteja disponível para o aproveitamento. A malha de gasoduto do País é apresentada na Figura 20, que mostra a ligação dos polos produtores com as unidades de processamento das principais rotas nacionais. A malha de gasodutos de escoamento de produção brasileira é, atualmente, composta por 265 dutos, totalizando pelo menos 4.564 km de extensão.

Figura 20: Mapa dos principais gasodutos do País.



Fonte: EPE, elaboração própria.

Vale ressaltar que o mercado e instituições no geral carecem de informações relativas à capacidade de gasodutos de escoamento, assim como informações relativas à ocupação dessas infraestruturas. Algumas informações podem ser obtidas através do sítio eletrônico da Petrobras. Essas informações são relativas aos gasodutos cuja

capacidade está ofertada através de acesso a terceiros. Essas informações podem ser observadas na Tabela 2.

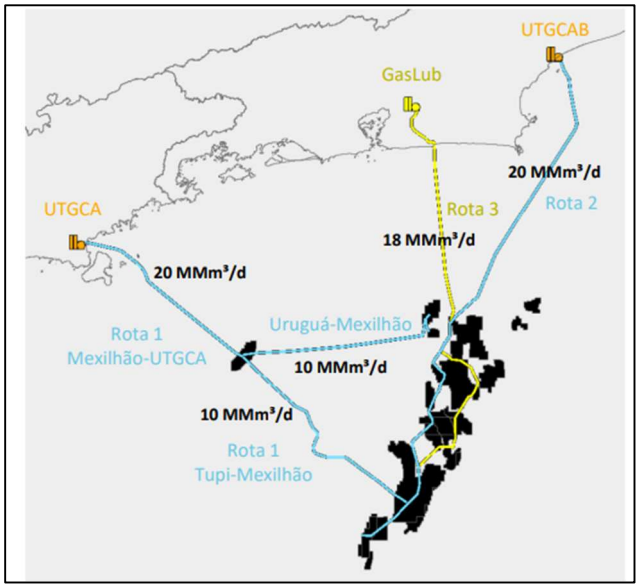
Tabela 2: Informações técnicas das infraestruturas de escoamento. Fonte: (Petrobras, 2023).

FICHA TÉCNICA		CAPACIDADE NOMINAL (MSm³/d)	COMPRIMENTO (km)	DIÂMETRO (polegadas)	PRESSÃO MÁXIMA (kgf/ cm²)	CONTAMINANTES (H_2S)
INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DA BACIA DE CAMPOS (RJ)	Dutos Onshore (GASCAB 1,2,3)	20.100	202,9	18 - 22	105 - 130	10 ppm
	Garoupa/Namorado - Barra do Furado	19.000	254,1	12 - 22	130	10 ppm
	Demais Dutos Offshore*	1.000 - 10.000	129,5	6 - 20	100 - 210	10 ppm
INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DA BAHIA	Santiago - Candeias	2.700	47,4	12	70	13 ppm
	Demais rotas/UPGN-CATU	100 - 930	93	6 - 10	11 - 65	13 - 14 ppm
INFRAESTRUTUTURA DE ESCOAMENTO DO CEARÁ E RIO GRANDE DO NORTE	Livramento-Guamaré	6.000	104,5	10	70	5 ppm
	Benfica - Estreito B	7.000	44,2	8	70	5 ppm
INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DO ESPÍRITO SANTO	Sul Capixaba (GSC)	4.500	82,9	12	209	10 ppm
	Sul Norte Capixaba (GSNC)	6.000 - 26.000	256	12-24	196	10 ppm
	Golfinho (GLF)	6.000	71	12	215	10 ppm
	Peroá (PER)	8.000	56	18	92	7 ppm
INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DA BACIA DE SANTOS	Gasoduto Tupi - Tupi Nordeste	—	22	18	255	5 ppm
	Gasoduto Tupi - Tupi Mexilhão	10.000	216	18	255	5 ppm
	Gasoduto Mexilhão - Caraguatatuba *	20.000	143	34	102	5 ppm
	Gasoduto Tupi Nordeste - Cernambi	—	19	18	255	5 ppm
	Gasoduto Cernambi - TECAB	16.000	377	20 - 24	255	5 ppm
	Gasoduto Tupi Norte-Maricá e Loop Tupi Norte-Maricá	18.000	355	20 - 24	255	5 ppm

Principais gasodutos das bacias de Campos e Santos

As Rotas 1, 2 e 3 na Bacia de Santos (Figura 21), localizadas nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, correspondem aos gasodutos que escoam o gás natural dos campos do Pré-sal da Bacia de Santos. A Rota 1 conecta a Bacia de Santos à Caraguatatuba (SP) e é dividida em dois trechos, sendo o primeiro o gasoduto Tupi-Mexilhão e o segundo trecho o gasoduto Mexilhão-UTGCA.

Figura 21: Mapa de localização das Rotas 1, 2 e 3, nas Bacias de Santos e Campos.



Fonte: IEPUC (2023).

O primeiro trecho sai da região do Pré-sal e vai até o campo de Mexilhão, com 216 km, diâmetro de 18” e capacidade de escoamento de 10 milhões de m³/dia. O

segundo trecho sai de Mexilhão e chega até a Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA) tendo 144 km, diâmetro de 34" e capacidade de escoamento de 20 milhões de m³/dia. Esses dois trechos totalizam o Rota 1 com 360 km. Destaca-se ainda a existência do gasoduto Uruguá-Mexilhão com diâmetro de 18" e 174,2 km e com capacidade de escoamento de 10 milhões de m³/dia que conecta as produções do Pós-sal ao segundo trecho do Rota 1.

O gasoduto Mexilhão-UTGCA tem capacidade de escoamento de 20 milhões de m³/dia, podendo receber 10 milhões de m³/dia da produção do Pré-sal, oriundo do trecho Tupi-Mexilhão do Rota 1, e 10 milhões de m³/dia do gás do Pós-sal, através do gasoduto Uruguá-Mexilhão. O gás proveniente do Pós-sal é oriundo dos campos de Uruguá, Tambaú e Mexilhão, os quais se encontram em declínio de produção, ocasionando ociosidade no trecho Mexilhão-UTGCA do Rota 1. Portanto, a infraestrutura de escoamento existente e ociosa poderia ser utilizada para viabilizar o escoamento da produção de gás de outros projetos (IEPUC, 2023).

Destaca-se que o gasoduto do Rota 1 se conecta à UTGCA, que atualmente não possui capacidade de separação dos líquidos do gás rico[16] do Pré-sal, o que limita o seu rendimento. Desse modo, há uma restrição de processamento dessa unidade, limitando a capacidade de processamento do gás oriundo do Pré-sal (gás com elevada riqueza). Ressalta-se que no momento há uma Autorização ANP nº 836/2020, prorrogada através da Resolução de Diretoria Nº 337/2023, que flexibiliza a especificação do gás para teor de metano mínimo de 80% molar (oitenta por cento) permitindo o aumento da disponibilidade de gás nessa UPGN em virtude do declínio de produção dos campos de Pós-sal, mas a continuidade dessa flexibilização impede os investimentos na UTGCA, e inviabializa uma melhor utilização da fração C2+ e dos líquidos.

No Rota 2, são 353,7 Km de gasoduto que conectam a Bacia de Santos à Unidade Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB) (RJ), com capacidade de 16 milhões de m³/dia. Esta rota obteve autorização para ampliação de sua capacidade para até 20 milhões de m³/dia por meio da Autorização ANP nº 468/ 2019. Contudo, há sinalizações da Petrobras, companhia proprietária do duto, de retornar aos 16 milhões m³/dia por questões técnicas relacionadas à pressão nos pontos de ligamento dos gasodutos quando iniciar a operação da Rota 3. Segundo a Petrobras, em apresentação para o Comitê 1, estudos serão angariados para melhor avaliação da manutenção da capacidade da Rota 2.

A Rota 3, com diâmetro de 24" e 353,7 km, com previsão de entrada em operação em julho de 2024, conectará a Bacia de Santos a Itaboraí (RJ), com capacidade de 18 milhões de m³/dia.

Análise das capacidades das Rotas 1, 2 e 3 pela disponibilização da Bacia de Santos

A produção da Bacia de Santos é expressiva para o contexto nacional, sendo responsável por 58% do total de gás natural produzido. Não obstante a alta

[16] Gás rico é o termo para uma corrente de gás que contém frações pesadas de hidrocarboneto gasoso (C3, C4, etc.), que podem ser removidas e comercialmente aproveitadas, utilizando-se de algum processo de tratamento.

produtividade da bacia, ressalta-se que grandes desafios, atuais e futuros, influenciam a disponibilização de gás natural e envolvem os seguintes pontos de atenção:

a) Presença de altos teores de CO_2 nos principais campos produtores (esta questão implica que uma parcela do gás não é própria para disponibilização e envolve também a eficiência da membrana de separação de gases metano e CO_2);

b) Reinjeção de gás para recuperação avançada (aplicação da técnica de WAG[17]);

c) Futuras descobertas (esforço exploratório para novas descobertas necessárias; e a monetização dessas descobertas)

d) Infraestrutura (inexistência ou limitação).

Com o objetivo de avaliar a disponibilidade de gás natural na Bacia de Santos, foi desenvolvido um simulador do balanço de massa que considera a disponibilização de gás, a reinjeção por falta de infraestrutura e a capacidade nominal das rotas. Nas simulações foram considerados dois cenários básicos: (i) a disponibilidade do gás sem levar em conta a infraestrutura disponível para a exportação do gás; e (ii) a disponibilidade do gás ajustada à infraestrutura existente, partindo do princípio de que novas infraestruturas só estariam disponíveis a partir de 2030.

As seguintes premissas foram adotadas para simular os balanços de massa:

I. Reinjeção ajustada – dados recebidos da Petrobras de disponibilização e reinjeção de gás na Bacia de Santos foram usados para ajuste do RGO das projeções que compuseram a simulação do balanço de massa de cada campo ou unidade;

II. Foram considerados os dados do projeto de revitalização do campo de Tupi;

III. Os próximos FPSOs dos campos de Sépia e Atapu foram limitados à disponibilização máxima de 3,500 milhões de m^3/dia.

IV. Os campos de Búzios, Sépia, Atapu, Berbigão/Sururu e Sapinhoá que apresentam teores relevantes de CO_2 praticam apenas a Injeção Compulsória.

V. Para o campo de Tupi foram considerados: FPSOs de reservatórios contendo CO_2 com Injeção Compulsória; e FPSO de reservatórios sem CO_2 com a injeção de 30%; e revitalização do Campo de Tupi a partir de 2030;

VI. Para o campo de Itapu, com reservatórios sem CO_2, a injeção de 30%.

VII. Nos novos projetos de Bacalhau (Fase 2), Aram e Gato do Mato foi considerada uma injeção de 30%.

Cenário 1

O Cenário 1 apresenta os dados de disponibilização da Bacia de Santos dentro da premissa adotada e sem considerar restrições ao escoamento. Observa-se, nesse caso, pelo Gráfico 36, que no Cenário 1 a capacidade de disponibilização (reinjeção prevista menor que a da Petrobras[18]) das Rotas 1, 2 e 3 estão congestionadas. Neste cenário, a

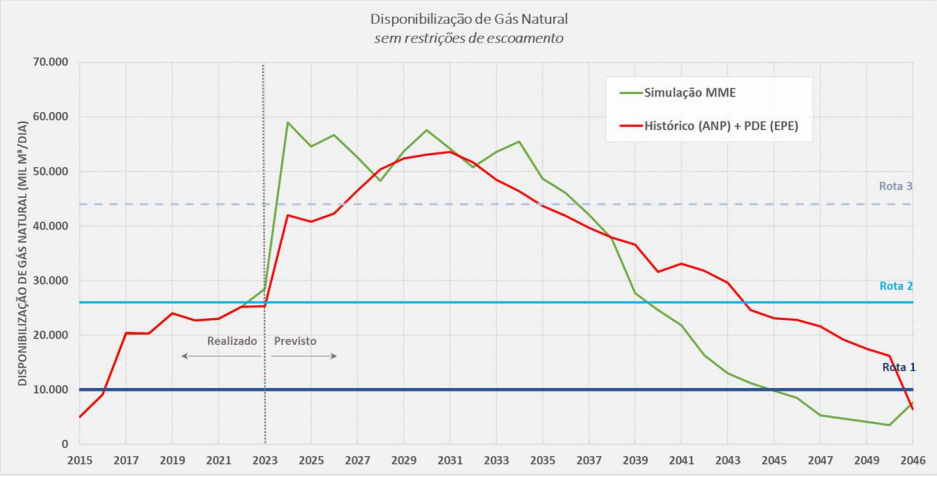
[17] *Water Alternating Gas* (WAG), que será mais bem tratado no capítulo 6.

[18] Refere-se a comparação com dados exclusivos apresentados pela Petrobras para as análises do Comitê 1.

maior disponibilidade de gás ocorre em 2024, tendo em vista um caso ótimo em que toda a oferta fosse disponibilizada ao mesmo tempo e sem restrições, com redução ao longo do tempo.

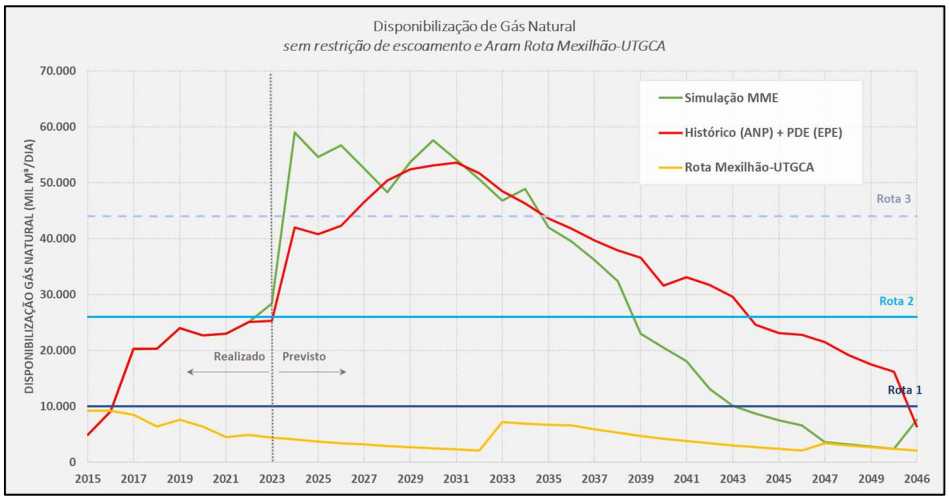
O Gráfico 36 apresenta a simulação deste cenário hipotético e compara com a curva de produção esperada. A partir de 2033, é visível a influência dos novos projetos (Fase 2 de Bacalhau, Aram e Gato do Mato). Sem a entrada em operação dos novos projetos, a Bacia de Santos tem sua capacidade de escoamento ociosa a partir de 2030. O Gráfico 37 acrescenta ao Cenário 1 a disponibilização de Aram pelo gasoduto de Mexilhão.

Gráfico 36: Disponibilização prevista de gás para a Bacia de Santos (Caso Base)[19] e a curva esperada e a capacidade nominal das Rotas.



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de EPE (2022) e ANP (2023e).

Gráfico 37: Disponibilização de gás prevista para a Bacia de Santos, mais Aram escoando pelo gasoduto Mexilhão.



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de EPE (2022) e ANP (2023e).

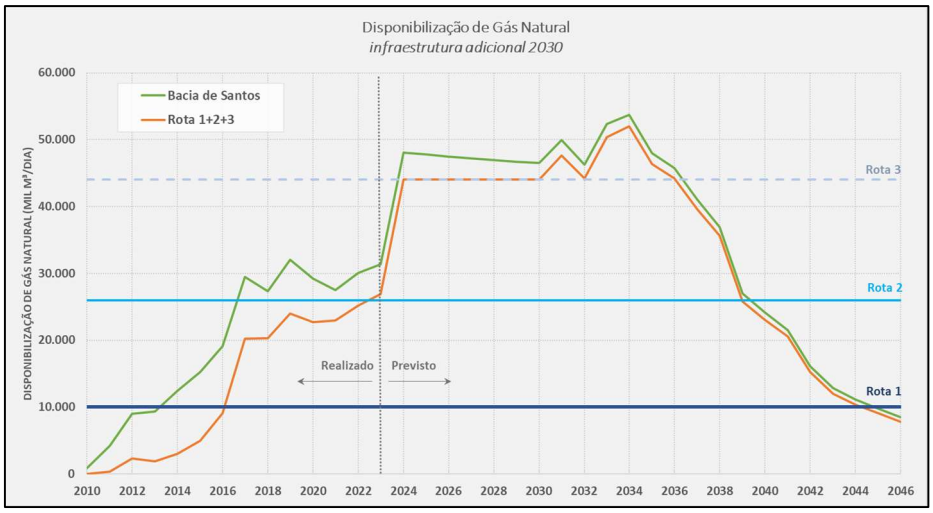
[19] As curvas identificadas como **Histórico (ANP) + PDE(EPE)*** trazem informações das previsões da produção líquida de Gás Natural do Plano Nacional de Expansão de Energia 2032 - PDE 2032, atualizadas com informações obtidas durante os trabalhos do GT GE, além de incluir as expectativas para o campo de Bacalhau (Fase2), para o PAD de Gato do Mato e o PAD de Aram.

Cenário 2

O Cenário 2 assume a premissa de que uma nova infraestrutura de escoamento, em adição às 3 Rotas já planejadas, estaria disponível somente a partir de 2030. Nesta simulação, foi realizada uma reinjeção adicional no balanço de massa para se adequar à infraestrutura existente até 2030. O Gráfico 38 apresenta a exportação prevista de gás para a Bacia de Santos considerando nova infraestrutura em 2030 e a curva esperada. O ponto de atenção para este cenário seria a realização de investimentos na UTGCA de forma a ser possível processar gás com maiores teores de líquido.

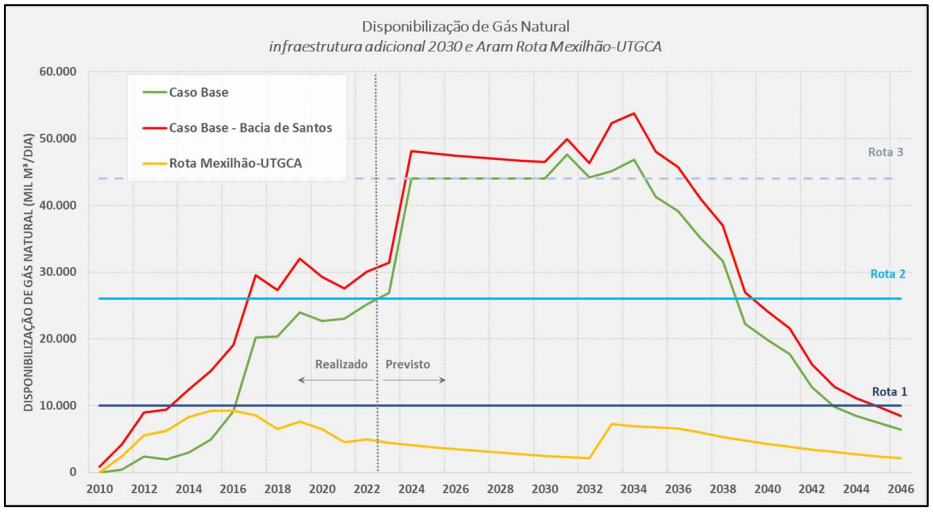
Para o Cenário foi simulada ainda, a perspectiva da disponibilização do novo projeto de Aram ocorrer após a plataforma de Mexilhão. Com isso, ocuparia-se a capacidade ociosa do gasoduto Mexilhão/UTGCA, liberando disponibilidade para as Rotas 1, 2 e 3 (Gráfico 39). Portanto, nesse cenário não haveria necessidade de nova infraestrutura e as Rotas 1, 2 e 3 ficariam ociosas a partir de 2035.

Gráfico 38: Disponibilização prevista de gás para a Bacia de Santos – nova infraestrutura em 2030.



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

Gráfico 39: Disponibilização prevista de gás para a Bacia de Santos – nova infraestrutura em 2030 e Aram escoando por Mexilhão UTGCA.



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

3. ALTERNATIVAS PROPOSTAS PELO COMITÊ 1 PARA O AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL

Os principais desafios relacionados à disponibilidade de gás natural são socioambientais, técnicos e econômicos. Os socioambientais apresentam-se desde a fase inicial de exploração de áreas com as autorizações de licenças, até a implantação complexa que demandam negociação de autorização de passagem e cumprimento de requisitos ambientais.

Do ponto de vista técnico, a garantia de volumes em escala é um fator determinante para o encaminhamento de projetos. A existência de campos âncoras que garantam um volume mínimo de gás comercializável influenciará a decisão de implantação de infraestrutura para monetização do gás, que por sua vez norteiam a decisão final de investimento (FID) das companhias.

Ainda sob aspectos técnicos, a disponibilidade do gás a ser escoado é influenciada, a depender do campo, pelo teor de contaminantes, principalmente do CO_2, e pela reinjeção de gás necessária no reservatório para otimizar a recuperação do óleo. A contaminação por CO_2 pode ser responsável por uma redução de 20% a 63% na disponibilidade de gás (BRASIL, 2020). Seja por fatores puramente técnicos relacionados à separação do CO_2 do metano, seja por fatores ligados à economicidade direcionada pela recuperação de óleo. Por fim, a infraestrutura complexa que demanda investimentos vultosos e tempo na implementação do novo empreendimento, ou na organização industrial para aproveitamento dos ativos com capacidade ociosa.

Do ponto de vista econômico, a postergação de projetos com potencial relevante de produção de gás afeta as possibilidades de preços mais competitivos no mercado interno e o desenvolvimento da indústria brasileira de gás natural. SEAP, por exemplo, tinha previsão de iniciar operação em 2027 no Plano Estratégico da Petrobras de 2023-2027. No entanto, o novo plano da companhia, que alcança o período 2024-2028, posterga esse início para 2029 (Petrobras, 2023a). Essa circunstância já ocorreu com outros projetos com potencial de elevação significativa da oferta de gás natural, como o Rota 3, e possivelmente pode se repetir no caso de Gato do Mato (BM-S-54) e outros do gênero.

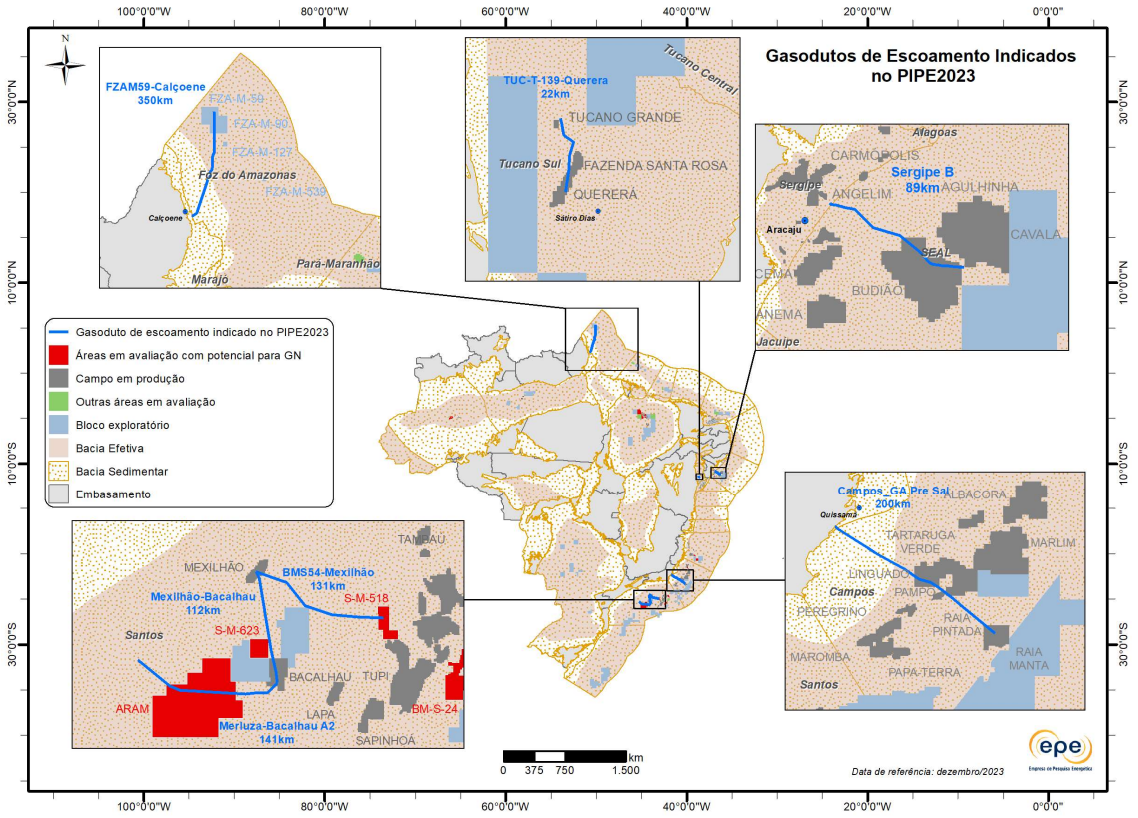
Algumas alternativas são apresentadas com o intuito de elencar oportunidades para o aumento da disponibilidade de gás nas bacias sedimentares brasileiras em diferentes estados do País. As oportunidades são apresentadas nas bacias de Santos, Campos, Sergipe-Alagoas, Foz do Amazonas e Tucano Sul, alinhadas com os resultados do PIPE - Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (EPE, 2023). São apresentadas, também, outras alternativas estudadas pelo Comitê 1, advindas das simulações para o aproveitamento de gás na Bacia de Santos.

3.1 Alternativas para Disponibilidade de Gás Natural

As alternativas propostas para a disponibilidade de gás são baseadas nos estudos do PIPE 2023 (EPE, 2023b). Este Plano Indicativo faz parte de estudos integrados do setor energético e está alinhado com alguns dos principais objetivos do Programa Gás para Empregar do Governo Federal. As indicações do PIPE 2023 foram realizadas em função do potencial exploratório das áreas, do avanço de maturidade de projetos já anunciados pelos operadores, de informações relevantes coletadas para a elaboração do Plano, bem

como da análise de novas alternativas para monetização dos recursos identificados nas áreas selecionadas. As alternativas para disponibilidade de gás consideradas como oportunidades pelo Comitê 1 estão representadas em mapa na Figura 22.

Figura 22: Representação de projetos que constituem alternativas para aumento da disponibilidade de gás.



Fonte: Modificado de EPE (2023b).

Projeto em Bacia *Onshore*

A alternativa *onshore* destacada é na Bacia de Tucano Sul localizada no Estado da Bahia. A área é considerada com expectativa para gás natural pelas concessionárias dos blocos exploratórios, além do potencial de aumento do fator de recuperação. Atualmente, os 5 campos produtores da bacia escoam cerca de 110 mil m³/dia pelo gasoduto Quererá-Conceição até a UPGN de Catu-BA.

A proposta é a alternativa Tucano Sul – Quererá, com traçado referencial estabelecido para o gasoduto de 22,5 km, que objetiva escoar o gás natural a partir dos campos Tucano Grande e Tucano Grande Sul (TUC-T-139 e TUC-T-147), um projeto *stand-alone* de gás não associado localizado na Bacia de Tucano Sul, do consórcio Imetame Energia, EnP Energy Platform e Energia Paranã, até uma UPGN indicativa, com tecnologia de Turboexpansão, localizada nas proximidades do início do gasoduto de escoamento Quererá – Conceição, no campo de Quererá, na Bahia (EPE, 2023b).

Esta alternativa torna-se uma boa oportunidade, pois seria mais apropriado o investimento em uma nova infraestrutura de processamento do que os investimentos necessários para a adequação da UPGN de Catu. Portanto, essa nova UPGN poderia receber o gás natural da Bacia de Tucano Sul. Outros aspectos considerados na avaliação

dessa alternativa foram: o fato do gasoduto Querará-Conceição não possuir capacidade de escoamento necessária ao atendimento da produção esperada para futuros campos decorrentes dos blocos exploratórios em atividade na região; e, ao potencial desenvolvimento de um mercado consumidor de gás natural na região, o que demandaria a especificação desse gás na própria região. Dessa forma, a instalação de uma nova UPGN, com tecnologia mais moderna, traria uma otimização na utilização tanto de recursos econômicos como energéticos.

O gasoduto dimensionado nesta seção tem a capacidade de escoamento de 1 milhão de m³/dia e a UPGN foi projetada com a capacidade de 3 milhões m³/dia de processamento para atender às potenciais descobertas de gás natural esperadas nos blocos exploratórios da bacia. Desse modo, nessa perspectiva de alternativa, a UPGN foi dimensionada para processamento de um cluster de áreas de produção, possibilitando o processamento de um campo específico, bem como outras produções no entorno (EPE, 2023b).

Projetos em Bacias *Offshore*

Como alternativas *offshore,* apresentam-se oportunidades na Bacia da Foz do Amazonas, Bacia de Sergipe-Alagoas, Bacia de Campos e quatro na Bacia de Santos.

A Bacia da Foz do Amazonas é fronteira exploratória com potencial a ser explorado, como apontado por especialistas, com base na analogia de plays exploratórios, ou na similaridade geológica que mantém com as bacias fronteiriças da Guiana e Suriname, que vêm apresentando sucesso exploratório com descobertas importantes na última década. Guarda similaridade também com bacias com sucesso exploratório no oeste africano.

Somado a isso, estudos recentes de volumetria, com base em dados sísmicos, de poços e geoquímicos, realizados pela EPE (EPE, 2023a), indicam um potencial de volume *in place* de 80 bilhões de barris de óleo equivalente que, apesar da grande incerteza envolvida, sinaliza a necessidade da ampliação da campanha exploratória na bacia devido ao seu potencial.

A inclusão de projetos exploratórios na região da Bacia da Foz do Amazonas descentraliza os investimentos de exploração e produção para diversas regiões do País, com tendência à distribuição de renda e ao desenvolvimento regional e nacional, além de motivar a transição energética na região norte com a oferta de gás natural, favorecendo a migração de combustíveis mais poluentes (óleo diesel e óleo combustível) para o uso do gás natural, principalmente para geração termelétrica (EPE, 2023b).

A disponibilidade de gás natural na Bacia da Foz do Amazonas considera a alternativa de gasoduto Foz do Amazonas – Calçoene, com o objetivo de escoar o gás natural a ser produzido no bloco exploratório FZA-M-59, um projeto *stand-alone* de gás associado, até uma UPGN indicativa de tecnologia Turboexpansão, localizada nas proximidades do município de Calçoene, no Amapá. O cenário de desenvolvimento de produção do projeto Foz do Amazonas - Calçoene considerou o uso de duas plataformas do tipo FPSO, de 220 mil barris de óleo por dia cada, onde as correntes de óleo e gás natural produzidas seriam separadas e tratadas (EPE, 2023b).

Na Bacia de Sergipe-Alagoas, descobertas de petróleo e gás natural em reservatórios localizados em águas profundas e ultra profundas, constituem para a região do nordeste uma promissora província produtora de petróleo e gás. Nesse sentido, a disponibilidade de gás na região conta com uma alternativa de monetização do Projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP), que foi considerado nos estudos da EPE no PIPE 2023, compreendendo os sistemas de produção SEAP-1 e SEAP-2 de forma integrada.

A alternativa Sergipe Águas Profundas – Malha TAG foi projetado como um gasoduto de 131 km, composto de 3 trechos, com vazão total somando 18 milhões m³/dia e o objetivo de escoar o gás natural produzido e tratado nas áreas de desenvolvimento do Projeto SEAP (Projetos SEAP-1 e SEAP-2), um projeto *stand-alone* de gás associado e não associado localizado na Bacia de Sergipe-Alagoas (EPE, 2023b). O gás tratado seria escoado até a costa, conectando-se a um gasoduto de interligação, com cerca de 20 km, para ser movimentado até a malha de transporte da TAG.

A Bacia de Campos é uma das principais bacias brasileiras, com produção expressiva de petróleo e gás natural, tanto de reservatórios do Pós-sal como do Pré-sal e com uma importante rede de infraestrutura. Há potencial para o aumento da disponibilidade de gás da bacia a partir da recuperação avançada e projetos de revitalização dos campos, de projetos de compartilhamento de equipamentos para a produção e da monetização das descobertas recentes.

Neste último ponto inclui-se a alternativa do Projeto Raia – TECAB que foi considerado no PIPE 2023 em função do potencial de produção relacionado às acumulações do contrato de concessão BM-C-33 do bloco exploratório C-M-539, operado pela companhia Equinor em parceria com a Petrobras. Recentemente ocorreram as declarações de comercialidade para os campos denominados Raia Manta e Raia Pintada, como resultado dos PADs que avaliaram as descobertas de Gávea-Seat-Pão de Açúcar (ANP, 2023f).

O projeto de Raia, que contém óleo leve (Raia Manta, 48° API e Raia Pintada, 36° API), com baixo teor de CO_2 (2%), terá uma plataforma tipo FPSO de 16 milhões m³/dia de gás natural e será o primeiro projeto brasileiro a conectar o gás natural produzido à malha integrada de gasodutos de transporte, através de um gasoduto de escoamento com 200 km de extensão, sem necessidade de processamento adicional em terra (EPE, 2023b).

A alternativa Raia – TECAB tem como objetivo escoar o gás natural produzido nas áreas de desenvolvimento da concessão de Raia, um projeto *stand-alone* de gás não associado localizado no Pré-Sal na Bacia de Campos (EQUINOR, 2023). O gás tratado na plataforma *offshore* seria escoado para o Terminal de Cabiúnas (TECAB), em Macaé, Rio de Janeiro, por um gasoduto de escoamento com 200 km de extensão, 16 polegadas de diâmetro e vazão de 16 milhões de m³/dia (EPE, 2023b).

Nessa alternativa foi considerado o uso de uma plataforma do tipo FPSO, onde as correntes de óleo e gás natural produzidas seriam separadas e tratadas. A corrente de óleo seria exportada via navio aliviador, enquanto o gás especificado na plataforma seria movimentado via gasoduto de escoamento, com previsão de incorporação direta na malha integrada de gasodutos de transportes (EPE, 2023c).

Atualmente, a Bacia de Santos é a principal produtora brasileira, responsável por 80% da produção nacional de gás, com contribuição expressiva dos reservatórios do Pré-

sal. Como detalhado no item 2.2 deste relatório, a Bacia de Santos apresenta altos níveis de injeção de gás, em parte devido aos elevados teores de CO_2 de alguns reservatórios, em parte pelo uso da reinjeção para a manutenção da pressão nos reservatórios, necessária na recuperação de petróleo. Soma-se a falta de infraestrutura para as produções de curto e médio prazos.

Como alternativa para aumentar a disponibilidade de gás para a Bacia de Santos, ancorados nos estudos do PIPE 2023 realizados pela EPE, considera-se quatro projetos novos de gás associado voltados para a monetização da bacia: Bacalhau – RPBC, Bacalhau – Merluza, Bacalhau – Mexilhão e Sistema Gato do Mato – Mexilhão.

O campo de Bacalhau teve na primeira fase de desenvolvimento uma plataforma do tipo FPSO, com capacidade de produção de 220 mil barris por dia de óleo e com sistema de turbinas de ciclo combinado para geração de energia, além da injeção de todo o gás natural produzido no reservatório. As alternativas, mutuamente excludentes, com relação à monetização desse campo, para a segunda fase de desenvolvimento do projeto (EPE, 2023b), são apresentadas a seguir:

a) Bacalhau – RPBC, com extensão de 360 km;

b) Bacalhau – Merluza, com extensão de 141 km;

c) Bacalhau – Mexilhão, com extensão de 112 km.

A alternativa Bacalhau – RPBC tem como objetivo escoar o gás natural produzido no campo de Bacalhau (ANP, 2023g), um projeto *stand-alone* de gás associado no Pré-sal localizado na Bacia de Santos, relativo à segunda fase de desenvolvimento deste campo, até uma UPGN indicativa, localizada nas proximidades da UPGN na Refinaria Presidente Bernardes – Cubatão (RPBC), em São Paulo (EPE, 2023). Outra opção para o processamento, que considera esta mesma rota, seria o pagamento pelo acesso de terceiros à instalação de processamento já existente em Cubatão, ressaltando que a UPGN RPBC tem capacidade de processamento de gás de 2,5 milhões de m³/dia, ou seja, inferior à capacidade da UPGN estudada (EPE, 2023b).

A alternativa Bacalhau – Merluza tem como objetivo escoar o gás natural produzido no campo de Bacalhau até o gasoduto existente de Merluza-Cubatão via *tie-back*, procedendo o envio do gás natural até uma UPGN indicativa, localizada nas proximidades da Refinaria Presidente Bernardes – Cubatão (RPBC), localizada em Cubatão, São Paulo. Foi considerada como premissa uma distância de 141 km entre a plataforma *offshore* e o gasoduto de Merluza, resultando em um gasoduto de escoamento com 141 km de extensão e 16 polegadas de diâmetro, com vazão de 5 milhões de m³/dia (EPE, 2023b).

A alternativa Bacalhau – Mexilhão tem como objetivo escoar o gás natural produzido no campo de Bacalhau até o trecho de gasoduto Mexilhão-UTGCA da Rota 1 via *tie-back*, procedendo o envio do gás natural até uma UPGN indicativa, localizada nas proximidades da Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), localizada em Caraguatatuba, São Paulo (EPE, 2023b).

A alternativa Sistema Integrado Gato do Mato – Mexilhão possui extensão de 131 km, com o objetivo de escoar o gás natural produzido pelo Sistema Integrado Gato do Mato, um projeto de gás associado no Pré-sal na Bacia de Santos, até o trecho de gasoduto Mexilhão-UTGCA da Rota 1 via *tie-back*, procedendo o envio do gás natural até uma UPGN indicativa, localizada nas proximidades da Unidade de Tratamento de

Gás Monteiro Lobato (UTGCA), localizada em Caraguatatuba, São Paulo. Desse modo, a corrente de óleo seria movimentada via navio aliviador, enquanto um novo gasoduto escoaria o gás natural até o gasoduto Mexilhão-UTGCA da Rota 1, que então movimentaria o gás natural até uma UPGN próxima à UTGCA para posterior processamento (EPE, 2023b).

Ressalta-se que o acesso à infraestrutura existente se apresenta como fator preponderante para algumas alternativas, como as indicadas, por exemplo, para o campo de Bacalhau. No que tange o acesso às infraestruturas essenciais, a Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009) (BRASIL, 2009) estabeleceu no Artigo 45 que: os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.

Desse modo, no Brasil, o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais não é obrigatório, ainda que o seu compartilhamento possa ser realizado por meio de negociação direta com o proprietário. Assim, não há previsões legais que assegurem o acesso não-discriminatório, transparente e com condicionantes e termos objetivos a fim de que eventuais negativas sejam justificadas e motivadas técnica e/ou economicamente (EPE, 2020).

O Decreto nº 9616/2018 estabeleceu que a negativa de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais é considerada como conduta anticompetitiva, reforçando o papel normativo da ANP e introduzindo aperfeiçoamentos infralegais em linha com iniciativas de fomento à abertura do mercado.

Em 2019, foram retomados os desafios legais e regulatórios associados à promoção de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais. Neste mesmo ano, a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) assinaram um Termo de Compromisso de Cessação de Prática – TCC, onde a Petrobras se comprometeu a negociar o acesso de terceiros aos sistemas de escoamento de gás natural, UPGNs e a publicar edital para arrendamento do terminal de regaseificação de GNL da Baía de Todos os Santos/BA. A partir daí, foram estabelecidas medidas infralegais adicionais, por intermédio do CADE e da ANP, no sentido de acelerar a transição para um mercado de gás natural mais competitivo no País (EPE, 2020).

O potencial de produção do campo e das áreas nas proximidades, aliado à prática de acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento existentes são fatores que influenciam a viabilidade de projetos de gás natural, como as alternativas para a monetização do gás associado apresentadas para: Bacalhau – RPBC, Bacalhau – Merluza, Bacalhau – Mexilhão e Sistema Gato do Mato – Mexilhão.

O esforço das iniciativas governamentais na ampliação do aproveitamento e da oferta de gás natural no mercado nacional, através do Programa Gás para Empregar (MME, 2023) movimentam e incentivam as possibilidades e criam as janelas de oportunidades.

3.2 Outras Alternativas para a Bacia de Santos

O Campo de Búzios tem sido objeto de vários questionamentos sobre os novos FPSOs de 225 mil bbl/dia, sem capacidade de disponibilização de gás natural. Nessa

perspectiva, foram simulados dois cenários para este campo: o de transferência de gás entre as unidades que não disponibilizam; e o *Gas HUB*.

A transferência de gás entre unidades que não disponibilizam pode ser descrita como uma iniciativa operacional, que considera o compartilhamento de equipamentos e a realocação de escoamentos preexistentes, transferindo o gás da unidade que não tem capacidade de processamento para aquelas que possuem essa capacidade.

No caso da transferência de gás entre unidades, não há contratação para o processamento, mas o compartilhamento e o aproveitamento da infraestrutura existente, alocando o gás de uma unidade para a outra. Demanda, no entanto, um estudo técnico, que defina as melhores oportunidades e as adaptações necessárias.

Já a alternativa do *HUB* de gás, constitui uma infraestrutura de compartilhamento e distribuição de gás natural, que concentra o gás produzido por diferentes unidades e facilita o escoamento por diferentes rotas e/ou vias modais, compondo um sistema de produção, que como será detalhado à frente, considera a contratação da unidade de processamento.

As duas alternativas são apresentadas pelo Comitê 1 como medidas operacionais que objetivam o aumento da disponibilidade de gás para o caso de campos que já produzem e apresentam, como Búzios e Mero, alto índice de reinjeção de gás. O relatório do Comitê 1 sinaliza as alternativas como oportunidade, mas visou apresentar estudos de viabilidade econômica para o desenvolvimento dessas técnicas.

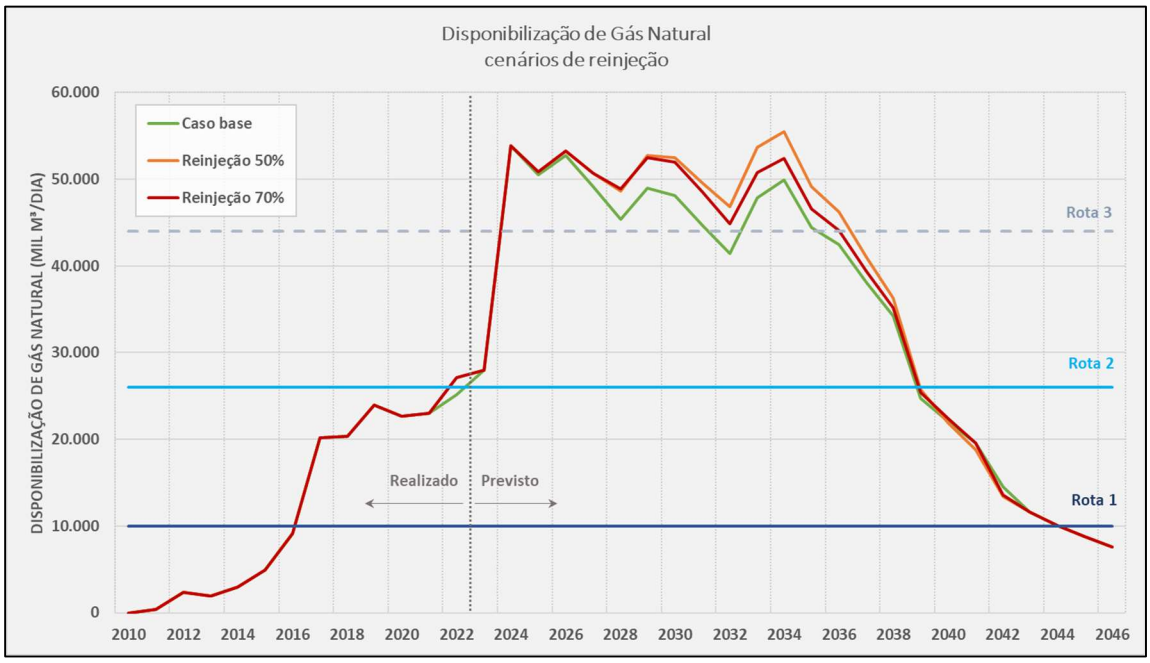
Transferência de gás (entre as unidades) das unidades que não têm capacidade de processamento para aquelas que possuem a capacidade e podem disponibilizar gás

Para a simulação da transferência de gás entre unidades do campo de Búzios, adotou-se a premissa de manter a capacidade de processamento máxima de gás das unidades que recebem o gás transferido. As unidades P-74, P-75, P-76 e P-77 (todas com capacidade de processamento de 150 mil bbl por dia) receberiam o gás transferido das Unidades Búzios 7, Búzios 9, Búzios 10 e Búzios 11.

Foram trabalhados dois cenários, mostrados no Gráfico 40 que consideram: a reinjeção de no mínimo 70% nas unidades que transferiram o gás, para não comprometer o fator de recuperação; a reinjeção de no mínimo 50% nas unidades que transferiram o gás, para não comprometer o fator de recuperação.

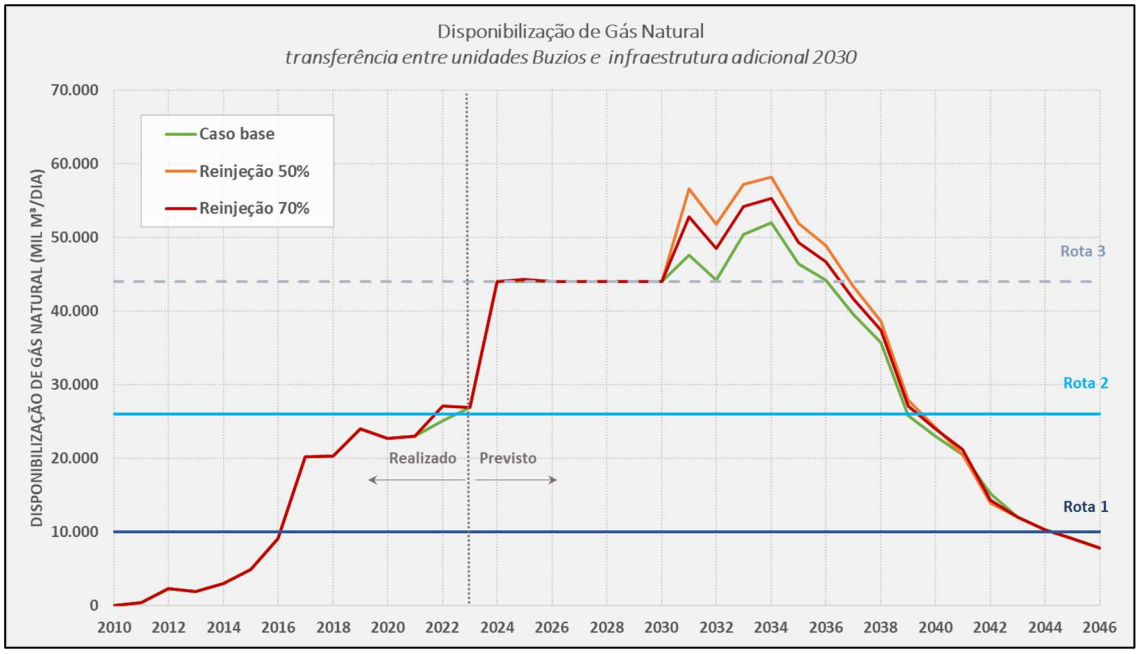
Adotando a premissa de que uma nova infraestrutura de escoamento somente estaria disponível a partir de 2030, foi realizada uma reinjeção adicional no balanço de massa para se adequar à infraestrutura existente até 2030, conforme observado no Gráfico 41. Poderia haver uma capacidade adicional de disponibilização que pode chegar a 10 milhões de m^3/dia adicionais à infraestrutura atual para o cenário de reinjeção de 50%, mas em 7 anos, a infraestrutura das Rotas 1, 2 e 3 começa a ficar ociosa.

Gráfico 40: Disponibilização prevista de gás para a Bacia de Santos com transferência entre as unidades de Búzios, em cenários de 50% e 70% de injeção.



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

Gráfico 41: Disponibilização prevista de gás para a Bacia de Santos com transferência entre as unidades de Búzios, em cenários de 50% e 70% de injeção, considerando a entrada de infraestrutura adicional a partir de 2030.

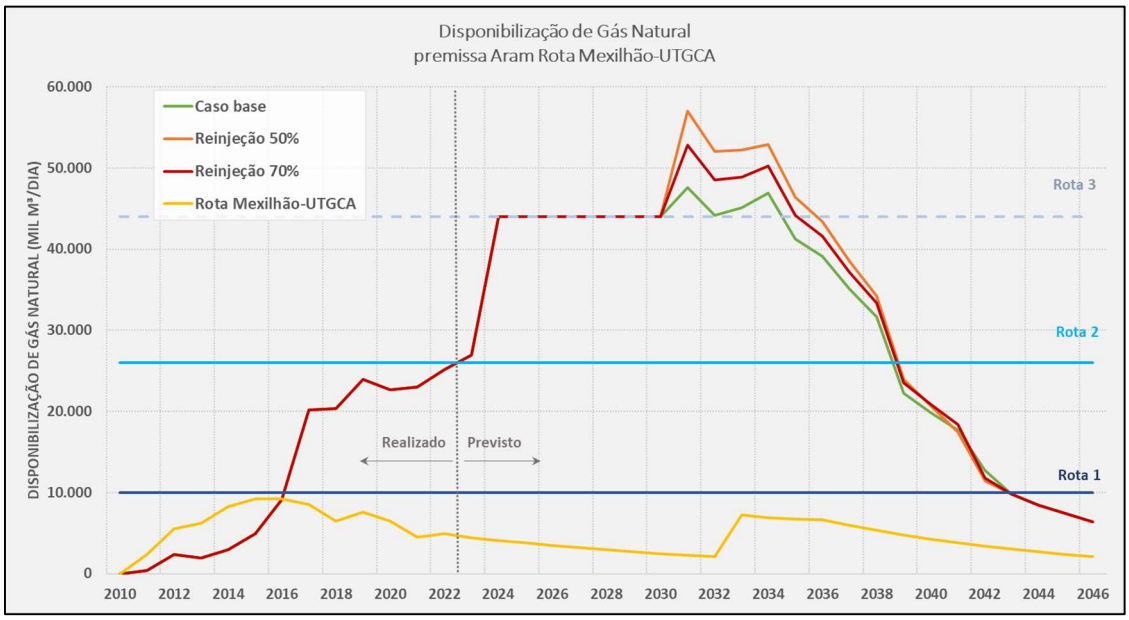


Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

Transferência de gás entre as unidades – Aram

No caso de Aram escoar o gás por Mexilhão (gasoduto Mexilhão/UTGCA), temos o seguinte cenário: a pequena restrição da capacidade de disponibilização e em 5 anos, a infraestrutura das rotas 1, 2 e 3 começa a ficar ociosa (Gráfico 42).

Gráfico 42: Disponibilização prevista de gás para a Bacia de Santos com transferência entre as unidades de Búzios, considerando disponibilização de Aram pelo gasoduto Mexilhão-UTGCA.

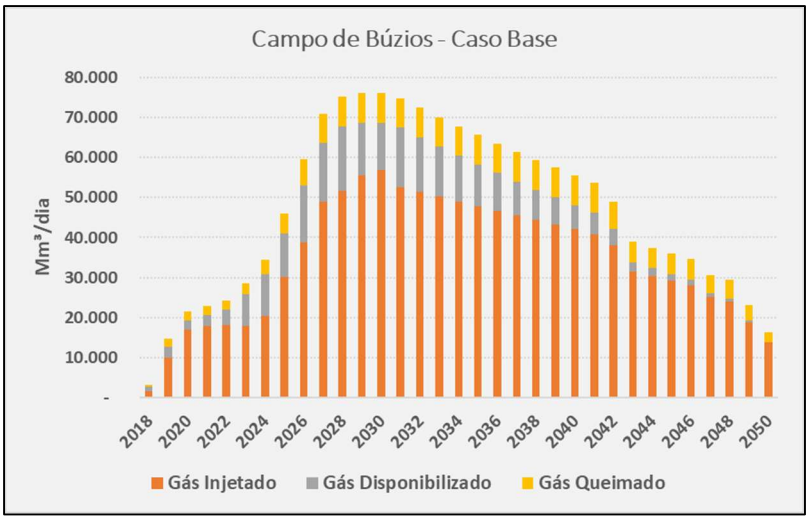


Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

Cenários de reinjeção para o campo de Búzios (transferência entre unidades)

O Gráfico 43 apresenta o cenário de reinjeção para o campo de Búzios, para o Caso Base, em que a taxa de reinjeção é a dos níveis atualmente praticados.

Gráfico 43: Cenário de reinjeção para o campo de Búzios, considerando para o Caso Base (taxas atuais de injeção).

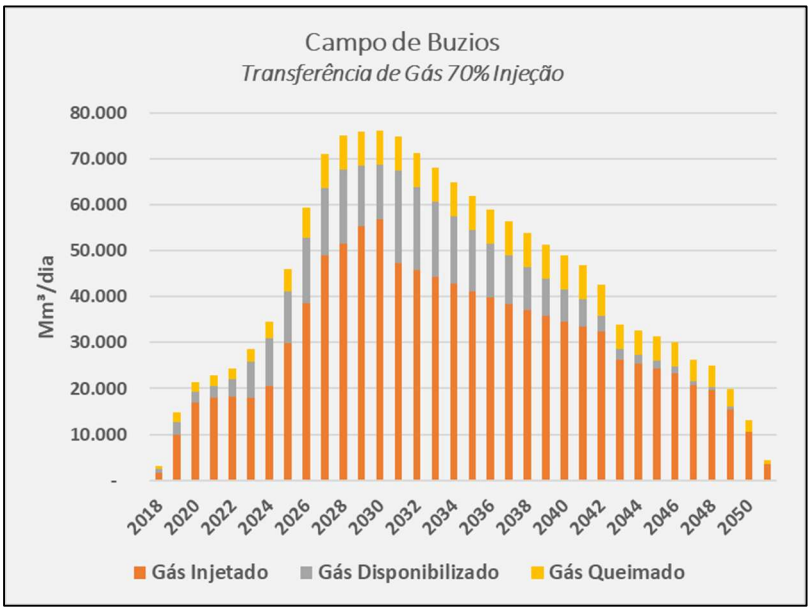


Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

O Gráfico 44 apresenta o cenário de reinjeção para o campo de Búzios, considerando a implementação da transferência de gás entre unidades do campo, que não possuem capacidade de processamento, para outras unidades que possuem e

podem disponibilizar gás natural e estão em estágio de ociosidade. Nota-se no Cenário 1, de reinjeção com índices de 70%, aumento na disponibilização de gás.

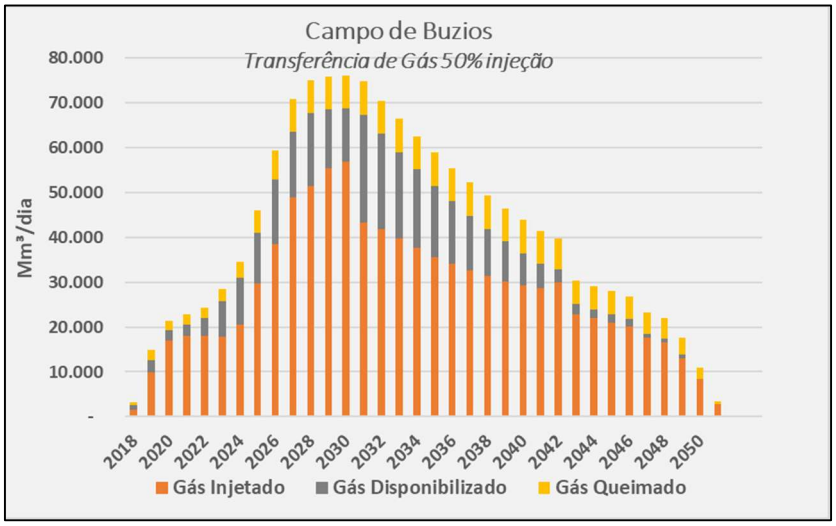
Gráfico 44: Cenário 1 de reinjeção para o campo de Búzios (70% de reinjeção). A transferência entre as unidades que não disponibilizam gás, para aquelas com capacidade de processamento e que apresentam ociosidade.



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

O Gráfico 45 apresenta o Cenário 2 com taxa de reinjeção de 50% para o campo de Búzios. Nota-se no Cenário 2, aumento na disponibilização de gás, considerando a transferência de unidades do campo que não possuem capacidade de processamento, para unidades que possuem esta capacidade e estão em estágio de ociosidade.

Gráfico 45: Cenário 2 de reinjeção para o campo de Búzios (50% de reinjeção). A transferência entre as unidades que não disponibilizam gás, para aquelas com capacidade de processamento e que apresentam ociosidade.



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

GAS HUB

Um *HUB* de gás pode ser definido como uma infraestrutura de compartilhamento e distribuição de gás natural, que concentra o gás produzido por diferentes unidades e facilita o escoamento por diferentes rotas e/ou vias modais. No geral, a infraestrutura de *HUB* de gás, compondo um sistema de produção, abarca uma série de itens como a plataforma central, dutos de conexão, sistemas de poços e *subsea*, duto de escoamento (incluindo trecho terrestre), terminal líquido, plataformas satélites (de produção), navio de alívio para retirada da produção de óleo, duto de escoamento (trecho marinho), UPGN e a entrada da malha de gasodutos (EPE, 2023d).

Nesses sistemas ditos integrados, o óleo é separado do gás em cada plataforma durante as etapas do processamento primário. Com a separação, o óleo é escoado por navios aliviadores, enquanto o gás natural é escoado para a plataforma *HUB* (EPE, 2023d). Na plataforma *HUB*, o gás passa pelas etapas de processamento para permitir o escoamento até a terra: remoção do CO_2 e adequação para entrada no duto de conexão. Posteriormente, o gás é comprimido para ser escoado até o litoral através de um duto de escoamento, chegando a uma UPGN na qual é realizado o processamento para especificação desse gás e separação do GLP e C_{5+} (EPE, 2023d)

Os custos associados às infraestruturas de plataforma *HUB* são elevados. Entretanto, em comparação com um sistema de configuração convencional[20], nota-se que a utilização de uma configuração de *hub* não resulta em alteração expressiva no CAPEX do sistema de produção como um todo (EPE, 2023d). Por outro lado, é possível observar uma redução em torno de 35% dos custos das plataformas de produção, em função de todos os sistemas de especificação do gás ficarem na plataforma *HUB* (EPE, 2023d). A título de exemplo, o custo obtido em modelagem, para uma plataforma *HUB*, com capacidade de 25 MMm^3/dia, alimentada por 3 FPSOs satélites responsáveis pela produção e separação entre óleo e gás, com capacidade de aproximadamente 180 mil barris/dia, alcançaria investimento superior a US$ 3 bilhões (EPE, 2023d).

O *GAS HUB* pode ser uma alternativa para os campos de Búzios e Mero, considerando as especificidades de cada uma dessas unidades. Nestes casos, a premissa do *GAS HUB* seria a contratação de uma unidade para fazer o processamento do gás das unidades que não disponibilizam e fazer a Injeção Compulsória nos módulos que estão enviando o gás (Gráfico 39). A Unidade e a nova infraestrutura para escoamento estariam prontas a partir de 2030. A unidade de *gas HUB* tem uma capacidade de processamento de 15 milhões m^3/dia.

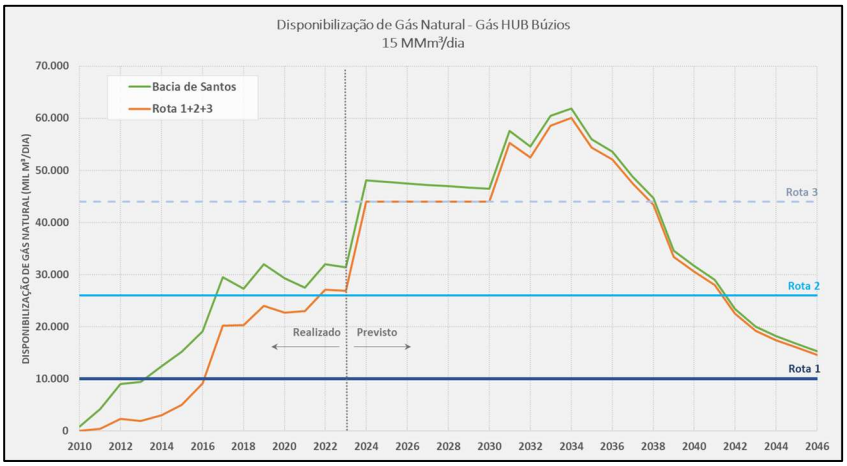
Campo de Búzios:

O Gráfico 46 apresenta a disponibilização de gás para a Bacia de Santos, considerando a alternativa de implementação de um *Gas HUB* para o campo de Búzios. A capacidade de processamento a ser contratada para este cenário é de 15 MMm^3/dia, com previsão de início da operação em 2030. Nota-se que há um aumento da

[20] Sistema de configuração convencional nessa citação desse relatório refere-se a cada FPSO considerada ser responsável por todas as atividades, desde a produção de óleo e gás, a separação dos fluidos, escoamento do óleo, adequação do gás para escoamento, remoção e injeção do CO_2 e compressão do gás.

disponibilidade de gás até 2034, seguida de declínio e com previsão de ociosidade a partir de 2038.

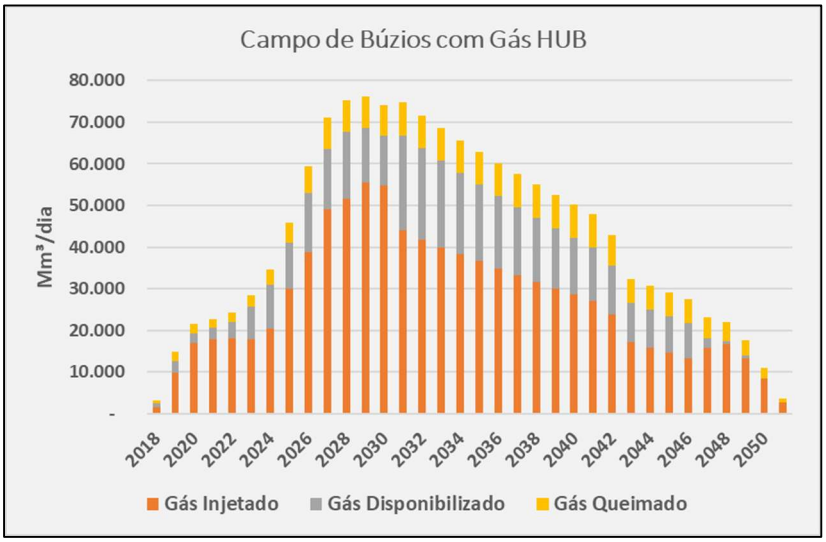
Gráfico 46: Disponibilização prevista de gás para a Bacia de Santos, considerando a premissa do *Gas HUB* de Búzios, com capacidade de processamento de 15MMm³/dia.



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

O cenário de reinjeção para o campo de Búzios para o Caso Base, ou seja, sem a implementação de alternativas, pode ser consultado no Gráfico 43. Já o Gráfico 47 representa o cenário de reinjeção para o mesmo campo, considerando a implementação de infraestrutura de *Gas HUB*.

Gráfico 47: Cenário de reinjeção do campo de Búzios, considerando a implementação do *Gas HUB*.



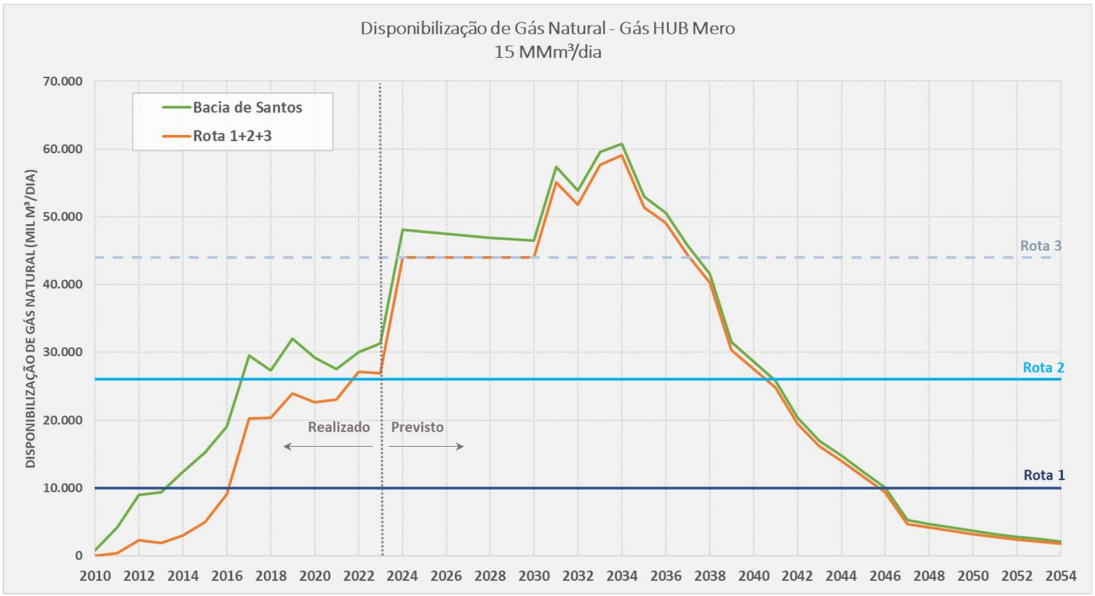
Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

Campo de Mero:

O Gráfico 48 apresenta a disponibilização de gás para a Bacia de Santos, considerando a alternativa de implementação de um *Gas HUB* para o campo de Mero. A capacidade de processamento a ser contratada para este cenário é de 15 MMm³/dia,

com previsão de início da operação em 2030. Nota-se que há um aumento da disponibilidade de gás até 2034, seguida de declínio e com previsão de ociosidade a partir de 2038.

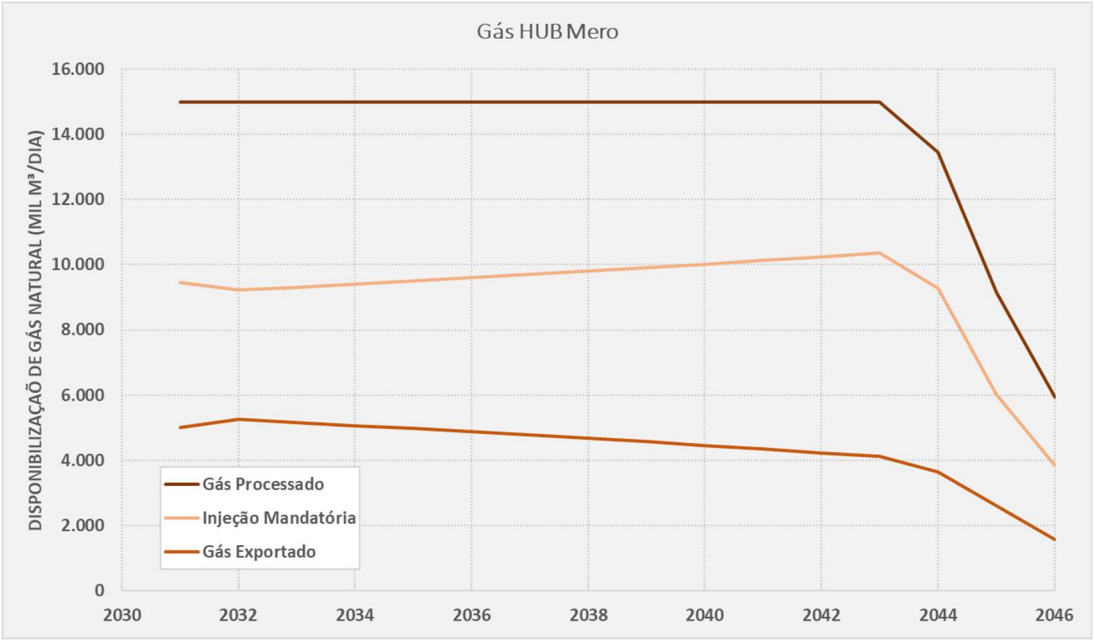
Gráfico 48: Disponibilização prevista de gás para a Bacia de Santos, considerando a premissa do *gas HUB* de Mero, com capacidade de processamento de 15 MMm³/dia.



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

Uma unidade de processamento de 15 MM m³/dia chega a ter uma disponibilização média de 5 MM m³/dia no campo de Mero. O Gráfico 49 abaixo apresenta os dados referentes ao *Gas HUB* de Mero mencionados anteriormente.

Gráfico 49: Perfil de produção do *Gas Hub* de Mero.



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

O Gráfico 50 representa o cenário de reinjeção para o campo de Mero, considerando o Caso Base, sem a implementação de alternativas.

O Gráfico 51 representa o cenário de reinjeção para o campo de Mero, considerando a implementação do *Gas HUB*.

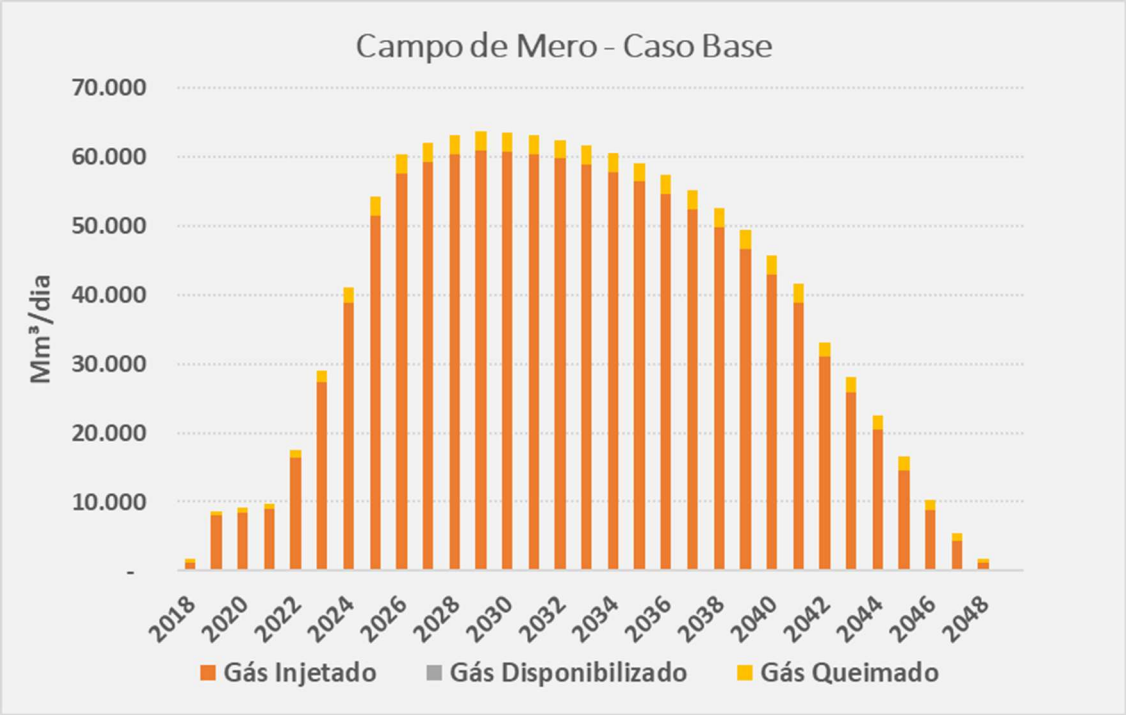
O Campo de Mero tem RGO e teor de CO_2 elevados. Embora o *Gas Hub* de Mero disponibilize pouco gás ao mercado, ele pode ser uma fonte de gás para a reinjeção em outros campos, de forma a melhorar o fator de recuperação. Dessa forma, podemos ter, por exemplo, a transferência (entre unidades) de gás no campo de Búzios em conjunto com o *gas HUB* de Mero. Neste caso, a reinjeção deste *Gas HUB* ocorrerá no campo de Búzios. O modelo de negócio e a venda do gás de Mero para aumentar o fator de recuperação de outros campos precisariam ser desenvolvidos.

O Gráfico 52 apresenta os resultados consolidados, considerando todas as alternativas abordadas no item 3.2 para a Bacia de Santos.

O Gráfico 53 apresenta os resultados consolidados para a Bacia de Santos, mas considerando o caso do gás de Aram escoar pelo gasoduto Mexilhão-UTGCA.

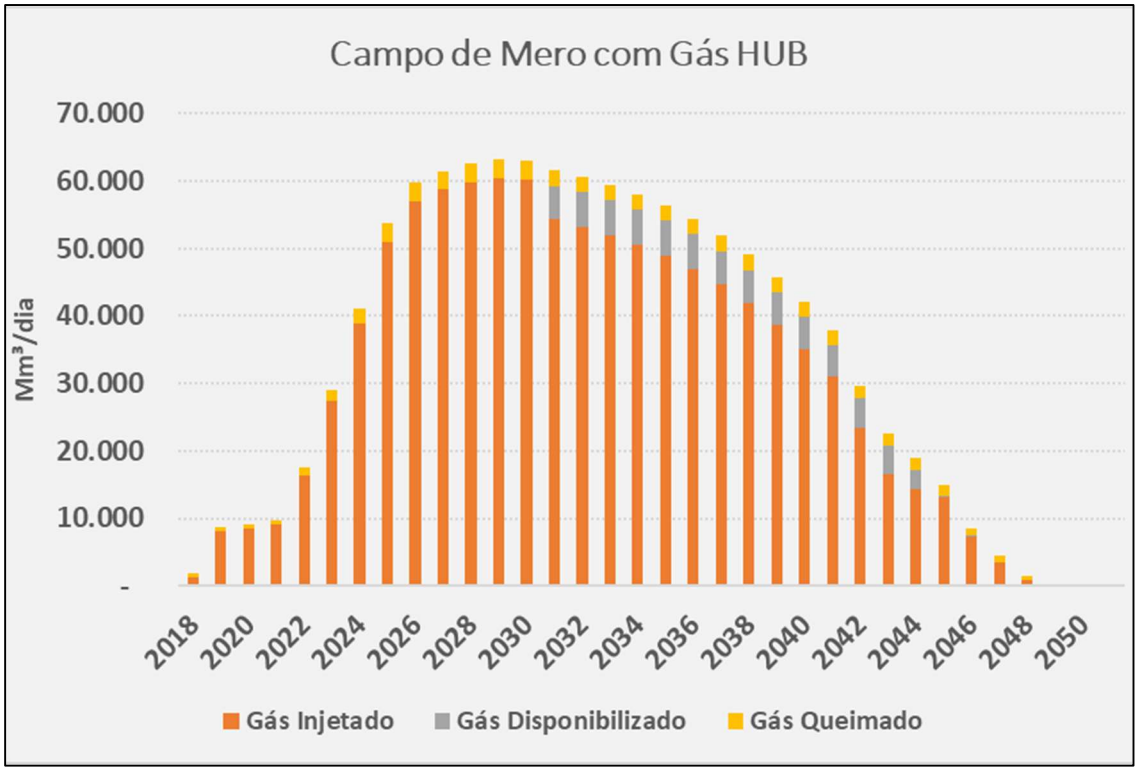
Cabe ressaltar que, mesmo para o melhor cenário, a partir de 2037, as Rotas 1, 2 e 3 ficam ociosas. Não existem, nessa perspectiva, indicações de descobertas ou prospectos exploratórios, para a manutenção da curva de disponibilização de gás na Bacia de Santos.

Gráfico 50: Cenário de reinjeção para o campo de Mero, considerando o Caso Base, sem a implementação do *Gas HUB*.



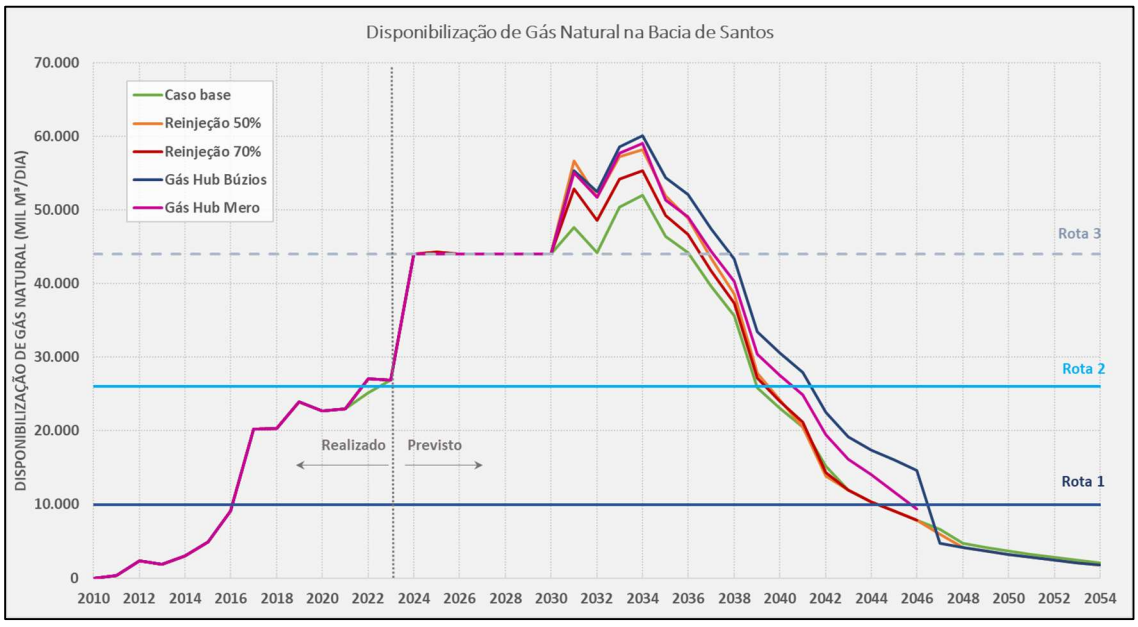
Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

Gráfico 51: Cenário de reinjeção para o campo de Mero, considerando a implementação do *Gas HUB*.



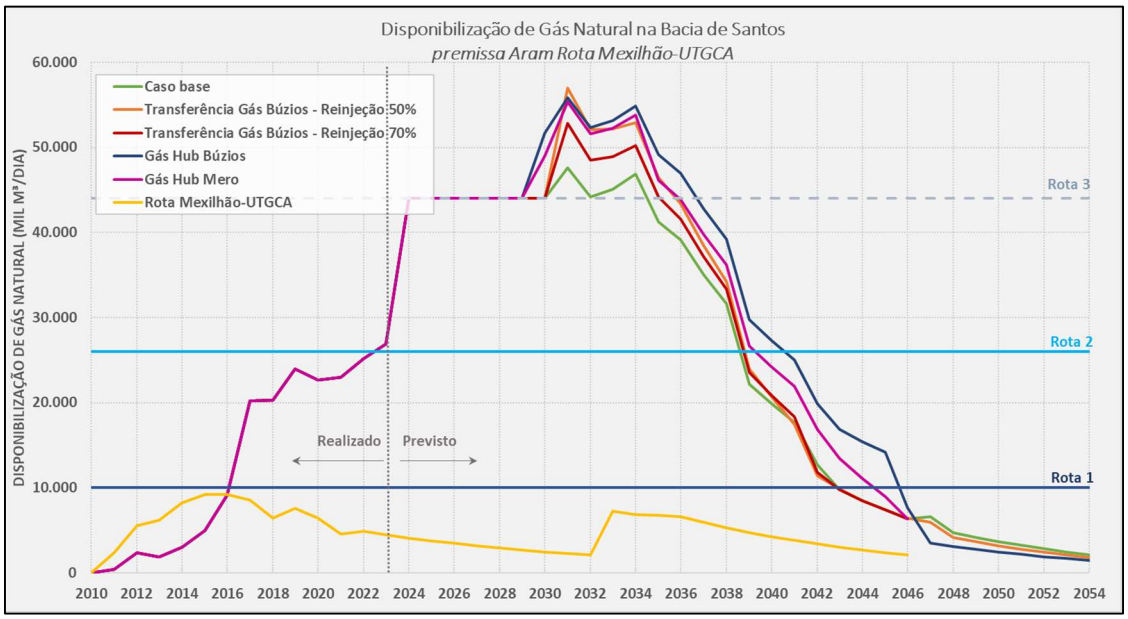
Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

Gráfico 52: Resumo dos casos simulados na Bacia de Santos.



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

Gráfico 53: Resumo dos casos simulados para disponibilização de gás na Bacia de Santos, com a premissa de escoamento do gás de Aram pelo gasoduto Mexilhão-UTGCA.



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

3.3 Monetização dos Novos Projetos sob o Regime de Partilha de Produção

Existem nominações[21] recentes, que estão sendo avaliadas para o próximo Ciclo de Oferta Permanente de Partilha, a partir de 2024. Esses novos prospectos apresentam previsões de volumes mais modestos e com elevados riscos exploratórios, e muitos desses prospectos têm expectativa para gás natural. Entretanto, a economicidade de projetos com essas características, esbarram em desafios relacionados à carga fiscal do regime de Partilha de Produção. Essa consideração, sobre a viabilidade econômica de certos projetos sob o regime de Partilha de Produção, é exemplificada em um estudo de caso a ser apresentado neste relatório.

O caso trata de um prospecto com volume expressivo de gás, para o qual será realizada uma aproximação entre os volumes de óleo e gás *in place*, para fins de comparação, com o campo de Mexilhão da Bacia de Santos, com o objetivo de nortear quanto à ordem de grandeza dos fatores. O Caso estudado tem um volume de gás *in place* (VGIP) 4,3 vezes o do campo de Mexilhão, fazendo-se a ressalva de que se trata de um volume não riscado (melhor cenário), conforme observado na Tabela 3. O campo de Mexilhão teve um pico de produção de gás de 8 milhões de m^3/dia. Com o potencial volumétrico estimado, o Caso estudado tem uma previsão de pico de produção de 37 milhões m^3/dia.

[21] As nominações de áreas, referem-se ao apontamento de áreas por agentes da indústria do petróleo e gás natural, para que a ANP estude a possibilidade de ofertá-las em futura rodada de licitação.

Tabela 3: Comparação entre os volumes de óleo e gás *in place* do campo de Mexilhão e do prospecto do Caso Estudado.

	VGIP (bilhões de m^3)	VOIP (milhões de bbl)
Mexilhão	68,6	64,3
Caso Estudado	300 **(não riscado)**	143 **(não riscado)**

Fonte: GT GE Comitê 1, elaboração própria.

O MME e a ANP desenvolveram uma metodologia padrão para a definição dos parâmetros[22] econômicos dos blocos a serem ofertados no regime de Partilha de Produção. Os parâmetros citados foram aplicados em dois cenários de acordo com o percentual de *royalty* usado. O Cenário 1 compreende o uso da atual taxa de *royalty*, de 15%, fixada para as áreas sob o regime de Partilha de Produção. O Cenário 2 compreende o uso da taxa de 5%, que melhor se adequa ao projeto do Estudo de Caso. Os dois cenários utilizam os mesmos dados de entrada para uma unidade estacionária de produção (UEP):

- Produção de condensado: 13 mil bbl/dia;
- Produção de gás: 37 milhões de m3/dia;
- VGIP: 300 bilhões de m^3 (não riscado);
- VOIP: 146 milhões de bbl (não riscado);
- Fator de Recuperação (FR): 48%.

A Tabela 4 apresenta os resultados obtidos com o uso dos mesmos parâmetros nos Cenário 1 e Cenário 2, mas com a alíquota de *royalties* de 15% e 5%, respectivamente, para os Cenário 1 (atual taxa do regime de Partilha de Produção) e Cenário 2 (taxa adequada para o prospecto do Caso Estudado).

Tabela 4: Resultados obtidos com as aplicações das taxas de *royalties* diferenciadas de 15% e 5% respectivamente para os Cenário 1 e Cenário 2.

	Cenário 1 – *royalty 15%*	Cenário 2 – *royalty 5%*
VPL	US$ 353,42 milhões	US$ 696,49 milhões
Arrecadação Estatal	US$ 9,8 bilhões	US$ 8,3 bilhões
TIR (aa)	18,2 %	23,4 %
Governament Take	79,5%	67,3%

Fonte: GT GE Comitê 1, elaboração própria.

O Cenário 1 trata-se de um cenário de monetização bem desafiador, mesmo para um volume expressivo de gás. O Cenário 2, ainda é desafiador para a monetização,

[22] Os contratos de Partilha da Produção envolvem parâmetros técnicos e econômicos específicos, que são definidos pelo CNPE. Os parâmetros de acordo com a Lei 12.351/2010 são Bônus de Assinatura e Alíquota Mínima em Excedente em Óleo para a União, além dos *royalties* com taxa percentual definida de 15%.

mesmo para um volume expressivo de gás, mas os parâmetros do estudo de viabilidade técnica-econômica (EVTE) melhoraram e o projeto pode ser mais atrativo.

Para ilustrar o aumento da atratividade, recentemente, em seu Planejamento Estratégico 2024/2027, a Petrobras publicou que a TIR média geral dos grandes projetos do segmento de E&P com entrada de 2022 em diante, considerando toda a vida produtiva, é de 23%. Dessa forma, para viabilizar a declaração de comercialidade de prospectos de baixos volumes e elevados riscos, seria recomendável ter uma alteração legal que permita ações da ANP e da PPSA no sentido de baixarem os valores de *royalties* para até 5%.

A simulação do potencial da área em estudo, com a premissa de redução de *royalties*, indica que a área passe a ter viabilidade econômica. A Gráfico 54 apresenta os resultados consolidados, considerando todas as alternativas abordadas no item 3.2 para a Bacia de Santos e mais a incorporação dos volumes de gás natural do prospecto de melhor potencial dentre aqueles autorizados pelo CNPE para inclusão na Oferta Permanente de Partilha.

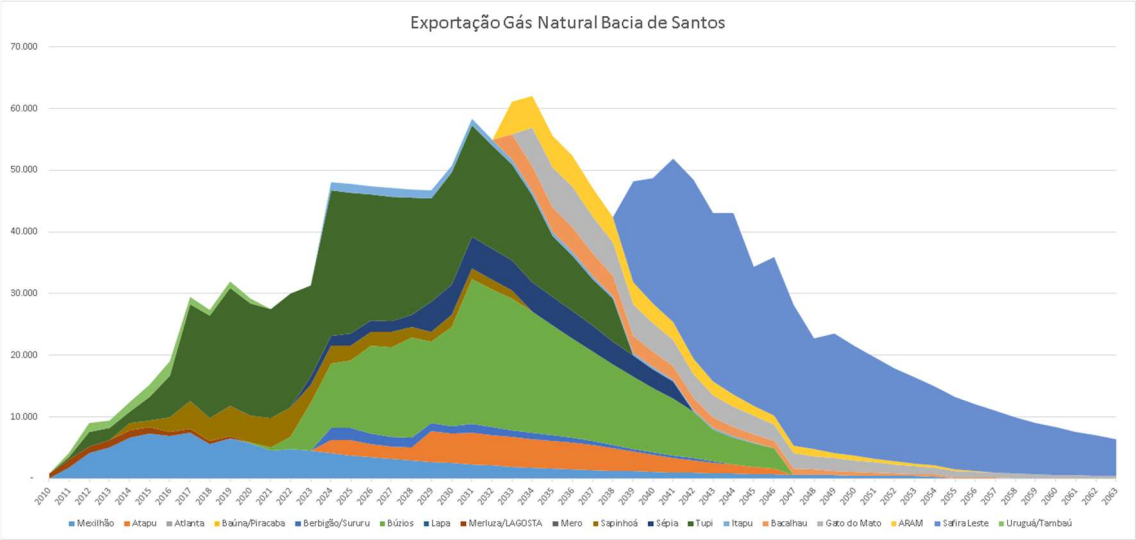
Gráfico 54: Simulação da oferta de gás natural com inclusão de novo prospecto do Pré-sal.

Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

Como se observa, a adição da curva de produção de gás natural de uma das quinze áreas atualmente em estudo para oferta em leilão de partilha, permite que o excedente de oferta de gás natural em relação à capacidade de escoamento se mantenha entre os anos de 2024 e 2043 (Gráfico 55). Esta situação, em tese, poderia viabilizar investimentos em rotas adicionais de escoamento.

O resultado da simulação (Gráfico 55) reforça a constatação de que para viabilizar a exploração de novas áreas dentro do polígono do Pré-sal, visando manter a disponibilidade de gás natural e evitar a ociosidade das Rotas existentes, é necessária a redução da carga fiscal prevista na legislação.

Gráfico 55: Curva de produção de gás natural por campo.



Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

4. FUNDAMENTOS RELACIONADOS À REINJEÇÃO DE GÁS NO PRÉ-SAL

Nessa seção serão descritos os fundamentos técnicos que justificam por que uma parcela considerável do gás produzido dos campos do Pré-sal é reinjetada no próprio reservatório produtor. Este processo, muitas vezes questionado, até pela falta de esclarecimentos adequados por parte dos Operadores, possui fortes razões técnicas, estratégicas e econômicas que justificam e até mesmo recomendam a injeção. Entre elas, pode-se elencar: o aumento da recuperação de óleo, melhora na economicidade dos projetos, redução de riscos de cronograma de implantação do projeto e o descarte adequado do CO_2 associado.

A reinjeção é uma prática que, ao acelerar a extração de petróleo, ajuda a viabilizar grandes projetos de desenvolvimento da produção que, de outra forma, poderiam ser adiados ou mesmo descontinuados. Para maiores detalhes sobre este Tema, recomenda-se a leitura da Nota Técnica emitida pelo IBP (Pizarro & Branco, 2023), e disponibilizada para o Comitê 1 como fonte de referência. Aqui abordaremos parte desse conteúdo, porém de forma resumida.

Os campos do Polo Pré-sal da Bacia de Santos (PPSBS) são conhecidos por seu potencial energético e por algumas características únicas, que nortearam o seu desenvolvimento. Por conter, em sua composição, um tipo de óleo leve e rico em gás associado e, na maioria dos casos, um teor variável do contaminante CO_2 (podendo atingir a ordem de 50%, no campo de Mero), alguns direcionadores estratégicos foram definidos ainda em sua fase inicial. Entre eles, destacam-se: respeitar o teor máximo de contaminantes definido pela ANP (Portaria ANP nº 16/2008) para o gás exportado, atender às exigências ambientais, gerenciar a produção de gás visando manter a pressão em reservatório e maximizar o fator de recuperação.

Os reservatórios dos campos do Pré-sal, são constituídos por rochas carbonáticas contendo, predominantemente, óleo leve de boas características. O gás existente, é "associado" ao óleo, logo, em não havendo meios de disponibilizar o gás ao mercado, o operador necessita reinjetar, queimar ou ventilar o gás produzido para continuar produzindo o óleo. A queima do gás somente é permitida para consumo próprio da unidade. Por questões de segurança, é permitido ao operador, em percentuais regulados, queimar ou ventilar esse gás. Face ao exposto, a reinjeção é a forma mais ambiental e energeticamente viável de gerenciar o gás associado que não pode ser disponibilizado ao mercado. Quando o gás é reinjetado, a emissão de gases do efeito estufa da unidade é reduzida, além de auxiliar na recuperação do óleo.

Mais um aspecto a ser considerado, refere-se aos elevados teores de CO_2 de alguns campos do Pré-sal da Bacia de Santos, que demandam um processamento adicional do gás a ser produzido para ser disponibilizado ao mercado, ou utilizado para consumo próprio. Os módulos para tratamento do gás demandam um espaço e peso adicionais que devem ser considerados no projeto do FPSO. A tecnologia atualmente disponível de membranas poliméricas não realiza uma separação perfeita e faz parte do processo o arrasto de uma parcela significativa de CH_4 que será obrigatoriamente injetada.

Importante mencionar que, à época do início dos esforços exploratórios, a região não apresentava nenhuma infraestrutura de produção, toda ela foi construída ao longo dos anos e com os contínuos investimentos dos consórcios operadores. Neste contexto,

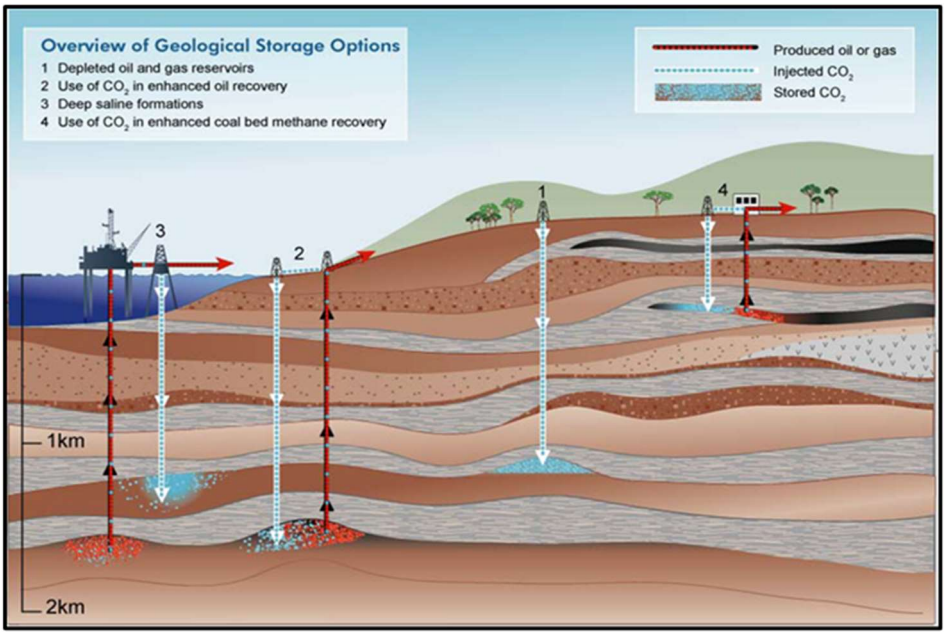
a injeção de gás aparece como instrumento viabilizador de muitos projetos. Sem solução para o gás, projetos de produção de óleo ou não se viabilizariam, ou poderiam ter sua produção interrompida.

Iniciando sua produção há pouco mais de uma década, o Pré-sal da Bacia de Santos é constituído por diversas acumulações, destacando-se os campos gigantes de Búzios, Tupi e Mero, e possui uma infraestrutura complexa, responsável atualmente por mais de 70% da produção nacional de petróleo, com importante impacto econômico para a sociedade. A utilização da injeção de parte do gás, notadamente a fração rica em CO_2, foi preponderante ao maximizar a produção de petróleo, simultaneamente com o armazenamento da maior parte do dióxido de carbono produzido em subsuperfície.

Importante destacar aqui a busca de opções para o gerenciamento do CO_2, iniciada logo após a constatação de que este contaminante estaria presente, em maior ou menor grau, nas acumulações do Pré-sal. A decisão estratégica, tomada nos primeiros projetos de desenvolvimento pela Petrobras e parceiros, foi a de não considerar como alternativa a liberação do CO_2 produzido para a atmosfera.

O artigo escrito por (Almeida, *et al.*, 2010) descreve as opções identificadas nesta fase, reproduzidas na Figura 23, e as análises para seleção das alternativas. Entre as opções estudadas, a separação do CO_2 nas unidades de produção (FPSOs) e sua reinjeção no próprio reservatório produtor, como método de recuperação especial (EOR), surgiu como uma opção atraente. Seu efeito seria ainda mais benéfico caso fosse viável a injeção alternada de água e gás/CO_2, em um mesmo poço, técnica internacionalmente conhecida por *Water Alternating Gas* (WAG) e detalhada mais adiante.

Figura 23: Opções estudadas para descarte do CO_2 existente nos campos do Pré-sal.



Fonte: Almeida *et al*. (2010).

Este processo, conhecido e aplicado na indústria há algumas décadas, principalmente em campos do Texas e no Mar do Norte, nunca havia sido utilizado em

condições *offshore* similares às encontradas nos campos do Pré-sal. Os passos adotados para validar a aplicação do método EOR-CO_2 na Bacia de Santos e os desafios superados, foram descritos por (Pizarro & Branco, 2012), entre outros autores, e sumarizados adiante.

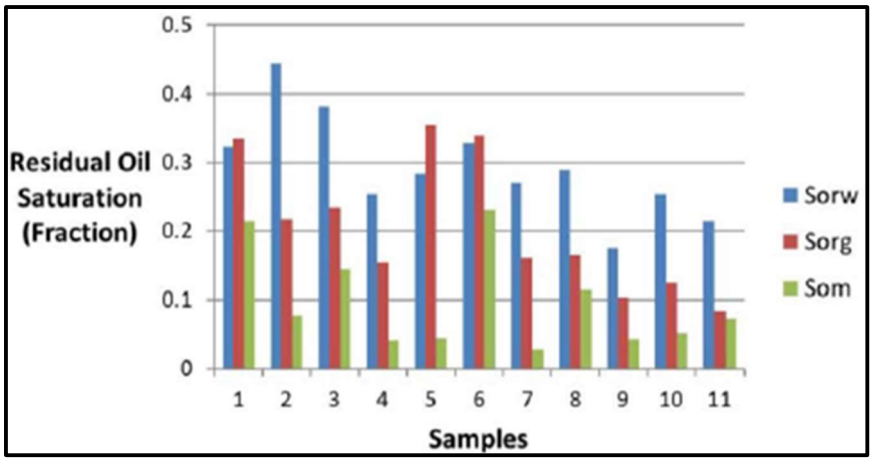
4.1 Seleção dos Métodos de Recuperação

O método de injeção de água foi considerado como a escolha natural devido a razões econômicas e técnicas. É um processo bastante conhecido e amplamente utilizado pelos operadores de campos de águas profundas. Admitiu-se que haveria uma boa eficiência de deslocamento devido à baixa viscosidade do óleo. Um ponto de preocupação inicial, porém, foi o fato de os reservatórios do Pré-sal serem muito heterogêneos, agravado pela constatação que algumas das medições de permeabilidade relativa água-óleo mostraram elevados valores de saturação de óleo residual sob injeção de água. Essa característica do conjunto rocha-fluido do Pré-sal seria um motivador adicional para a aplicação de métodos mais sofisticados de recuperação, que conseguissem mobilizar parte do óleo que não conseguiria ser deslocado pela água.

Enquanto a injeção de água era um método com tecnologia conhecida - havia se provado muito efetivo na bacia de Campos – a utilização da injeção de gás acarretaria desafios técnicos e operacionais. Por outro lado, traria benefícios ao mobilizar um volume maior de óleo. A literatura mostra que, em geral, o gás é mais eficiente do que a água, em escala de poros, para extrair o óleo, pois proporciona uma tensão interfacial menor do que a água-óleo. De fato, esse comportamento pode ser quantificado em laboratório através da medição da saturação de óleo residual, após o deslocamento por cada um desses fluidos.

O Gráfico 56 mostra os resultados comparativos obtidos por (Skauge & Sorbie, 2014), tanto para injeção contínua dos dois fluidos, como para sua utilização alternada em um mesmo poço injetor. O resultado obtido ilustra o ganho de eficiência da injeção de gás e o benefício que se poderia alcançar, caso se viabilizasse a injeção WAG nas condições do Pré-sal. Sua aplicação segura, no entanto, necessitaria que vários requisitos técnicos fossem previamente atendidos.

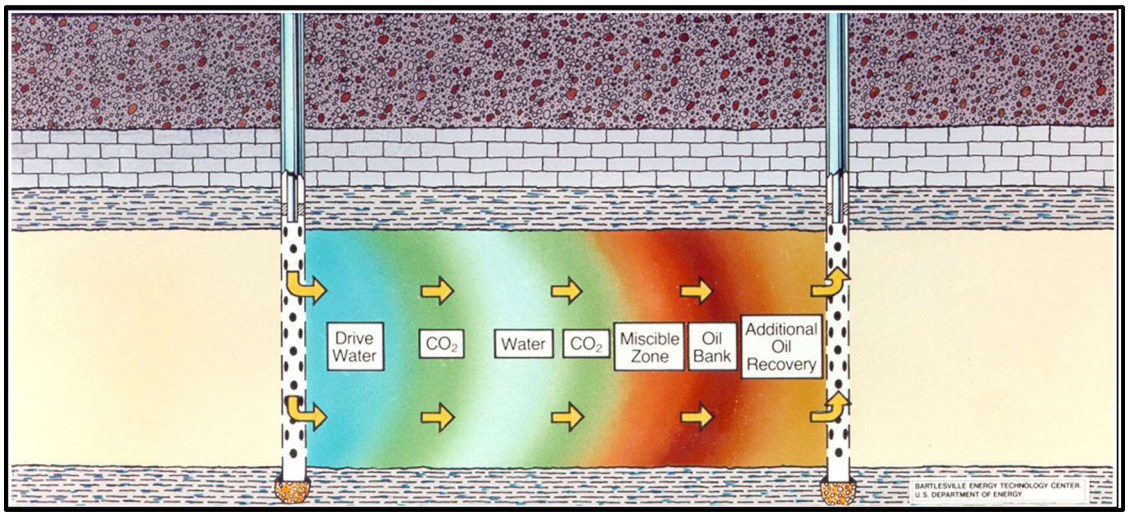
Gráfico 56: Comparação entre a saturação residual de óleo após injeção contínua de água (Sorw), injeção contínua de gás (Sorg) e injeção alternada de água e gás – WAG (Som).



Fonte: Skauge & Sorbie (2014).

A tecnologia WAG, mencionada acima, busca conjugar os benefícios das injeções contínuas de água e de gás em reservatórios de petróleo. O processo consiste na injeção, em um mesmo poço, de volumes de gás alternados com água, conforme ilustrado de forma simplificada na Figura 24. O gás injetado pode ser CO_2, hidrocarboneto, ou uma mistura deles em diferentes proporções. A técnica foi proposta por (Caudle & Dyes, 1958) para melhorar o desempenho da injeção contínua de gás, sobretudo através da redução da mobilidade do fluido deslocante e do consequente aumento das eficiências de varrido areal e vertical. O método de injeção de gás pode ser subdividido ainda em dois processos distintos, de acordo com as suas características: miscível ou não miscível. A obtenção de miscibilidade entre o gás e o óleo, aumenta a eficiência de extração do óleo e depende basicamente do tipo (composição) do gás injetado, da composição do óleo e das condições de pressão e temperatura do reservatório. A presença de CO_2 no gás, por exemplo, é benéfica para a eficiência desse processo.

Figura 24: Ilustração conceitual do processo WAG.



Fonte: Almeida *et al*. (2010).

A definição de que método de recuperação adotar é precedida por um complexo processo de análise comparativa das características de rocha e fluido dos campos do Pré-sal com critérios de seleção definidos na literatura para cada método. A análise efetuada para o campo de Tupi, descrita no artigo de (Almeida, et al., 2010), resultou favorável para o método de injeção miscível de gás e sua aplicação conjugada com a injeção de água.

O processo de miscibilidade é atingido no reservatório, quando o óleo, em contato com o gás injetado, forma um sistema monofásico, seja no primeiro contato ou pelo processo de múltiplos contatos. As condições necessárias para que o fenômeno aconteça irão depender da composição dos fluidos do reservatório e das condições termodinâmicas existentes. Embora o CO_2 apresente algumas vantagens em relação ao gás hidrocarboneto, os critérios de seleção para ambos os métodos são similares.

As condições de grande parte dos campos do PPSBS - de alta pressão e temperaturas menos elevadas do que normalmente poderia se esperar – favorecem um deslocamento miscível pelo CO_2 e até mesmo pelo gás hidrocarboneto associado ao óleo. Esse comportamento, comprovado por ensaios laboratoriais, indica que a tensão

interfacial gás-óleo pode chegar a valores próximos de zero, resultando em um deslocamento de praticamente todo o óleo pelo gás, em determinadas regiões. Essa característica, comprovada por vários experimentos laboratoriais, é relevante, pois aumenta o fator de recuperação dos campos do Pré-sal, submetidos à injeção de gás, trazendo impacto positivo tanto para o operador e parceiros, quanto em termos de impostos revertidos para a sociedade.

Os resultados obtidos com os estudos numéricos, laboratoriais e as lições aprendidas no Projeto Piloto de Tupi demonstraram os benefícios da utilização da injeção de gás alternada com água para otimização da recuperação e gerenciamento adequado de seus reservatórios. Estas técnicas foram posteriormente replicadas nos projetos de desenvolvimento de muitos outros campos do Pré-sal.

Deve-se ressaltar, no entanto, que muito provavelmente existirá um ponto ótimo de injeção de gás em um reservatório de petróleo. Ou seja, haveria um ponto de inflexão em um gráfico hipotético de recuperação de óleo em função do volume acumulado de gás injetado; além deste ponto de inflexão, tenderia a haver alguma perda de recuperação. Estudos de simulação de reservatórios são comumente elaborados para definir a parcela ótima do gás produzido que deverá ser reinjetada. A maioria dos projetos do Pré-sal injeta parte do gás produzido e exporta o restante.

As parcelas de gás injetadas podem ser subdivididas, de acordo com a nomenclatura adotada, em uma parcela denominada de compulsória (CO_2 + gás hidrocarboneto carreado junto ao CO_2 por conta da eficiência do processo de separação por membranas) mais uma parcela de gás complementar (recuperação avançada dos reservatórios, falta de infraestrutura para escoamento e razões econômicas)

A soma das duas parcelas corresponde à injeção considerada como ótima em termos técnicos e econômicos. Essa definição é obtida através de estudos de simulação numérica de reservatórios, considerando uma diversidade de possíveis cenários geológicos.

Resumindo, nem sempre é viável para um projeto de desenvolvimento no Pré-sal garantir a plena disponibilização para o mercado de todo o gás produzido: em havendo CO_2 no fluido original, uma parte considerável precisará necessariamente ser reinjetada e essa fração será tanto maior quanto maior for o teor original do contaminante (é o caso, por exemplo, do campo de Mero, cujo teor de CO_2 é igual ou superior a 44%). Da fração restante de gás, há fortes evidências técnicas e operacionais, como descrito, de que há ganho de recuperação com uma maior injeção de gás, seja em regime WAG ou em poços dedicados visando colaborar na manutenção da pressão.

Adicionalmente, questões de economicidade e de eventual inviabilidade do projeto da construção de infraestrutura adicional de escoamento, no momento da aprovação, podem impactar o oferecimento do restante do gás. Por fim, cabe o comentário de que gás reinjetado não é gás perdido, ele sempre poderá vir a ser produzido no futuro quando o contexto técnico (jazida de óleo tendendo para a exaustão) e econômico (infraestrutura, mercado) se mostrar mais favorável.

5. MONETIZAÇÃO DO GÁS NATURAL EM ÁREAS CONTRATADAS COM DESCOBERTAS

Este capítulo abrange as iniciativas que atendem às metas do Comitê 1 referente à frente de trabalho que considera a monetização de recursos já descobertos. Estes recursos são aqueles descobertos nas atividades do programa exploratório e que passam a ser avaliados quanto à comprovação de reservas para a declaração de comercialidade.

A ANP, através da sua Superintendência de Exploração (SEP), é responsável por aprovar o Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) submetido pelas companhias operadoras, quando há descobertas que necessitam de uma melhor comprovação de reserva. A SEP atua diretamente no acompanhamento das áreas indicadas pelas concessionárias e, consequentemente, nas oportunidades e desafios da monetização dos recursos esperados. Deste modo, este capítulo apresenta informações consolidadas pela SEP sobre as principais descobertas com potencial de disponibilização de gás natural em projetos futuros.

Para compreensão deste capítulo, é importante ter em mente os critérios de estimativa, classificação e categorização de Recursos e Reservas das diretrizes do PRMS (*Petroleum Resources Management System*) que embasam a Resolução ANP nº 47/2014.

Segundo esta resolução, as Reservas de Petróleo são definidas como:

> XIII - Reservas: Quantidades de Petróleo e Gás Natural estimadas de serem comercialmente recuperáveis através de projetos de explotação de Reservatórios descobertos, a partir de uma determinada data, sob condições definidas. Para que volumes sejam classificados como Reservas, os mesmos devem ser descobertos, recuperáveis, comerciais e remanescentes, na data de referência do BAR, com base em projetos de explotação. Os volumes de Reserva são categorizados de acordo com o nível de incerteza.

Já os Recursos podem ser divididos entre Prospectivos e Contingentes:

> IX - Recursos Contingentes: Quantidade de Petróleo ou Gás Natural potencialmente recuperável, de Reservatórios descobertos, por meio de projetos de Desenvolvimento, mas cuja Produção, na data de referência do BAR, não é comercialmente viável devido a uma ou mais contingências.
>
> (...)
>
> XII - Recursos Prospectivos: Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que, em uma determinada data, é potencialmente recuperável a partir de Acumulações não descobertas, porém passíveis de ser objeto de futuros projetos de Desenvolvimento. Possuem tanto a possibilidade associada à Descoberta, quanto ao Desenvolvimento e são subdivididos de acordo com o nível de certeza associado à possibilidade de serem produzidos.

Nesse capítulo serão tratados apenas os Recursos considerados como Contingentes, na Fase de Exploração, à luz da Resolução ANP nº 47/2014, que apesar de já constituírem uma descoberta de hidrocarbonetos, ainda não há decisão quanto à sua comercialidade e por óbvio ainda não possuem um projeto de explotação aprovado.

As áreas apresentadas nesse contexto encontram-se em estágio intermediário da Fase de Exploração dos contratos de E&P, em que já foram perfurados poços com descobertas de gás natural associado ou gás não associado e que estão atualmente em diferentes estágios de avaliação por parte dos operadores.

No contrato de concessão mais atual, o Plano de Avaliação de Descobertas é definido como:

> Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural: documento em que se especificam o programa de trabalho e respectivos investimentos necessários à Avaliação de uma Descoberta ou conjunto de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural na Área de Concessão.

Nos termos contratuais, ao término do Plano de Avaliação, os operadores têm a opção unilateral, desde que cumprido o Plano proposto, de apresentar à ANP uma Declaração de Comercialidade. Após o envio desta Declaração, os operadores têm a obrigação de encaminhar um Plano de Desenvolvimento para tal jazida de hidrocarbonetos:

> 8.1. Cumprido o Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural aprovado pela ANP, o Concessionário poderá, a seu critério, efetuar a Declaração de Comercialidade da Descoberta, nos termos da Legislação Aplicável.

Por fim, em virtude da unilateralidade da decisão dos contratados em encaminhar ou não uma declaração de comercialidade, não é possível precisar quais das áreas citadas nesse capítulo redundarão em futuros campos produtores de petróleo e gás natural.

5.1 PADs com Potencial para Produção de Gás Natural

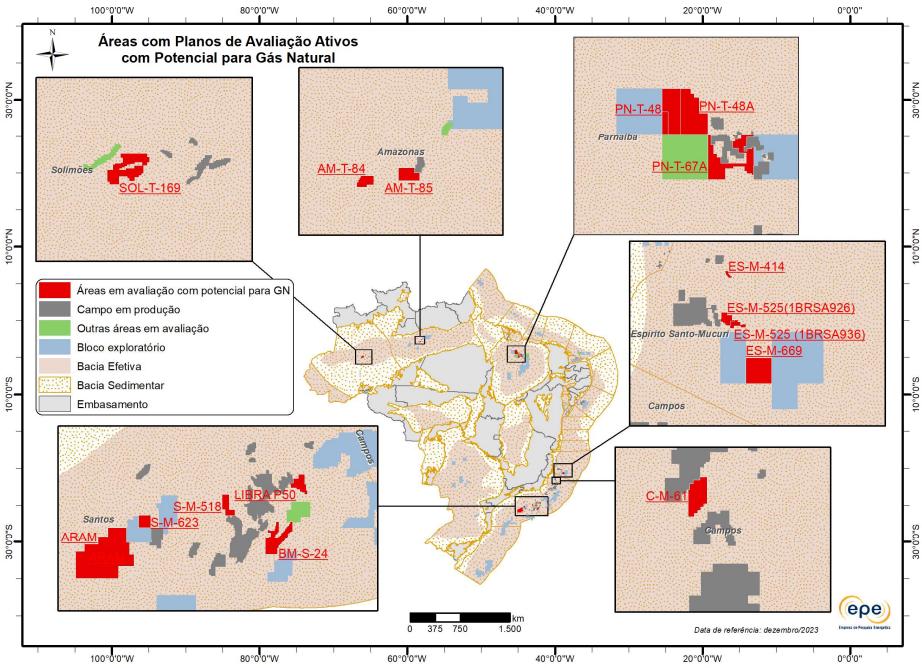
Neste item são apresentados apenas os PADs[23][24] atualmente ativos, bem como contratos de E&P em postergação de declaração de comercialidade, para os quais a ANP tem a expectativa de algum potencial para a produção comercial de gás natural. Além disso, é apresentado um panorama simplificado das dificuldades esperadas pela ANP para monetização do gás natural em cada bacia. Foram observadas 18[25] áreas nas bacias marítimas do Espírito Santo, Campos e Santos e nas terrestres do Solimões, Amazonas e Parnaíba que sinalizam o potencial descoberto com expectativa de produção, apresentadas na Figura 25.

[23] Durante a elaboração deste relatório, 6 PADs tiveram a Declaração de Comercialidade, desse modo essas áreas evoluíram para campos em desenvolvimento. Os PADs que tiveram a comercialidade declarada foram: na Bacia de Campos: Raia Manta; Raia Pintada; e Poraquê Alto (volume incorporado ao campo de Marlim). Bacia do Espírito Santo: Batuíra; e Muriqui. Bacia de Tucano Sul: Tucano Grande; e Tucano Grande Sul.

[24] Os PADs estão sob avaliação e podem sofrer alterações com relação a dados e prazos. As informações com relação aos PADs contidas neste relatório refletem o *status* à época de sua elaboração. Cabe ressaltar que essas informações podem ser atualizadas a qualquer momento.

[25] Das 18 áreas apresentadas com indicação de esforço para monetização, ao menos 6 tiveram Declaração de Comercialidade. O Comitê 1 decidiu manter estas áreas nesse item para conhecimento geral do volume *in place* envolvido, embora o nível de incerteza com relação a esses recursos sejam elevados. A categoria de campo em desenvolvimento associa informações recentes e mais precisas relacionadas aos Planos de Desenvolvimento, no entanto, essas informações não são públicas.

Figura 25: Áreas em avaliação com potencial para gás natural indicadas pela ANP.

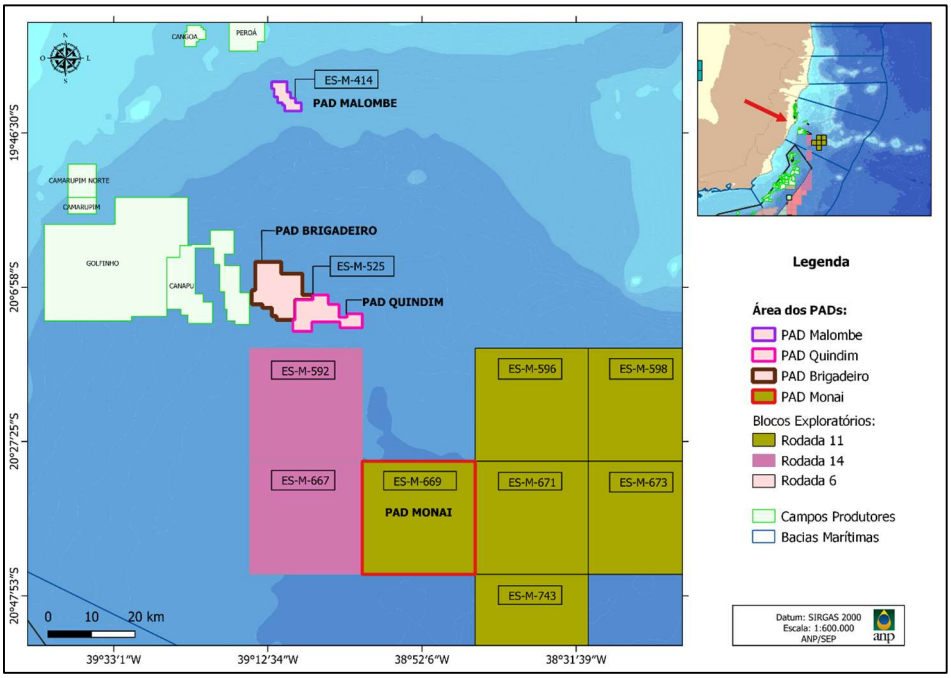


Fonte: BDEP, elaboração EPE.

Bacia do Espírito Santo porção Marítima

Na porção marítima da Bacia do Espírito Santo, são apresentados 4 PADs com potencial e expectativa de produção, que podem ser visualizados na Figura 26.

Figura 26: Localização dos PADs com expectativa na Bacia do Espírito Santo.



Fonte: ANP.

O **PAD Monai (1-BRSA-1379D-ESS)** no bloco **ES-M-669** possui descoberta de gás não associado efetuada pela Petrobras em águas ultra profundas da Bacia do Espírito Santo, no poço mais profundo já perfurado no Brasil. O PAD encontra-se atualmente ativo, com prazo final previsto para declaração de comercialidade estabelecido em 10/05/2025.

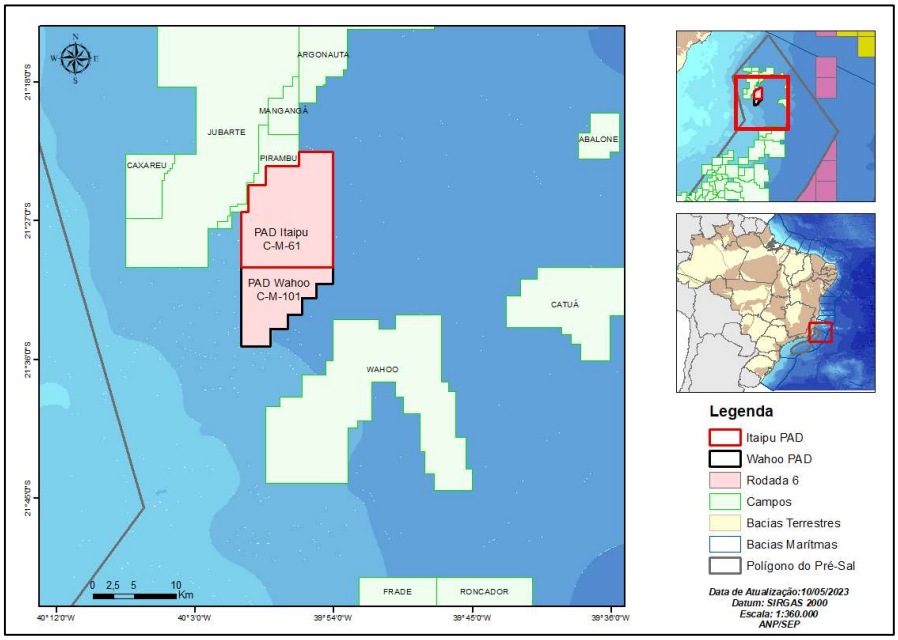
Os **PADs Quindim e Brigadeiro (1-BRSA-926D-ESS e 1-BRSA-936D-ESS),** no bloco **EM-S-525**, possuem descobertas de óleo e gás efetuadas na região central da Bacia do Espírito Santo, nas proximidades do Polo Golfinho. Recentemente, este Polo e os PADs de Quindim e Brigadeiro foram adquiridos pela companhia BW *Offshore*. Estes PADs se encontram atualmente em Postergação da Declaração de Comercialidade, com prazo máximo previsto para seu envio à ANP em 29/12/2023; mas com pleito de nova postergação até março de 2025, que está em análise pela ANP.

O **PAD Malombe (1-BRSA-983-ESS)** no bloco **ES-M-414** possui descoberta de óleo e gás associado na região central da Bacia do Espírito Santo, nas proximidades do Polo Peroá-Cangoá. Recentemente, este Polo foi adquirido pela 3R Petroleum. Estes PADs se encontram atualmente em Postergação da Declaração de Comercialidade, com prazo máximo previsto para seu envio atualmente em análise pela ANP. O pleito do Operador é de que o prazo se estenda até fevereiro de 2026.

Bacia de Campos

Na Bacia de Campos são destacados 2 PADs com potencial e expectativa de produção, que podem ser visualizados na Figura 27.

Figura 27: Localização dos PADs com expectativa na Bacia de Campos.



Fonte: ANP.

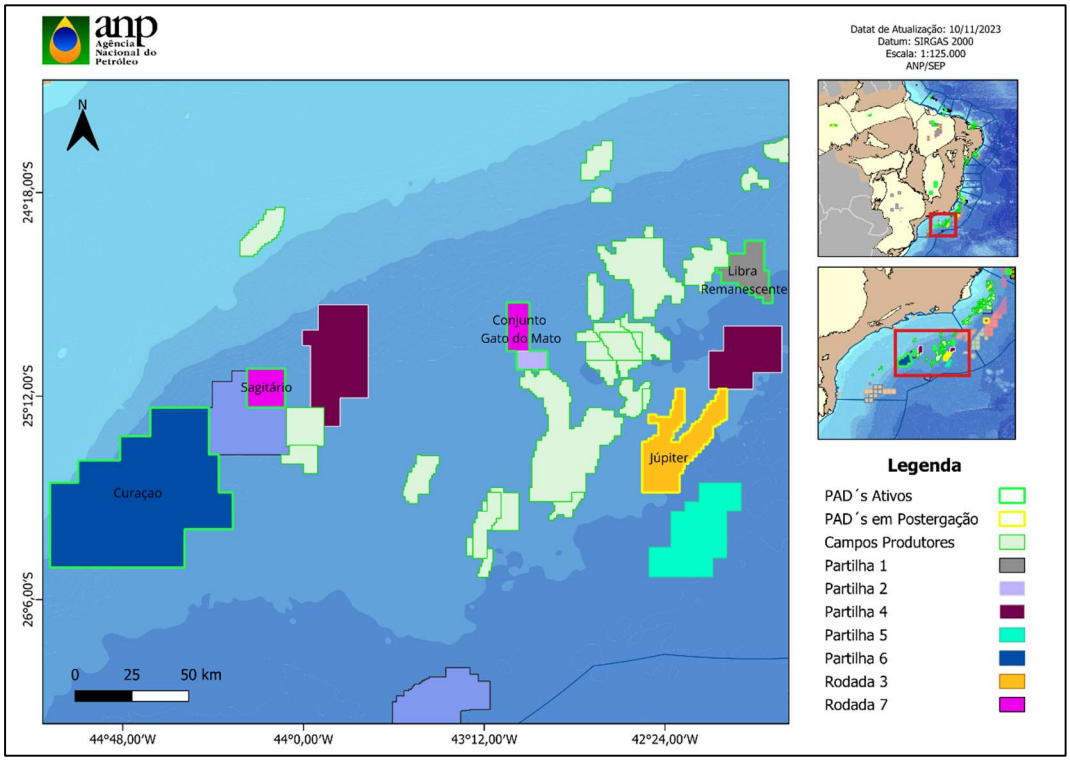
Os **PADs Itaipu/Wahoo** (1-DEV-15-ESS e 1-APL-1-ESS), nos blocos C-M-61 e C-M-101, possuem descoberta de óleo com gás associado efetuada na região norte da Bacia

de Campos, próximo ao Parque das Baleias. Atualmente estas concessões são operadas pela Petrorio que, recentemente, apresentou declaração de comercialidade para a área de Wahoo. O PAD de Itaipu se encontra atualmente em postergação da Declaração de Comercialidade, com prazo máximo previsto de envio à ANP em 30/03/2028.

Bacia de Santos

Na Bacia de Santos são apresentados 6 PADs com potencial e expectativa de produção, que podem ser visualizados na Figura 28.

Figura 28: Localização dos PADs com expectativa na Bacia de Santos.



Fonte: ANP.

O **PAD Sagitário (1-BRSA-1063-SPS)** no bloco **S-M-623** possui descoberta de óleo com gás associado na região central da Bacia de Santos, nas proximidades dos blocos Uirapuru e Aram do regime de Partilha de Produção. O contrato é operado pela Petrobras. Este PAD encontra-se atualmente ativo, com prazo final previsto para declaração de comercialidade estabelecido em 05/03/2024. Recentemente, a operadora solicitou prazo adicional de 18 meses ao PAD, em adesão à Resolução ANP nº 878/2022[26], ao passo que o prazo final da avaliação para tomada de decisão quanto à declaração de comercialidade será postergado em 18 meses após a assinatura de aditivo contratual.

[26] Resolução ANP nº 878/2022 faculta a prorrogação de prazos da fase de exploração dos contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural em consonância com a Resolução CNPE nº 12, de 4 de agosto de 2021. No Art. 1º fica facultado aos detentores de direitos de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos a prorrogação, pelo período de dezoito meses, de prazos da fase de exploração dos contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural (contratos de E&P) vigentes.

O **PAD Libra (3-BRSA-1267-RJS)** no **Bloco Libra** possui descoberta de óleo com gás associado vizinho ao Campo de Mero. O contrato é operado pela Petrobras. O PAD encontra-se atualmente ativo, com prazo para decisão quanto à continuidade da avaliação estabelecido em 30/03/2025, dependendo da qualificação da tecnologia HISEP devido ao teor elevado de CO_2 contido na acumulação. Recentemente, a operadora solicitou prazo adicional de 18 meses ao PAD em adesão à Resolução ANP nº 878/2022, ao passo que o prazo para tomada de decisão será postergado em 18 meses após a assinatura de aditivo contratual.

O **PAD Gato do Mato (1-SHEL-23-RJS)** no bloco **BM-S-54 e SUL_GATO_MATO –** descoberta de gás/condensado nas proximidades do Campo de Tupi, na província do Pré-sal na Bacia de Santos. O contrato é operado pela companhia Shell. O PAD encontra-se atualmente ativo. Recentemente foi aprovada a prorrogação de declaração de comercialidade estabelecido de 01/04/2024 para 01/07/2025.

A empresa já manifestou publicamente dificuldades de monetização em virtude do aumento dos custos do projeto: "Aumentos significativos de custos ao longo do ano passado, aliados a uma contínua incerteza, afetam o andamento do projeto. A visão atual é da necessidade de tempo adicional para reavaliar o escopo, desenvolvimento e estratégia de contratação para o campo"[27]. Recentemente, a empresa apresentou à ANP pedido de postergação da declaração de comercialidade que se encontra em análise.

O **PAD Curaçao (1-BRSA-1381-SPS)** no **Bloco Aram** possui descoberta de óleo com gás associado na região sul da Bacia de Santos, localizado nas proximidades a leste do campo de Bacalhau e a noroeste do campo de Merluza. O contrato é operado pela Petrobras. O PAD encontra-se atualmente ativo, com prazo final previsto para declaração de comercialidade estabelecido em dezembro de 2026.

O **PAD Júpiter (1-BRSA-559ª-RJS)** no bloco **BM-S-24** possui descoberta de óleo com capa de gás na região central da Bacia de Santos, nas proximidades dos Campos de Tupi e Sépia. O contrato é operado pela Petrobras. O PAD encontra-se atualmente em postergação da declaração de comercialidade, com prazo final previsto estabelecido em 28/11/2026, dependendo da qualificação da tecnologia HISEP devido ao elevado teor de CO_2 contido na acumulação.

Bacia do Amazonas

Na Bacia do Amazonas, são apresentados 2 PADs com potencial e expectativa de produção, que podem ser visualizados na Figura 29.

O **PAD Anebá (1-ENV-25D-BA)** no bloco **AM-T-84** e **AM-T-85** com descoberta de óleo e gás na região central da Bacia do Amazonas, nas proximidades dos Campos de Azulão e Japiím. O contrato é operado pela companhia Eneva.

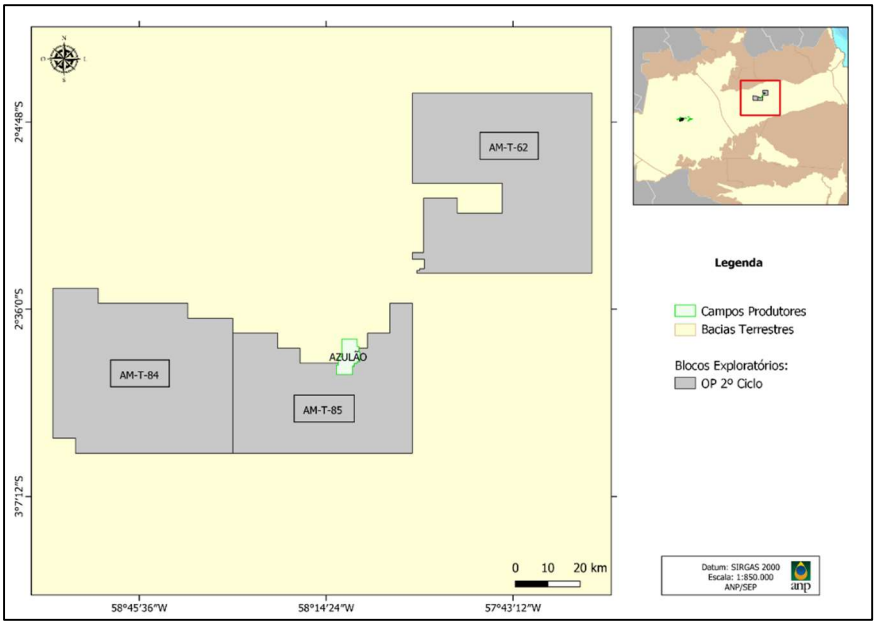
Recentemente a empresa anunciou a comercialidade dos campos de Tambaqui (na região dos Blocos AM-T-84 e AM-T-85) e Azulão Oeste (também no Bloco AM-T-85), na Bacia do Amazonas.

O **PAD Silves (1-ENV-31D-BA)** no bloco **AM-T-85** possui descoberta de gás natural na região central da Bacia do Amazonas, vizinho ao Campo de Azulão operado pela mesma empresa, Eneva. O PAD encontra-se atualmente ativo, com prazo para

[27] Fonte: https://epbr.com.br/shell-confirma-que-vai-reavaliar-projeto-de-gato-do-mato/

finalizar as atividades estabelecido para junho de 2024. Contudo, ressalta-se que a empresa pode enviar a declaração de comercialidade até o prazo final da fase de exploração, estabelecido para dezembro de 2030.

Figura 29: Localização dos PADs com expectativa na Bacia do Amazonas.

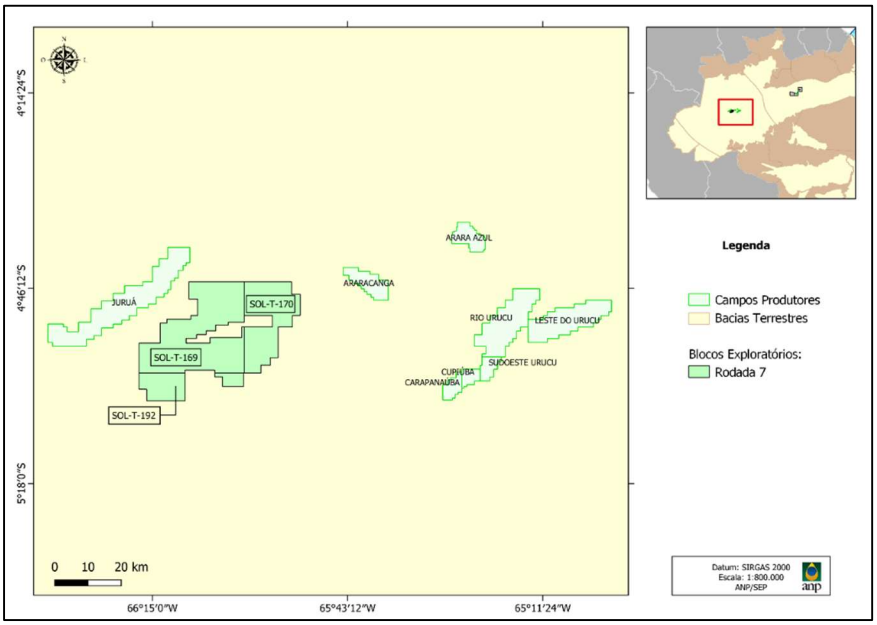


Fonte: ANP.

Bacia do Solimões

Na Bacia do Solimões é apresentado o PAD 1-HRT-8-AM/1-HRT-2-AM com potencial e expectativa de produção, que podem ser visualizados na Figura 30.

Figura 30: Localização dos PADs com expectativa na Bacia do Solimões.



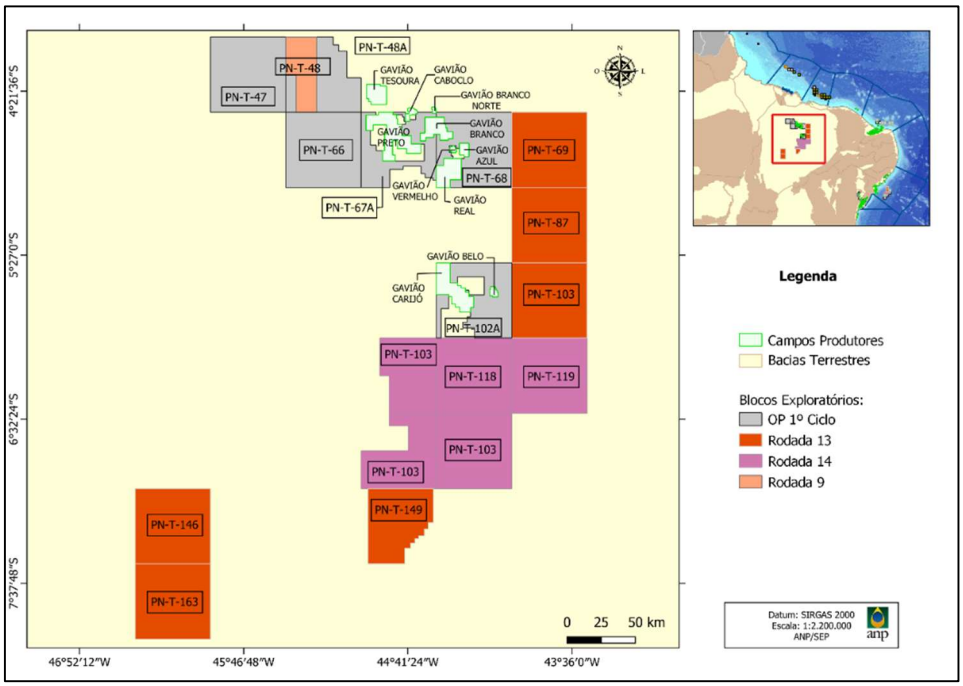
Fonte: ANP.

O **PAD 1-HRT-8-AM/1-HRT-2-AM** nos blocos **SOL-T-169, SOL-T-170 e SOL-T-192** apresenta descobertas de gás natural na porção central da Bacia do Solimões, nas proximidades do campo de Juruá e do Polo Urucu. O PAD encontra-se atualmente em postergação da declaração de comercialidade, com prazo final previsto para 31/10/2025.

Bacia do Parnaíba

Na Bacia do Parnaíba, são apresentados 2 PADs com potencial e expectativa de produção, que podem ser visualizados na Figura 31.

Figura 31: Localização dos PADs com expectativa na Bacia do Parnaíba.



Fonte: ANP.

O **PAD Tianguar (1-PGN-1-MA),** nos blocos **PN-T-48A**, **PN-T-66** e **PN-T-67A**, operado pela Eneva, possui descoberta de gás natural na porção central da Bacia do Parnaíba, nas proximidades do Parque dos Gaviões. O PAD encontra-se atualmente ativo, com compromisso para execução de estimulação por fraturamento hidráulico e prazo previsto para término até novembro de 2024. A empresa vem enfrentando dificuldades e atrasos para conseguir licenciamento para execução da atividade.

Recentemente, a empresa declarou a comercialidade do campo de Gavião Vaqueiro, localizado nos blocos PN-T-66, PN-T-67A e PN-T-48A.

O PAD Lago dos Rodrigues (1-ENV-36-MA) no bloco **PN-T-48**, operado pela Eneva, possui descoberta de gás natural na porção central da Bacia do Parnaíba, nas proximidades do Parque dos Gaviões. O PAD encontra-se atualmente ativo, com prazo previsto para término até maio de 2025.

5.2 Dificuldades para Monetização do Gás Natural nos PADs

Entre as dificuldades relatadas pelos operadores para monetização dos ativos, em especial os de gás natural nas bacias *offshore*, podem ser citados os seguintes fatores:

a) Ausência de infraestrutura preexistente;
b) Dificuldade de acesso à infraestrutura preexistente;
c) Aumento dos preços de custos para implementação dos projetos, especialmente no contexto pós-pandemia;
d) Monetização de jazidas de porte menor, em comparação aos grandes campos do Pré-sal;
e) Conteúdo elevado de contaminantes, especialmente CO_2, em determinadas áreas.

Entre as dificuldades relatadas pelos operadores para monetização dos ativos, em especial o gás natural nas bacias onshore, podem ser citados os seguintes fatores:

a) Ausência de infraestrutura preexistente, especialmente na Região Amazônica;
b) Dificuldade de acesso à infraestrutura preexistente aliada a preços proibitivos para transporte;
c) Aumento dos preços de custos para implementação dos projetos, especialmente no contexto pós-pandemia;
d) Dificuldade de concessão de licenciamento ambiental para investigação de reservatórios não convencionais.

5.3 Recursos Contingentes

Conforme conceituado anteriormente, o termo recurso contingente associado aos PADs é baseado nos critérios de estimativa, classificação e categorização do PRMS que norteiam a Resolução ANP nº 47/2014. Desse modo, recursos contingentes nesse item refere-se à quantidade de petróleo ou gás Natural potencialmente recuperável, de reservatórios descobertos, por meio de projetos de desenvolvimento, mas cuja produção, na data de referência do BAR, não é comercialmente viável devido a uma ou mais contingências.

Por esse aspecto são apresentados volumes relativos ao volume de gás *in place* (VGIP) P50 estimados para os PADs. A soma do VGIP das áreas[28] com descoberta sob avaliação destacadas como potencialmente promissoras para a produção pode ser consultada na Tabela 5.

[28] Os volumes da Tabela 5incluem as áreas (6 PADs) que tiveram comercialidade declarada durante a elaboração deste relatório. O Comitê 1 optou por manter estas áreas e seus VGIP, pois embora haja grande incerteza envolvida, são informações disponíveis. Com a retirada dessas áreas, o VGIP do conjunto de áreas considerado neste relatório seria: *onshore* 65.465,92; *offshore* 320.111,50; e total: 385.577,42.

Tabela 5: Soma do VGIP dos PADs destacados.

Ambiente	Volume total de gás natural (P50) MMm^3
Onshore	65.465,92
Offshore	320.111,5
Total	**385.577,42**

Fonte: ANP.

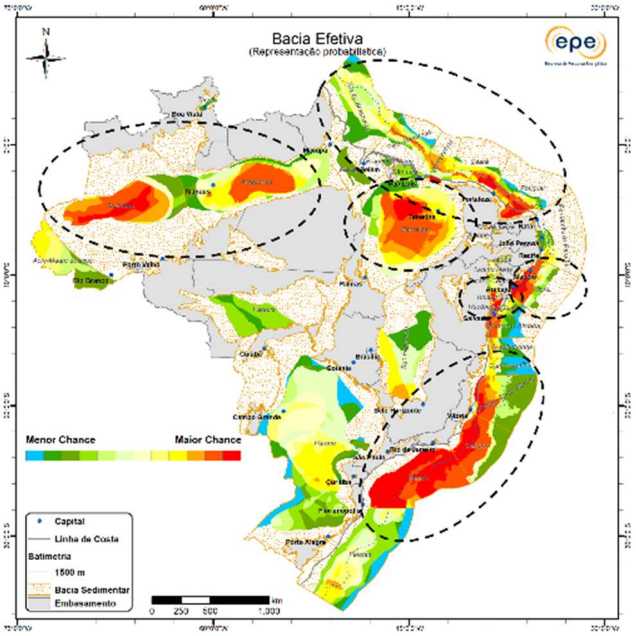
6. POTENCIAL DE GÁS NATURAL EM NOVAS ÁREAS EXPLORATÓRIAS

Com a finalidade de atender ao Grupo 3 das Ações Prioritárias, que aborda a identificação de novas áreas exploratórias, ou de fronteira exploratória, com potencial para gás natural, é apresentado no Capítulo uma consolidação das diversas discussões levantadas durante as apresentações realizadas por agentes do setor nas reuniões do Comitê 1[29], a saber:

- Indicação de áreas com potencial para a exploração de gás natural (ANP, 2023b).
- Potencial Geológico para Gás no Brasil (Rostirolla, 2023).
- Potencial residual para hidrocarbonetos nas bacias do Amazonas e Solimões (Picanço, 2023).
- A expectativa de oferta futura de gás natural no Brasil (Zalán, 2023).
- Exploração e produção de recursos não convencionais (MME, 2023).
- Poço Transparente – Arcabouço regulatório para E&P de recursos não convencionais de gás natural (ANP, 2023a).

A identificação de áreas com potencial para gás natural carrega muita incerteza, percebida também em algumas divergências de opinião entre os integrantes do GT e os agentes envolvidos nas discussões. Dessa forma, o GT do Comitê 1 definiu um grupo de bacias, que a seguir serão apresentadas, identificadas com potencial para gás natural, considerando o ambiente em que estão inseridas, *onshore* (Solimões, Amazonas, Parnaíba, Tucano Sul e Alagoas) ou *offshore* (Santos, Campos, SEAL, Foz do Amazonas, Pará-Maranhão e Potiguar) (Figura 32).

Figura 32: Áreas de fronteira exploratória e as chances de descoberta associadas.



Fonte: Adaptação de EPE (2023c).

[29] Todas as apresentações estão disponibilizadas na página do MME: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/comites-atas-apresentacoes-e-demais-documentos/comite-1-disponibilidade-do-gas-natural

6.1 Bacias Terrestres

As bacias de fronteira exploratória *onshore*, apesar de necessitarem de um aprofundamento no conhecimento geológico, já demonstram vocação para gás natural, como, por exemplo, a Bacia do Parnaíba, com seus campos de gás. Dentre as bacias terrestres de Nova Fronteira reconhecidas no Brasil, as áreas mais importantes para a ocorrência de gás natural, consideradas neste relatório, são as bacias do Amazonas, Solimões, Parnaíba, Tucano Sul e de Alagoas. Dentre essas bacias, destacam-se as bacias do Solimões e do Parnaíba, que apresentam maior prospectividade[30] (EPE, 2023c).

Já as bacias maduras possuem vantagens relacionadas à menor demanda por investimento, permitindo a participação de empresas de pequeno e médio porte, e a possibilidade de impactar positivamente na geração de empregos e renda, e aumento da arrecadação para essas regiões. O impacto socioeconômico do desenvolvimento *onshore* é reflexo também da menor complexidade dos projetos, envolvendo uma maior diversidade de players na cadeia da indústria do petróleo, compreendendo desde empresas de petróleo, prestadores de serviços, entidades do comércio, entre outras.

Este potencial já vem sendo estudado e promovido por medidas associadas à modernização do mercado nacional, principalmente a partir da promulgação do Novo Marco Legal do Gás Natural (BRASIL, 2021), e de programas governamentais, a exemplo do Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE2020[31]).

Esses programas, através de suas várias frentes, trouxeram à luz discussões e propostas relevantes para a evolução das diretrizes energéticas e regulatórias, da competitividade no mercado nacional e da sustentabilidade do ciclo de vida da atividade petrolífera regional. Além do mapeamento do potencial de óleo e gás, com intercâmbio de dados e conhecimento entre os múltiplos agentes do segmento de óleo e gás, público e privado, contribuindo para o entendimento da geração de hidrocarbonetos das bacias paleozoicas do Solimões, Amazonas, Parnaíba e do Paraná.

Ampliando o potencial para além dos recursos convencionais, as bacias *onshore* possuem importantes fontes não convencionais de hidrocarbonetos, em especial o gás natural. O gás de folhelho possui alta concentração de metano e ocorre nas bacias do Paraná, Parnaíba, Amazonas e Solimões. O grande desafio é a necessidade de detalhamento do processo de licenciamento ambiental para o fraturamento hidráulico, conforme determinado na Resolução ANP Nº 21 DE 10/04/2014.

O Projeto Poço Transparente, atualmente em edital público, visa propiciar conhecimento dos processos e segurança para a utilização das técnicas de fraturamento hidráulico no País, através do monitoramento do desenvolvimento das atividades em reservatórios não convencionais de óleo e gás e constitui uma oportunidade de trazer luz ao tema dos reservatórios não convencionais de gás.

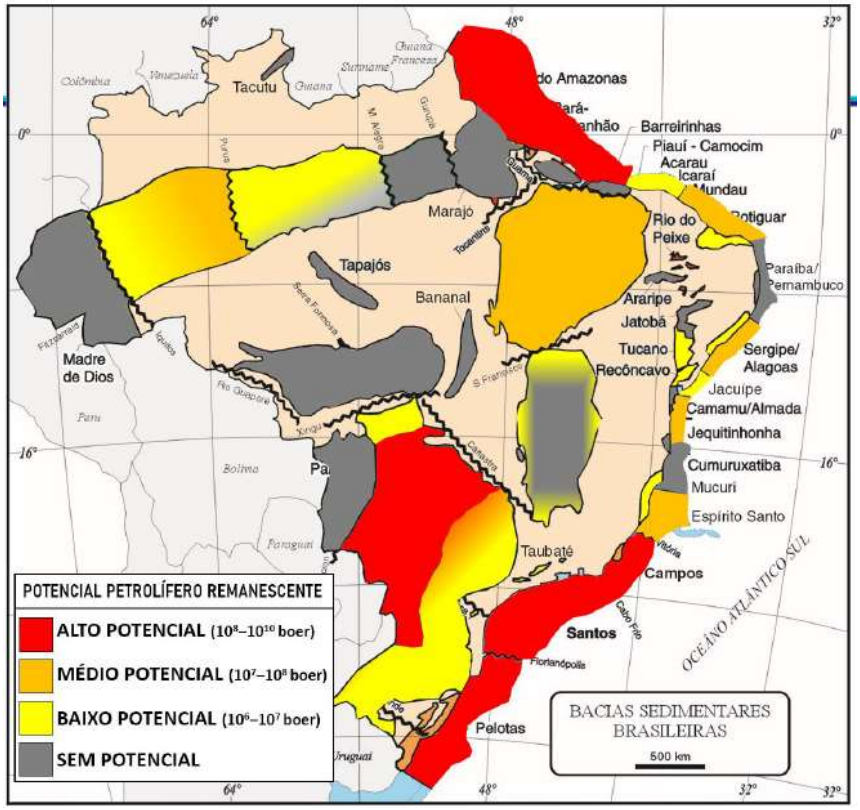
Bacia do Solimões

No âmbito das discussões do GT, a Bacia do Solimões foi apresentada no Mapa de Potencial Petrolífero Remanescente (MPPR) como de baixo a médio potencial (Figura

[30] Prospectividade é representação gráfica das chances de ocorrência de hidrocarboneto nas bacias sedimentares.
[31] https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/reate-2020

33), e destaque no trabalho de mapeamento, por meio da análise multicritério da ANP (Figura 34).

Figura 33: Mapa de potencial petrolífero remanescente (MPPR) no Brasil.



Fonte: Zalán (2023).

A bacia é tradicional produtora de óleo leve e gás natural associado e não associado. O campo de Juruá e o polo Urucu e satélites, além do Complexo Juruá, são exemplos da potencialidade da bacia. O desenvolvimento de oportunidades de gás poderia abastecer térmicas e fomentar uma fábrica de fertilizantes em Manaus, por exemplo.

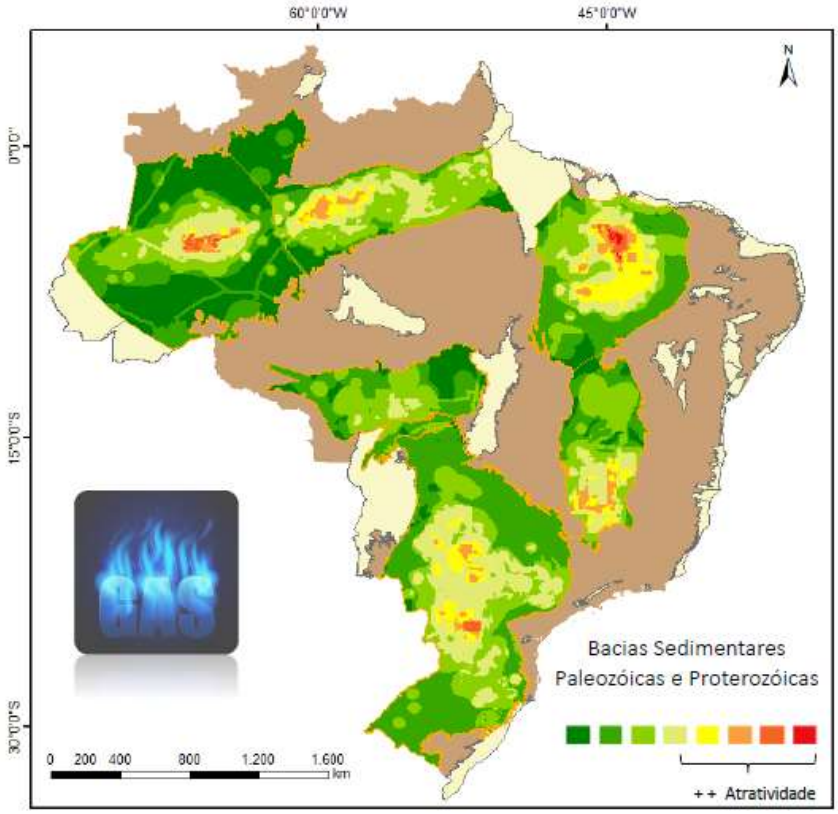
A importância elevada para o setor de gás natural é notada na área da Bacia do Solimões, nas proximidades dos campos de Arara Azul, Araracanga, Cupiúba, Leste do Urucu, Rio Urucu e Sudoeste Urucu – todos no grupo das 50 maiores reservas de gás associado e/ou não-associado do País - onde há a confluência de uma chance elevada de novas descobertas de hidrocarbonetos com a presença da UPGN de Urucu, o que reforça a importância do desenvolvimento da infraestrutura para a terceira maior reserva de gás natural do País e segunda maior produtora deste fluido, em junho de 2023 (MME, 2023).

Na Figura 35 é apresentado um mapa de bacia efetiva probabilística[32] que indica altas chances de descoberta de hidrocarbonetos na Bacia do Solimões, em especial na

[32] Bacia Efetiva Probabilística – evidencia a diversidade de expectativas quanto à existência de acumulações. A baciafetiva é segmentada conforme a união dos *plays* e sub*plays* que a compõem, sendo que para cada segmento é atribuída uma chance ao nível de bacia (EPE, 2023c).

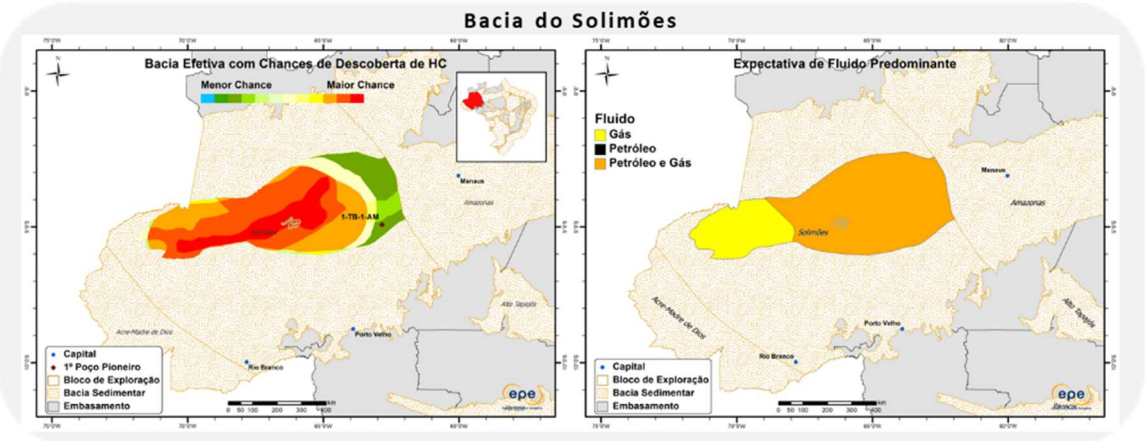
calha central, e expectativa de gás a oeste e de petróleo e gás a leste na bacia (EPE, 2023c).

Figura 34: Mapa de análise multicritérios para gás natural nas bacias sedimentares brasileiras.



Fonte: ANP (2023a).

Figura 35: Áreas com chances de descoberta de hidrocarbonetos e expectativa de fluidos[33] da Bacia do Solimões.



Fonte: EPE (2023c).

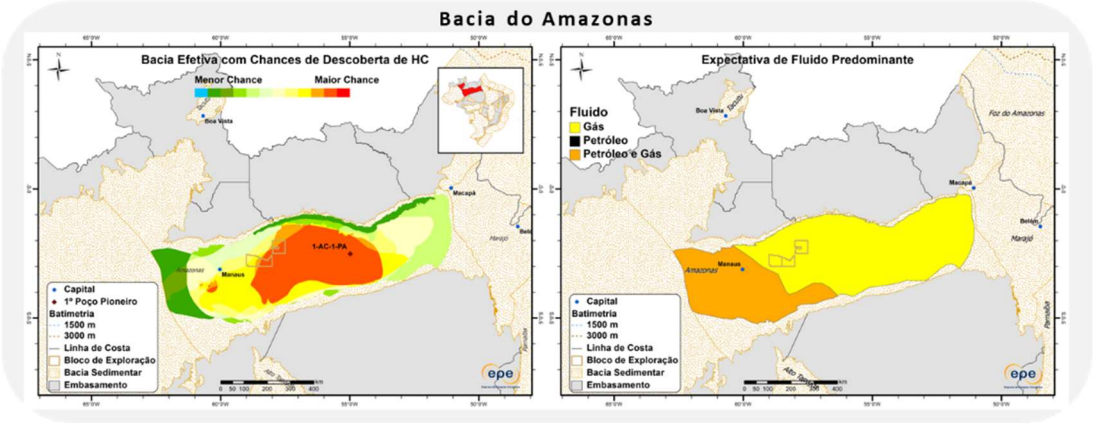
33

Bacia do Amazonas

No MPPR apresentado na Figura 35, a Bacia do Amazonas possui baixo potencial, apesar de ser produtora de gás no campo de Azulão, descoberto na década de 90, com escoamento via GNL em caminhões que seguem para Roraima.

Na Figura 36 é apresentado um mapa de bacia efetiva probabilística que indica chance de descoberta relativamente maior na porção central da bacia, com maior expectativa para petróleo e gás na parte oeste da bacia e gás na porção centro-leste (EPE, 2023c).

Figura 36: Áreas com chances de descoberta de hidrocarbonetos e expectativa de fluidos da Bacia do Amazonas.



Fonte: EPE (2023c).

Para a Bacia do Amazonas, assim como para Solimões, ambas as bacias do norte do País, existe a possibilidade de benefícios da Zona Franca de Manaus para a atração de indústrias. No âmbito das discussões sobre esta bacia no GT, foi citada a necessidade de avançar na Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) ou Manifestação Conjunta (MC), e maior clareza sobre a consulta aos povos indígenas e tradicionais e a definição do procedimento a ser adotado.

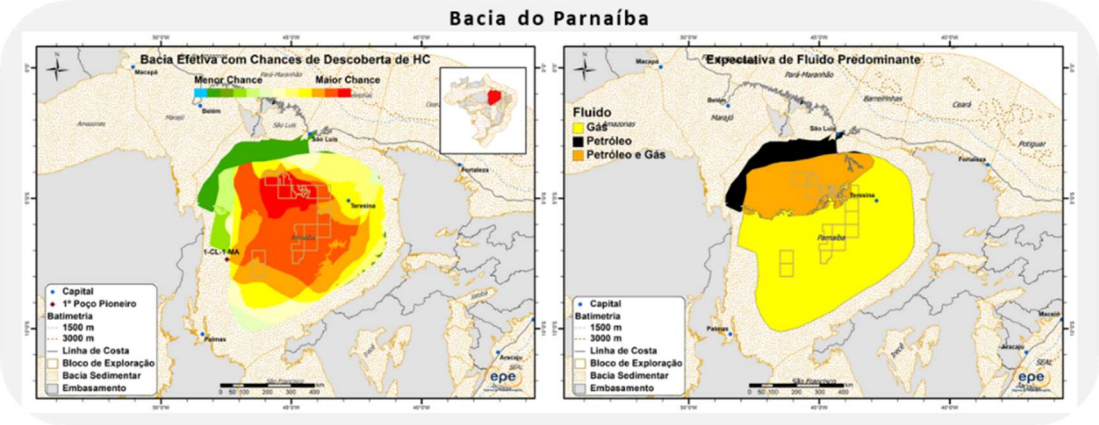
Bacia do Parnaíba

Responsável pela quarta maior produção de gás natural e detentora da quarta maior reserva deste fluido no País, a Bacia do Parnaíba, apresenta médio potencial petrolífero remanescente, sendo destacada pela ANP/SAG, pela inovação em produzir o gás (importante fonte no Parque dos Gaviões) visando a geração de energia elétrica e o abastecimento ao SIN - Sistema Interligado Nacional, sendo a que registra maior atratividade exploratória recente.

Alguns estudos consideram esta bacia como de risco relativamente baixo de descobertas de hidrocarbonetos, de índice elevado de sucesso na exploração de gás natural, além da presença de infraestrutura instalada em crescimento, o que têm provocado constantes arremates dos blocos colocados em oferta nos ciclos de Oferta Permanente e atraído investimentos para a região (EPE, 2023c); (ANP, 2023b); (MME, 2023).

Na Figura 37 é apresentado um mapa de bacia efetiva probabilística que indica altas chances de descoberta de hidrocarbonetos na bacia, com expectativa para gás na região sul, petróleo e gás na região centro norte e petróleo no extremo noroeste da bacia (EPE, 2023c).

Figura 37: Áreas com chances de descoberta de hidrocarbonetos e expectativa de fluidos na Bacia do Parnaíba.



Fonte: EPE (2023c).

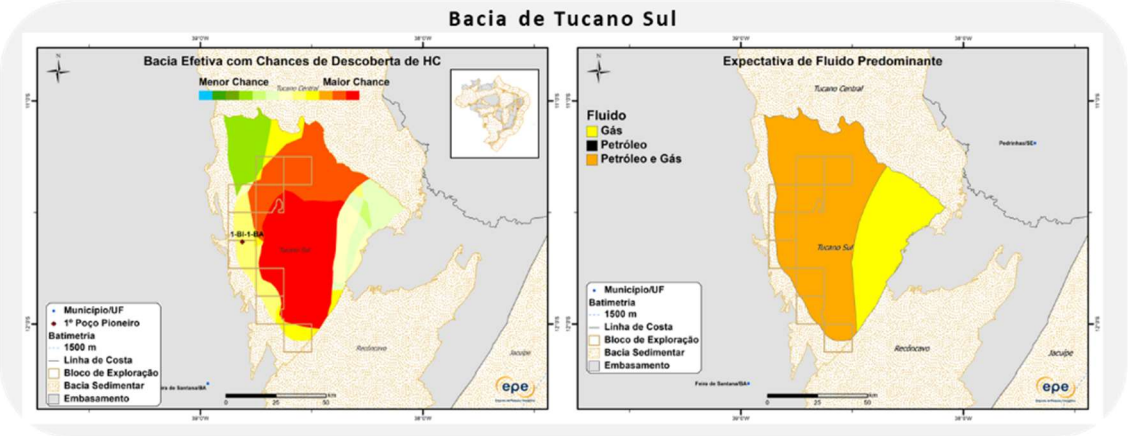
No âmbito das discussões sobre esta bacia no GT, foi citada a possibilidade de criação de polo industrial no entorno das unidades de processamento de GN para petroquímica e fertilizantes, além da necessidade de avanço nos estudos de Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) ou Manifestação Conjunta (MC), para o aumento da oferta de áreas.

Bacia de Tucano Sul

A Bacia de Tucano Sul apresenta baixo potencial petrolífero remanescente, segundo Zalán (Figura 35), porém, a ANP/SAG acredita que, embora já seja produtora e análoga à Bacia do Recôncavo, é uma fronteira exploratória com bom potencial para descobertas de gás natural. A empresa Origem, que explora a região, apresentou ao GT, o potencial e desafios para esta bacia. Em estudos realizados pelo CNPE desde 2006, quando foi publicada a Resolução 003/2006, destaca-se o elevado potencial (principalmente para gás natural) da bacia. Na Figura 38, é apresentado um mapa de bacia efetiva probabilística que indica chances altas na região central da bacia, com expectativa de petróleo e gás, a oeste, e de gás, a leste na bacia (EPE, 2023c).

Apesar de muito promissora, a Bacia do Tucano Sul não tem evoluído em termos de atração de investimentos pela falta de infraestrutura, os altos custos para as empresas viabilizarem projetos de infraestruturas de escoamento e processamento. No âmbito do GT, a Origem sugere um Plano Estratégico para Desenvolvimento de Bacias *Onshore*, com incentivo à exploração e desenvolvimento da produção de novas fronteiras, de forma estruturada por bacia sedimentar, com a disponibilização de blocos, licenciamentos/autorizações e integração de infraestruturas. Sempre com ênfase na integração de ações, recursos e agentes para a monetização de recursos já descobertos.

Figura 38: Áreas com altas chances de descoberta de hidrocarbonetos e expectativa de fluidos na Bacia de Tucano Sul.



Fonte: EPE (2023c).

Uma vez descobertos os recursos, se buscaria a articulação junto aos investidores privados, operadores, comercializadores e grandes consumidores para o desenvolvimento de infraestruturas essenciais por bacia sedimentar. Assim, seria possível otimizar a formação de preços regionalmente por meio da articulação entre produtores, transportadores e distribuidores (novos modelos contratuais), fomentando o investimento, a produção e o consumo de gás natural, por bacia sedimentar, considerando as características e vocações regionais. Vale ressaltar ainda as oportunidades para a exploração de recursos de reservatórios não convencionais (Poço Transparente), com potencial para a expansão da oferta de gás no País para o abastecimento do setor produtivo, com destaque para a indústria de fertilizantes.

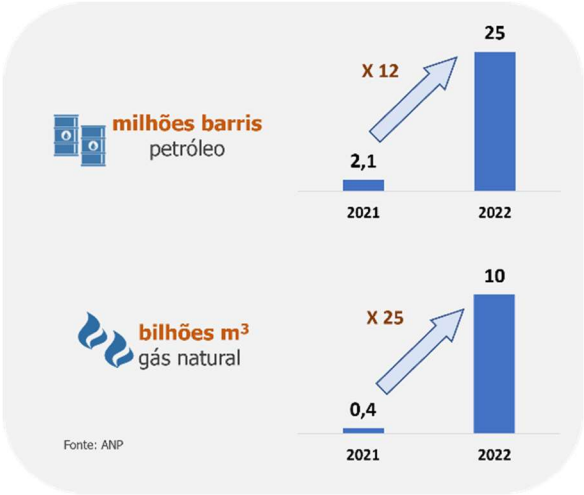
Bacia de Alagoas

Com o programa de desinvestimento da Petrobras, a Bacia de Alagoas teve cessão de direitos passados para outra companhia que apresentou um novo Plano de Desenvolvimento dinâmico que aumentou as atividades de E&P, especialmente nos últimos 3 anos e proporcionou uma perspectiva de aumento de reservas a partir da aplicação de técnicas de recuperação avançada. Neste caso de sucesso, a introdução dessas técnicas proporcionou um incremento nas reservas provadas da bacia entre os anos de 2021 e 2022. Observa-se na Bacia de Alagoas um crescimento de 12 vezes na reserva de petróleo e de 25 vezes na reserva de gás natural, nesse período (Figura 39).

Na Figura 40 é apresentado um mapa de bacia efetiva probabilística que indica altas chances de descoberta de hidrocarbonetos na bacia, com expectativas para petróleo e gás natural (EPE, 2023c).

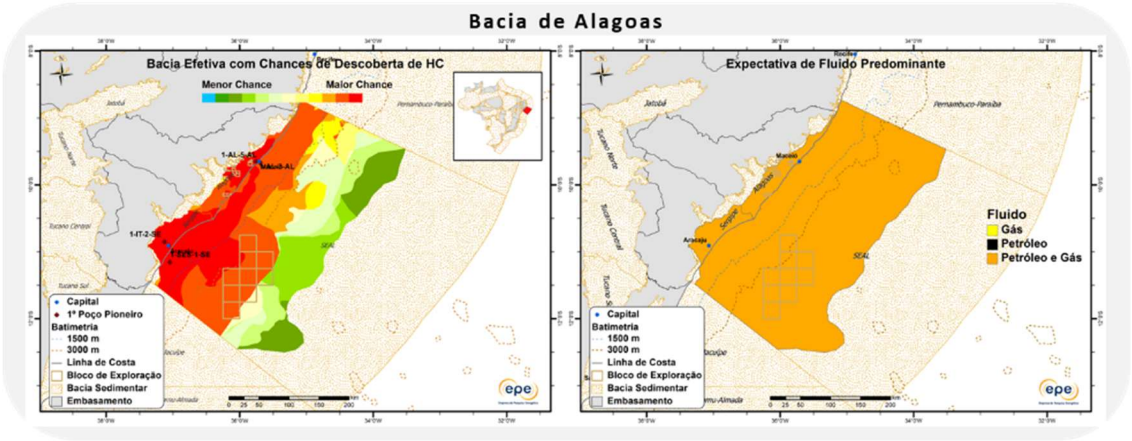
Além da produção de petróleo e gás natural, as bacias maduras *onshore* apresentam características potenciais para armazenamento de gás natural nos campos depletados, a exemplo do Campo de Pilar na Bacia de Alagoas.

Figura 39: Evolução das Reservas provadas da Bacia de Alagoas entre 2021 e 2022.



Fonte: Elaborado por EPE, com base no Boletim de Reservas da ANP (2021 e 2022).

Figura 40: Áreas com chances de descoberta de hidrocarbonetos e expectativa de fluidos na Bacia de Alagoas.



Fonte: EPE (2023c).

6.2 Bacias Marítimas

As bacias marítimas abordadas nesse capítulo foram identificadas como de maior importância dentre as com potencial para gás natural.

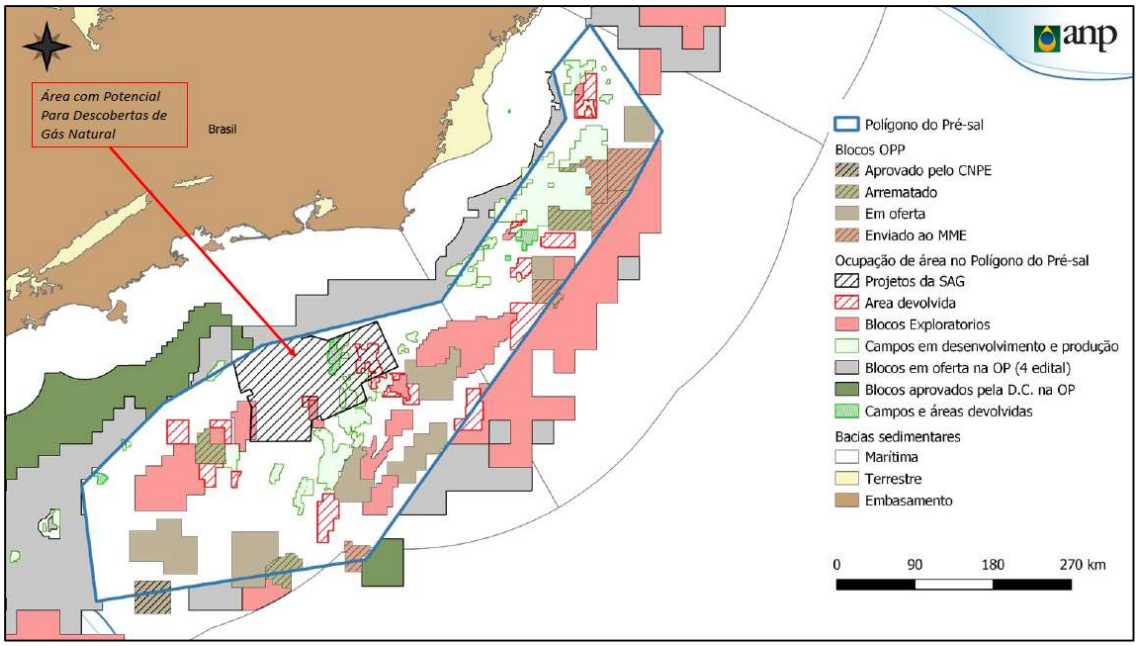
Além das bacias de Campos, Santos e parte da Margem Equatorial Brasileira, também pode-se considerar como potencial para óleo leve e gás natural outras bacias produtoras da Margem Leste, como Espírito Santo e Camamu, assim como bacias ainda não produtoras, a exemplo de Pelotas que tende a ter maior visibilidade em função das recentes descobertas de Vênus e Graff, nas bacias correlatas Africanas.

As bacias de Campos e Santos, dentro e fora do polígono do Pré-sal, certamente se destacaram nas rodadas de licitações de blocos promovidas pela ANP e, consequentemente, concentram a maior parte das atividades exploratórias que podem vir a resultar em descobertas de gás nos próximos anos.

Dentro do polígono do Pré-sal, a ANP destaca na Figura 41 uma área que seria favorável para descobertas de gás natural, nas Bacias de Campos e Santos.

As bacias da Margem Leste compõem uma área prolífica com presença de rocha geradora do Barremiano-Aptiano em toda a província do Pré-sal e Pós-sal em águas profundas (bacias de Santos Central e Campos), com possibilidade de extensão para Santos Sul, Pelotas e Espírito Santo.

Figura 41: Área com potencial de descobertas de gás natural na bacia de Santos, dentro do polígono do Pré-sal.



Fonte: ANP (2023b).

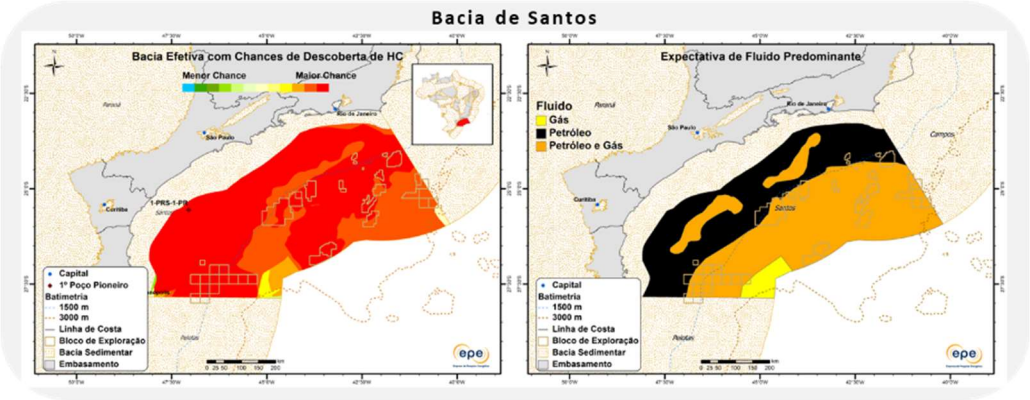
Bacias de Santos

A Bacia de Santos é a principal bacia produtora do país, tanto para óleo quanto para gás. O gás é predominantemente associado e com elevados teores de CO_2 e outros contaminantes em alguns reservatórios.

Segundo (ANP, 2023b), a Superintendência de Avaliação Geológica – SAG está concluindo a avaliação de uma região com reservatórios complexos, porém relativamente próximos à costa e à infraestrutura, com potencial para descobertas de gás natural, eventualmente não associado.

Na Figura 42 é apresentado um mapa de bacia efetiva probabilística que indica chances de descobertas elevadas em toda bacia, com expectativa de petróleo na área *offshore* proximal e petróleo e gás, além de gás, na área *offshore* distal da bacia (EPE, 2023c).

Figura 42: Áreas com chances de descoberta de hidrocarbonetos e expectativa de fluidos na Bacia de Santos.



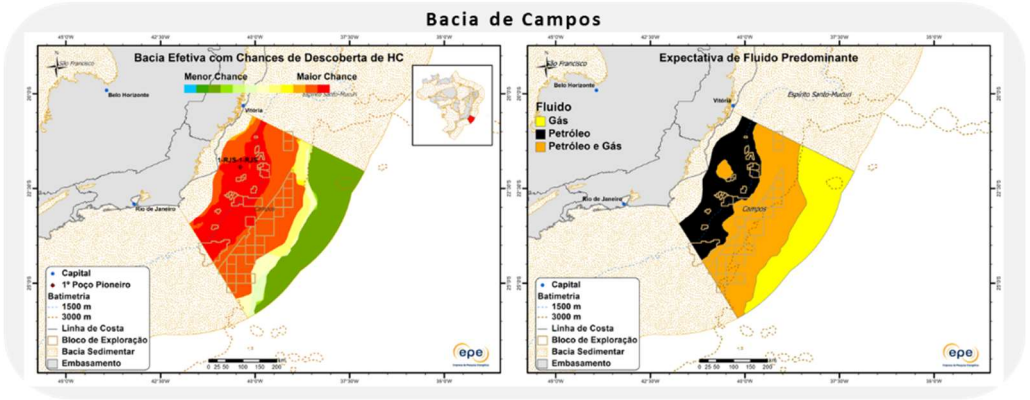
Fonte: EPE (2023c).

Bacias de Campos

A Bacia de Campos foi responsável pela maior parte da produção brasileira durante décadas nos campos do Pós-sal, que ainda são importantes. Os campos do Pré-sal nessa bacia também são relevantes e, recentemente, descobertas como Gávea e Pão-de-Açúcar, assim como as declarações de comercialidade dos campos de Raia Manga e Raia Pintada no BM-C-33 apontam avanços em projetos com excelente expectativa para gás natural, eventualmente não associado.

Na Figura 43 é apresentado um mapa de bacia efetiva probabilística que indica chance de descoberta maior na região do alto externo e menor na região distal, devido ao aumento da incerteza no avanço para águas profundas, com maior expectativa para petróleo na porção proximal e petróleo e gás na porção distal (EPE, 2023c).

Figura 43: Áreas com chances de descoberta de hidrocarbonetos e expectativa de fluidos na Bacia de Campos.



Fonte: EPE (2023c).

Bacias de SEAL

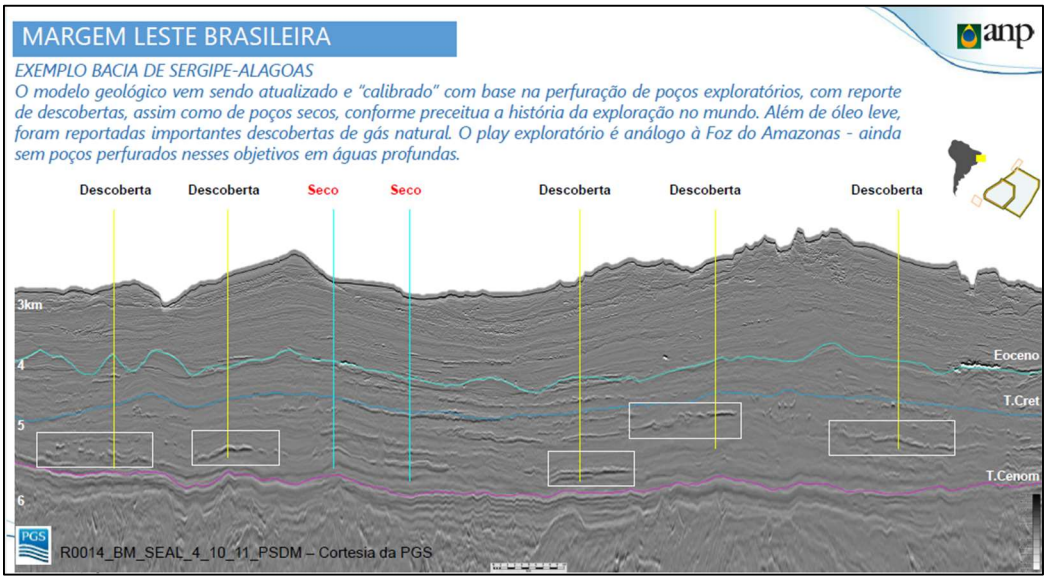
A Bacia de SEAL, a cerca de 100 km da costa, vem se destacando com o reporte de descobertas relevantes em águas profundas com potencial para auxiliar na oferta de gás natural no País. Quanto ao óleo, leve, chegando a 41 º API, aumenta a atratividade

da área, que está com modelo geológico em etapa de calibração, com base na perfuração de poços exploratórios.

Além de óleo leve, foram reportadas importantes descobertas de gás natural. O play exploratório é análogo ao play Limoeiro que se espera na Bacia da Foz do Amazonas (EPE, 2023c), ainda sem poços perfurados nesses objetivos em águas profundas nesta bacia. Logo, por conseguinte, análogo ao play prolífero da bacia da Guiana. Os recentes projetos de desenvolvimento em SEAL e a similaridade com áreas análogas no oeste da África e nas Guianas mostram que os turbiditos de água profunda têm potencial para incremento de reservas, Figura 44.

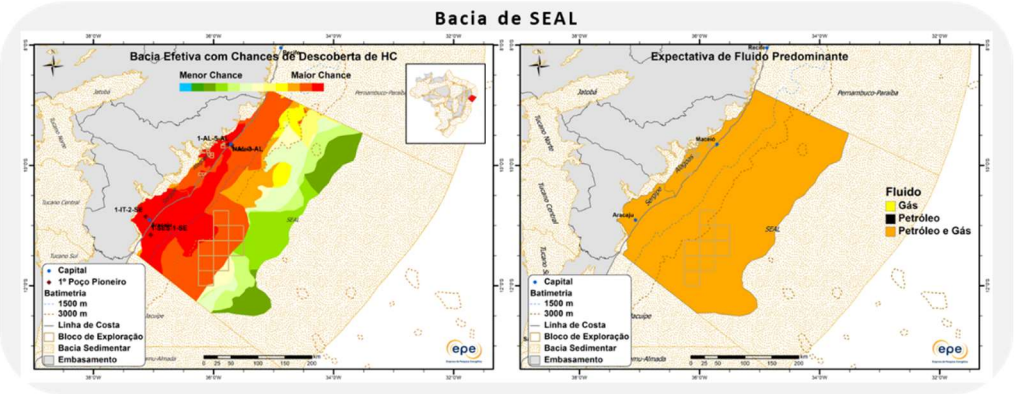
Na Figura 45 é apresentado um mapa de bacia efetiva probabilística que indica chances altas na área *offshore* proximal, e menores chances na porção em águas ultraprofundas, com expectativa de petróleo e gás ao longo de toda a região (EPE, 2023c).

Figura 44: Áreas das recentes descobertas na Bacia de SEAL e suas analogias e correlações com as bacias africanas e da Guiana.



Fonte: ANP (2023b).

Figura 45: Áreas com chances de descoberta de hidrocarbonetos e expectativa de fluidos na Bacia de SEAL.



Fonte: EPE (2023c).

Bacias da MEQ Foz do Amazonas, Pará-Maranhão e Potiguar

As bacias que compõem a Margem Equatorial Brasileira (MEQ) são Foz do Amazonas, Para-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. O Comitê 1 deu ênfase para estudos do potencial nas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão e Potiguar. As bacias da MEQ, apesar de terem uma quantidade considerável de poços perfurados, podem ainda ser consideradas como de fronteira exploratória. Quase todos os poços perfurados são antigos e tinham como objetivo exploratório a plataforma rasa, em plays exploratórios distintos daqueles que vem reportando recentes descobertas, de significativa magnitude, nos vizinhos e análogos, das bacias da Guiana, Suriname (BARROS FILHO; CARMONA; ZALÁN, 2021) e africanas.

Na Bacia da Foz do Amazonas, por exemplo, os dois poços perfurados em águas profundas visavam reservatórios estratigraficamente mais recentes, e não as areias do Cretáceo, principal play na Bacia da Guiana. Tais reservatórios nunca foram perfurados em águas profundas da Bacia da Foz do Amazonas. O último poço perfurado na MEQ foi em 2015, na Bacia Potiguar, mesmo ano em que começaram as descobertas relevantes na Guiana, que nesses oito anos acumulam cerca de 11 Bilhões de barris em reservas, emparelhando com o Pré-sal brasileiro.

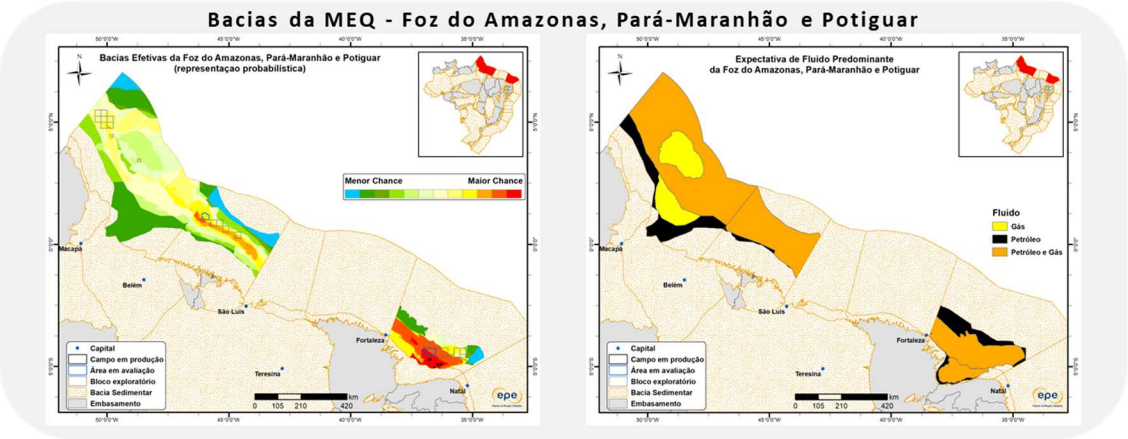
As trapas estratigráficas e mistas da MEQ são muito semelhantes às descobertas do Cretáceo na África Ocidental e nas Guianas, com deposição diretamente acima da seção geradora. A malha de dados sísmicos 2D e 3D é adequada para indicação dos primeiros poços exploratórios, os dados que faltam para aprimoramento dos modelos geológicos são os poços exploratórios.

Segundo estudos da ANP e de outros especialistas, há boa chance de sucesso de descoberta, entretanto, o único instrumento capaz de atestar ou não a presença de hidrocarbonetos é o poço. Na Figura 46 é apresentado um mapa de bacia efetiva probabilística da Bacia da Foz do Amazonas, que indica variação de baixas a intermediárias, com as chances relativamente mais elevadas nas porções ao redor do Cone do Amazonas, e maior expectativa para petróleo na porção proximal, além de gás, esse último também presente na região do Cone do Amazonas.

Na Bacia do Pará-Maranhão, as chances mais elevadas ocorrem na faixa central da bacia, com maior expectativa de petróleo e gás na faixa central da bacia e petróleo nas demais porções. Na porção *offshore* da Bacia Potiguar, o mapa de bacia efetiva probabilística indica chances altas na parte terrestre e *offshore* proximal da bacia, com expectativa de petróleo e gás em grande parte das áreas *offshore* da bacia (EPE, 2023c).

Apesar do potencial para essas bacias da MEQ, é importante, que se amplie o conhecimento geológico nessas bacias através da viabilização da perfuração dos poços exploratórios e disponibilização de novas áreas para licitação através da emissão de Manifestações Conjuntas ou AAAS.

Figura 46: Áreas com chances de descoberta de hidrocarbonetos e expectativa de fluidos nas Foz do Amazonas, Pará-Maranhão e Potiguar (mar).



Fonte: EPE (2023c).

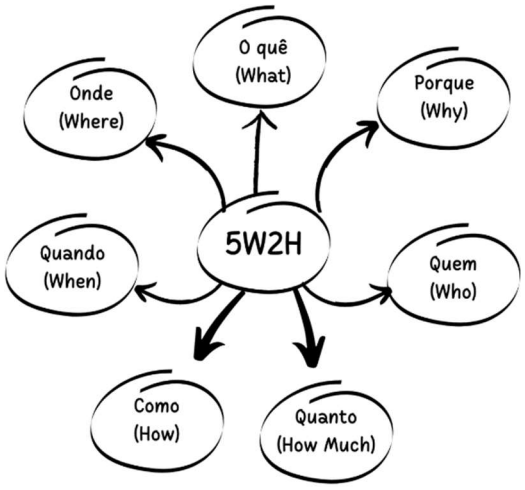
7. PROPOSTAS DE AÇÕES E MEDIDAS PARA O AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL

A dinâmica do Comitê 1 consistiu em discutir as matérias que levassem a alcançar as metas estabelecidas de avaliação da disponibilidade de gás natural; da monetização de recursos já descobertos; e da exploração de novas áreas com potencial para gás natural. Nesse sentido, foram realizadas cerca de 10 reuniões ordinárias entre 07 de agosto e 23 de outubro de 2023, a maioria com convidados que puderam compartilhar entendimentos e esclarecimentos para os temas tradados. As propostas de ações e medidas do Comitê 1 foram consolidadas das análises, avaliações e sugestões levantadas pelos participantes durante as discussões e ocorridas nas reuniões com temas específicos.

A partir dessa consolidação, foi dado um tratamento seguindo a metodologia 5W2H. A metodologia 5W2H compreende um conjunto de atividades, prazos e responsabilidades que devem ser desenvolvidas com clareza e eficiência por todos os envolvidos. A ferramenta 5W2H propõe questões que convergem para a composição do plano de ação de maneira rápida e eficiente. A finalidade do método é a definição de tarefas e seu acompanhamento, de modo a alcançar os objetivos traçados.

Assim, tem como função definir: **o que** será feito - determinar a intenção do que se pretende realizar, ou seja, definir e descrever o que será feito de fato, seria o objetivo do grupo; **porque** – os métodos ou estratégias utilizadas para a condução do que foi estabelecido devem ser definidos para que o que foi idealizado seja executado da melhor forma; **onde** – definição do local de realização; **quem** irá fazer – deve-se definir quem ou qual área será responsável pela execução do que foi definido; **quando** será feito – o tempo de execução, cronograma e prazos para a execução; **como** – trata-se da justificativa para o desenvolvimento do que foi proposto; e **quanto** custará[34] (Figura 47)[35].

Figura 47: Esquema do método 5W2H.



[34] O método 5W2H foi utilizado com a simplificação de não considerar, para o presente relatório, o item *How Much*, no intuito de nesse momento não avaliar os custos de tais ações.
[35] Figura retirada de https://www.juscon.com.br/entenda-a-metodologia-dos-5w2h/ .

A princípio foram elencadas pelo Comitê 1, 19 ações que foram classificadas em 3 grupos: Meio Ambiente; Aspecto Legal, Infralegal, Regulatório ou Contratual; e Iniciativa. O ANEXO II apresenta o 5W2H consolidado pelo Comitê 1.

7.1 Meio Ambiente

As ações relacionadas a questões ambientais tangem praticamente todas as bacias sedimentares com expectativa para gás natural, dada a relevância do tema para o contexto do processo exploratório. Para, por exemplo, entrar no Ciclo de Oferta Permanente, é necessária uma avaliação dos órgãos competentes sobre a complexidade ambiental das áreas indicadas. A Tabela 6 apresenta as 8 ações classificadas com foco em medidas para o meio ambiente.

Tabela 6: Ações consolidadas pelo Comitê 1 relacionadas a questões ambientais.

	Determinar a intenção do que se pretende realizar, ou seja, definir e descrever o que será feito de fato, seria o objetivo do grupo
	1W
	O que
Meio Ambiente	Assinatura das AAAS existentes (Solimões e SEAL/Jacuípe)
	Aprovação de novas Manifestações Conjuntas
	Instauração de novas AAAS
	Emissão de licença de operação para perfuração nas bacias da Margem Equatorial
	Procedimento para verificar a necessidade de consulta aos povos indígenas e tradicionais e procedimento para realizar a consulta livre, prévia e informada
	Emissão de licenças apenas pelos OEMAs para realização de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional de petróleo e gás natural
	Desenvolvimento de Matriz de Aspectos e Impactos Ambientais para o Fraturamento Hidráulico de Reservatórios Não Convencionais

AAAS e MC

A Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) foi instituída pela Portaria Interministerial 198 de 05 de abril de 2012, que disciplina a relação da Avaliação com o processo de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural e com o processo de licenciamento ambiental dos respectivos empreendimentos e atividades. A AAAS é definida como um processo de avaliação baseado em estudo multidisciplinar, com abrangência regional, utilizado pelos Ministérios de Minas e Energia (MME) e do Meio

Ambiente (MMA) como subsídio ao planejamento estratégico de políticas públicas (MME, 2012).

Foram realizados Estudos de Área Sedimentar (EAAS) para a bacia terrestre do Solimões e para as bacias marítimas de SEAL e Jacuípe e os respectivos relatórios conclusivos elaborados pelos Comitês Técnicos de Acompanhamento desses estudos, ainda serão submetidos à apreciação de uma Comissão Interministerial, que decidirá quanto à indicação das áreas como aptas, não aptas ou em moratória para a outorga (ANP, 2024). A AAAS é um instrumento que pode dar maior previsibilidade ao processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos petrolíferos, segundo as melhores práticas internacionais.

Desse modo, concluir a aprovação dos EAAS já realizados é um avanço para as atividades exploratórias dessas áreas e para a abertura do caminho para o desenvolvimento de novas AAAS, que contribuam com o processo de licenciamento ambiental em outras bacias. Portanto, uma ação apontada pelo Comitê 1 é a assinatura e conclusão das AAAS existentes. Essa ação pode ser realizada com a edição de Decreto para regulamentar a reinstauração da Comissão Interministerial MME/MMA (CI) e, assim, finalizar as AAAS da Bacia do Solimões e das bacias de SEAL/Jacuípe. O modus operandi dessa ação envolve todas as etapas, desde a criação da Comissão, apreciação dos EAAS, submissão ao MME e ao MMA, e a publicação do parecer da Comissão Interministerial no Diário Oficial da União (DOU).

Com a aprovação das AAAS iniciais, novas avaliações poderão ser indicadas nas áreas sedimentares de outras bacias, contribuindo com a previsibilidade do processo de licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. A instituição de novas AAAS constitui uma ação apontada pelo Comitê 1. Essa ação pode ser realizada com a formação de um Grupo de Trabalho das instituições envolvidas, para a revisão e melhorias dos procedimentos originais da AAAS, considerando as lições aprendidas e proporcionando celeridade e robustez ao processo de execução da AAAS.

O Grupo avaliará também a iniciativa do uso de verba de PDI e outros mecanismos para a realização da AAAS, dos estudos ambientais regionais e de programas e planos ambientais regionais. Ainda dentro do fomento à instituição de novas AAAS está a indicação da Avaliação na Bacia da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão e Pelotas, dada a expectativa da bacia e discussão ambiental direcionada para ela.

Como as primeiras AAAS ainda não foram aprovadas e novas Avaliações em outras bacias ainda não aconteceram, as áreas nas quais serão admitidas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, enquanto ainda não forem submetidas à AAAS, conforme estabelecido na Portaria 198/2012, serão definidas a partir de manifestação conjunta do MME e do MMA, de acordo com diretriz estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (MME, 2012).

A Manifestação Conjunta (MC) considerará as áreas de interesse para as atividades ou empreendimentos de petróleo e gás natural, assim como sua sensibilidade ambiental, identificando-se aquelas passíveis de outorga. Além disso, terá a validade de no máximo 5 anos, devendo ser revista e ratificada por iguais períodos, para as áreas ainda não submetidas à AAAS, até que o processo se estenda a todas as áreas sedimentares do País (MME, 2012).

O Comitê 1 identificou uma série de áreas, em blocos exploratórios, em diversas bacias brasileiras, que tiveram a validade da MC expirada em 2023. Com isso, no final de 2023, cerca de 463 blocos saíram do Ciclo de Oferta Permanente por vencimento das MCs. Os blocos retirados dependem da MC para estarem aptos para o próximo Ciclo, que se inicia em 2024. Além desses, outros 1006 blocos que estão em estudo aguardam a manifestação ou a AAAS.

Nesse sentido, uma ação apontada pelo Comitê 1 foi buscar a aprovação das novas MC que estão pendentes nas bacias terrestres do Amazonas, Tacutu, Parnaíba, Paraná, São Francisco, Potiguar, Sergipe, Alagoas, Tucano Sul, Recôncavo e Espírito Santo-Mucuri, e nas bacias marítimas Margem Equatorial, Ceará, Espírito Santo, Campos, Santos e de Pelotas. Essa ação pode ser realizada a partir do esforço para a retomada dos procedimentos de aprovação das Manifestações Conjuntas do MMA/MME.

Emissão de Licença Ambiental na MEQ

A produção brasileira de petróleo e gás natural tem uma tendência de queda no início da próxima década e esse cenário se mantém mesmo com o desenvolvimento das reservas conhecidas do Pré-sal. Além das técnicas de recuperação avançada para os campos que já produzem, o esforço exploratório, com fomento das atividades do *upstream*, é a principal medida para a manutenção dos patamares de produção. O potencial exploratório da MEQ brasileira, em especial neste caso, da Bacia da Foz do Amazonas, tem sido apontado por especialistas com boa expectativa associada às bacias análogas e vizinhas da Guiana.

Somado a isso, as atividades exploratórias de E&P de petróleo e gás natural, podem promover impactos socioambientais positivos aliados ao desenvolvimento dos estados das regiões Norte e Nordeste. Além do mais, o petróleo brasileiro é considerado de baixa intensidade de carbono se comparado a outros players que podem injetar petróleo no mercado internacional. Essas são algumas das justificativas que apoiam a exploração da MEQ e segundo estudos da ANP e de outros especialistas, há boa chance de sucesso de descoberta, entretanto, apenas com a perfuração do poço, a presença ou não de hidrocarbonetos será efetivamente atestada.

Nesse sentido, o Comitê 1 traçou uma ação relacionada à emissão da licença de perfuração nas bacias da MEQ, tendo em vista que o reconhecimento exploratório e descobertas potenciais podem vir a ser uma oportunidade de aumentar a disponibilização de gás natural naquela região. Essa ação pode ser realizada com a inclusão dos poços pioneiros das bacias da MEQ no Plano de Aceleração do Crescimento (PAC). A partir daí, estabelecer a Sala de Situação de licenciamento ambiental dos projetos apresentados no PAC. A Sala de Situação tem como objetivo funcionar como um centro de gestão de situações críticas e monitorar a implementação de Planos de Ações. No contexto da Sala de Situação, dá-se o acompanhamento e tratamento do pedido de reconsideração da Petrobras com relação ao bloco FZA-M-59.

Consulta a Povos Tradicionais

Os povos e comunidades tradicionais são definidos no Decreto 6.040/2007 como grupos culturalmente diferenciados que têm suas próprias formas de organização social.

Os territórios e recursos naturais pertencentes a esses povos são necessários “para sua reprodução cultural, social, religiosa, ancestral e econômica, utilizando conhecimentos, inovação e práticas gerados e transmitidos pela tradição”. Dentre esses povos etnicamente diferenciados estão os indígenas e os quilombolas (IBGE, 2023). A Portaria Interministerial nº 60 de março de 2015, estabelece procedimentos administrativos que disciplinam a atuação da Fundação Nacional do Índio-FUNAI, da Fundação Cultural Palmares-FCP, do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional-IPHAN e do Ministério da Saúde nos processos de licenciamento ambiental de competência do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis -IBAMA (MMA, 2015).

A Portaria aborda na cláusula 2.3 os mecanismos de participação social, dentre eles as audiências públicas, consultas públicas e as oitivas (MMA, 2015), que são meios de participação popular no processo de licenciamento ambiental. Contudo, os aspectos gerais dos mecanismos de participação social não deixam claro sobre a abordagem das cláusulas com relação aos empreendimentos de petróleo, gás natural e energia. O Comitê 1, com o objetivo de proporcionar segurança jurídica a estes empreendimentos, propõe como ação a revisão da Portaria no sentido de tornar clara a necessidade de consulta aos povos tradicionais, quando se trata de atividades de petróleo, gás e energia. Havendo a necessidade da consulta aos povos tradicionais sobre tais empreendimentos, os procedimentos a serem adotados pelo MPI e MDA para consulta sobre os empreendimentos deverão ser estabelecidos.

Licenciamento das atividades de fraturamento hidráulico de reservatórios não convencionais pelos Oemas e Matriz de Aspectos e Impactos Ambientais

As bacias brasileiras, com destaque para as terrestres, possuem um grande potencial de fontes de recursos de reservatórios não convencionais de hidrocarbonetos, em especial o gás natural. O gás de folhelho possui alta concentração de metano, e há expectativa para a ocorrência nas bacias do Paraná, Parnaíba, Amazonas e Solimões. O grande desafio é a necessidade de detalhamento do processo de licenciamento ambiental para o fraturamento hidráulico, conforme determinado na Resolução ANP nº 21/2014 (ANP, 2014). O Comitê 1 tratou do desenvolvimento e produção desse tipo de recurso, sob a ótica do Projeto Poço Transparente.

O Projeto Poço Transparente, atualmente em edital público, visa propiciar conhecimento dos processos e segurança para a utilização das técnicas de fraturamento hidráulico no País, através do monitoramento do desenvolvimento das atividades em reservatórios não convencionais de óleo e gás. O Edital foi lançado em 2022, porém ainda não houve manifestação de interesse por parte das companhias operadoras, o que pode estar relacionado à repercussão midiática sobre o tema ou mesmo a dificuldade referente ao licenciamento ambiental. Nesse sentido, a proposta de ação do Comitê 1 foi a revisão do Decreto 8.437/2015.

O Decreto 8.437/2015 estabelece as tipologias de empreendimentos e atividades cujo licenciamento ambiental será de competência da União. O Art. 3 º trata dos empreendimentos que serão licenciados pelo órgão ambiental federal competente, atribuindo ao inciso VI a atividade de exploração e produção de petróleo, gás natural e

outros hidrocarbonetos fluidos (BRASIL, 2015). Assim o Ibama é a instituição responsável pelo licenciamento da atividade, no caso da produção, quando realizada a partir de recurso não convencional de petróleo e gás natural, em ambiente marinho e em zona de transição terra-mar (*offshore*) ou terrestre (*onshore*), compreendendo as atividades de perfuração de poços, fraturamento hidráulico e implantação de sistemas de produção e escoamento (BRASIL, 2015).

A ação do Comitê 1 propõe a revisão do Decreto para retirar a letra c do inciso VI, que compreende as atividades relacionadas aos recursos de reservatórios não convencionais, para que essa atividade seja licenciada apenas pelos Órgãos Estaduais de Meio Ambiente (OEMAs). Esta ação tem como objetivo simplificar o processo de licenciamento das atividades direcionadas a esse tipo de recurso. Ademais, cada região tem seus aspectos específicos que podem ser observados pelos OEMAs, evitando generalizações a nível nacional. Uma minuta com a revisão do Decreto 8.437/2015 propondo a alteração pode ser consultada no ANEXO III deste relatório.

Ainda com relação aos recursos de reservatórios não convencionais, o Comitê 1 propõe a elaboração da Matriz de Aspectos e Impactos Ambientais para o Fraturamento Hidráulico de Reservatórios Não Convencionais. Um documento de caráter preditivo que pode auxiliar na simplificação dos processos que envolvem a atividade.

7.2 Aspecto Legal, Infralegal, Regulatório ou Contratual

As ações desse grupo são proposições que envolvem a revisão ou alteração de leis ou outros instrumentos normativos. As 6 ações estão listadas na Tabela 7.

Tabela 7: Ações consolidadas pelo Comitê 1 relacionadas aos aspectos legais, infralegais e regulatórios.

	Determinar a intenção do que se pretende realizar, ou seja, definir e descrever o que será feito de fato, seria o objetivo do grupo
	1W
	O que
Aspecto Legal, Infralegal, Regulatório ou Contratual	Medidas para a agilidade ao Ciclo da Oferta Permanente
	Redução de *royalties* para a Partilha de Produção em áreas com baixa expectativa volumétrica/alto risco geológico
	Novos investimentos nos Polos Bahia e Urucu
	Avanço regulatório para utilização de *tie-backs* para viabilização de projetos
	Estratégia de curto e médio prazo para utilização de capacidade ociosa de infraestruturas de escoamento e processamento de gás
	Avaliação de viabilidade econômica de polo industrial no entorno dos campos com dificuldade de escoamento

Agilidade ao Ciclo de Oferta Permanente

A Oferta Permanente consiste na oferta contínua de blocos exploratórios e áreas localizadas em quaisquer bacias terrestres ou marítimas, bem como licitar campos devolvidos ou em processo de devolução, podendo a ANP conduzir ofertas permanentes

Relatório Comitê 1 Disponibilidade do Gás Natural (0951568) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 119

desses campos e blocos. Os blocos na área do Pré-sal ou em áreas estratégicas ficaram reservados à deliberação específica do CNPE, com definição dos parâmetros a serem adotados para cada campo ou bloco a ser licitado (ANP, 2024a). Na Oferta Permanente, as licitantes inscritas podem manifestar interesse em qualquer bloco ou área em oferta em edital, desde que apresentem garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse (ANP, 2024a). Após aprovação de uma ou mais declarações de interesse, a Comissão Especial de Licitação (CEL) divulga cronograma para realização de um ciclo, que até a sessão pública deverá ser de até 120 dias (ANP, 2024a).

O Sistema de Oferta Permanente implementado pela ANP trouxe grande avanço para o processo licitatório e a indicação do Comitê 1 de reavaliação é para a melhoria contínua. No intuito de promover ainda mais celeridade ao processo, o Comitê 1 propõe que sejam avaliadas medidas para ainda maior agilidade da Oferta Permanente, que, no caso de serem assertivas, podem requerer uma nova Resolução ANP. Esta ação poderá ser desenvolvida em conjunto com o Programa Potencializa E&P.

Redução de *royalties* em áreas com baixa expectativa volumétrica/alto risco geológico

A redução de *royalties*, como medida para viabilizar projetos de gás natural de áreas com expectativa de volumes menores ou de alto risco geológico, foi um tema tratado e exemplificado no item 5.3 desse relatório. A partir das considerações apresentadas, o Comitê 1 indica a ação de propor ao CNPE a redução dos percentuais de *royalties* para os blocos exploratórios no polígono do Pré-sal, sob o regime de Partilha de Produção, nas áreas com baixa expectativa volumétrica e alto risco geológico. Os percentuais poderiam variar entre 5 e 15%, a depender do potencial esperado. Essa ação requer um Projeto de Lei.

Novos investimentos nos Polos Bahia e Urucu

A depleção dos reservatórios de óleo e gás leva à redução da produção dos campos, exigindo novos poços produtores e técnicas de recuperação secundária e terciária. Aumentam-se os custos de produção, o que pode levar a um ponto de inviabilidade econômica. Muitos campos maduros e marginais da Petrobras estão próximos desta condição hoje, entretanto, podem ser ainda atrativos ao serem operados por empresas, mais enxutas, focadas especificamente neste tipo de operação.

Dados da ANP mostram que está havendo retomada na produção de petróleo em 124 campos produtores cedidos pela Petrobras a outras empresas, desde 2019, como parte do processo de desinvestimentos realizado pela companhia. No período entre 2012 e 2019, antes dos desinvestimentos, a produção desses campos caiu aproximadamente 60%, chegando a 57,7 mil barris de petróleo por dia (bbl/d). Para esses mesmos campos, a previsão de crescimento até 2025 é de 122%, alcançando 125,6 mil bbl/d.

Os campos estão localizados tanto em ambiente terrestre quanto marítimo. Os polos terrestres de Alagoas (AL), Cricaré (ES), Lagoa Parda (ES), Macau (RN), Miranga (BA), Ponta do Mel e Redonda (RN), Remanso (BA), Riacho da Forquilha (RN), Rio Ventura (BA) e Tucano Sul (BA) possuem como novas concessionárias empresas de

grupos econômicos brasileiros como 3R, Imetame, Origem, PetroRecôncavo, Potiguar, Recôncavo E&P, Seacrest Cricaré e SPE Miranga. Os campos dos polos marítimos de Baúna (Bacia de Santos), Maromba, Pampo-Enchova e Pargo (Bacia de Campos) agora são operados por empresas dos grupos Karoon, BW Offshore, Perenco e Trident Energy.

Os polos Bahia e Urucu tiveram os processos de desinvestimentos encerrados pela Petrobras. A companhia reavaliou o perfil de rentabilidade dos polos e considerou aderente à sua estratégia de maximizar o valor do portfólio com foco em ativos rentáveis, com isso as negociações que estavam em andamento foram interrompidas.

Toda a movimentação da Petrobras, com relação à venda dos polos, está em acordo com o regime especial de desinvestimento de ativos pelas sociedades de economia mista federais, previsto no Decreto 9.188/2017. Contudo, dada a relevância, principalmente a nível regional, desses ativos, são de interesse quais os investimentos e a estratégia para elevar a produção dos polos. Com base nisso, o Comitê 1 propõe a ação direcionada ao acompanhamento da ANP com relação aos investimentos e às atividades propostas para a revitalização desses polos, no sentido de delimitar os prazos e as metas para alcançar resultados.

Regulação para utilização de *tie-backs* na viabilização de projetos e Estratégia para utilização de infraestruturas com capacidade ociosa

A utilização de sistemas *subsea tie-back* vem sendo identificada como uma solução para reduzir os investimentos no desenvolvimento da produção de recursos com economicidade marginal. Essa redução pode permitir que mais óleo seja recuperado durante um maior período, podendo aumentar o Fator de Recuperação dos campos. Além disso, o potencial de redução de emissões de CO_2 por barril em virtude da sinergia da operação é de grande relevância sob o ponto de vista ambiental. A ação proposta pelo Comitê 1 é a de avanço em regulação específica da ANP para as operações de *tie-back*.

O Comitê 1 propôs também uma ação para Estratégia de curto e médio prazo para utilização da capacidade ociosa de infraestruturas de escoamento e processamento de gás. A utilização de infraestrutura com capacidade ociosa mantém relação direta com as operações de *tie-back* e refere-se à alternativa de transferência de gás entre unidades que não disponibilizam gás, exemplificada no item 5.2 deste relatório. A ação proposta apresenta duas frentes que sustentam a estratégia: uma que forma um grupo para propor estudos com alternativas para transferência de gás entre unidades e casos de *tie-back*; a segunda com relação à proposta de regulação pela ANP para o tema.

Avaliação de viabilidade econômica de polo industrial no entorno dos campos com dificuldade de escoamento

As infraestruturas de escoamento de gás natural são dispendiosas e demoram anos para ficarem prontas. A proposta dessa ação do Comitê 1 é de formação de um fórum de discussão para identificação de oportunidades e a avaliação da viabilidade econômica da criação ou desenvolvimento das atividades industriais no entorno de campos com limitações de infraestrutura.

7.3 Iniciativas

As ações do grupo das Iniciativas são aquelas diversas, que tratam de vários temas, e que são de interesse para a disponibilidade de gás. As 6 ações que abrangem as Iniciativas podem ser consultadas na Tabela 8.

Tabela 8: Ações consolidadas pelo Comitê 1 relacionadas a Iniciativas.

	Determinar a intenção do que se pretende realizar, ou seja, definir e descrever o que será feito de fato, seria o objetivo do grupo
	1W
	O que
Iniciativa	Estratégia de curto prazo para aumento das capacidades das Rotas 1, 2 e 3 - manutenção dos 20 MM m³/dia na Rota 2
	Estratégia de médio prazo para aumento das capacidades das Rotas 1, 2 e 3 - adequação da infraestrutura de processamento nas UPGNs para uso do gás proveniente do Pré-sal
	Estratégia de longo prazo para utilização das capacidades das Rotas 1, 2 e 3 - entrada de novos projetos
	Implantação de governança para acompanhamento pelo governo de projetos estruturantes no aumento da oferta de gás
	Avanço no levantamento de dados em bacias de fronteira exploratória
	Atratividade das bacias - estudos técnicos

Estratégia de curto, médio e longo prazos para aumento da capacidade das Rotasa1, 2 e 3

O item 2.4 deste relatório aborda a análise das capacidades nas rotas de escoamento. Detalha os principais gasodutos das bacias de Campos e Santos. Além de analisar as capacidades das Rotas 1, 2 e 3 em comparação à disponibilização de gás da Bacia de Santos. A proposta de ação para aumento das capacidades das Rotas 1, 2 e 3 são: Curto prazo – manutenção da Rota 2 para que mantenha o escoamento de 20 MMm³/dia após a entrada da Rota 3, conforme abordado no item 2.4 deste relatório; Médio prazo – adequação da infraestrutura de processamento nas UPGNs para uso do gás do Pré-sal; Longo prazo – entrada de novos projetos para evitar a ociosidade das rotas existentes. Essas ações serão realizadas a partir de reunião, discussão entre as instituições envolvidas e a implementação das propostas.

Implantação de governança para acompanhamento de projetos estruturantes no aumento da oferta de gás

A governança proposta na ação indicada pelo Comitê 1 poderá ser constituída pelo CNPE, bem como os critérios que estabelecem os projetos estruturantes que receberão acompanhamento.

Levantamento de dados em bacias de fronteira exploratória e Atratividade das Bacias

O Plano Plurianual de Estudos de Geologia e Geofísica (PPA) da ANP foi executado no período de 2007 a 2018 e consistiu na aquisição sistemática de dados geológicos e geofísicos. O objetivo era aumentar o conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras e saber mais sobre o potencial petrolífero dessas áreas (ANP, 2024c). Os estudos foram concentrados nas bacias terrestres de nova fronteira, em áreas inexploradas ou pouco conhecidas. Eles visaram à redução do risco exploratório, à atração de investimentos estatais e privados, ao desenvolvimento regional, à descentralização dos investimentos em exploração e produção de hidrocarbonetos e à valoração dos ativos da União (ANP, 2024c).

A ação do Comitê 1 sobre levantamento de dados de fronteira exploratória é no sentido da continuidade de um programa similar ao PPA, que abarque a aquisição de dados das bacias de fronteira e gere conhecimento.

Por outro lado, a produção de estudos técnicos sobre as bacias sedimentares gera atratividade para as bacias, principalmente as de fronteira exploratória. Nesse sentido, o Comitê 1 propõe uma ação com o objetivo de fomentar estes estudos. Essa ação poderá ser realizada a partir de publicações de avaliações mais completas das bacias, inclusive com a identificação de prospectos. Caso não haja essas avaliações prontas, o trabalho pode ser contratado e publicado.

Ainda sobre a atratividade das bacias, sugere-se a criação da “entidade” de blocos de estudos em áreas de fronteira exploratória. Nesse caso, a empresa terá o direito de avaliar o bloco por 2 anos, com investimentos mínimos (geoquímica / métodos potenciais e etc.) e terá posteriormente o direito de preferência para contratação da área.

8. CONCLUSÕES

Este relatório consolida as atividades realizadas pelo Comitê 1 - Disponibilidade do Gás Natural e apresenta as ações e medidas para o alcance dos objetivos esperados: aumentar a disponibilidade de gás natural para o mercado nacional; e avaliar medidas para redução dos volumes reinjetados além do tecnicamente necessário.

As atividades relacionam-se com as três frentes que suportam as metas do Comitê 1 e envolvem a avaliação e diagnóstico, a monetização e o potencial exploratório em áreas de fronteira. Para a avaliação da disponibilidade de gás nas bacias foi elaborado o panorama exploratório de cada bacia sedimentar, indicando as produções e as injeções de gás, além da capacidade de disponibilização no longo prazo. Com essa organização de informações, foi possível identificar as oportunidades e os desafios com relação ao gás natural em cada bacia.

No caso da Bacia de Santos, que se destaca como a principal produtora do País, a disponibilização de gás, atualmente, é influenciada pelos altos volumes injetados, devido aos teores de CO_2 elevados de alguns campos e à recuperação de óleo. Por isso, foram realizadas análises e avaliações, assim como a proposição de alternativas para a disponibilidade do gás. Para os melhores cenário avaliados, podemos ter uma disponibilidade de 60 milhões de metros cúbicos por dia a partir de 2030. Além disso, esta bacia, que possui uma grande oferta de gás, tem, no curtíssimo prazo, uma limitação de infraestrutura e, no médio prazo, a previsão de ociosidade efetiva das rotas de escoamento, devido ao natural declínio da produção. Neste último caso, além dos projetos já previstos, é necessário avanço exploratório em novas áreas com potencial e expectativa para gás.

Por fim, o Comitê 1 no decorrer de suas atividades consolidou um conjunto de ações e medidas para tratamento das questões relevantes dos temas tratados, que interferem de algum modo na disponibilidade de gás natural. A partir da metodologia 5W2H, foram apresentadas 20 ações, classificadas em 3 grupos (Meio Ambiente; Legal, Infralegal, Regulatório, Contratual; e Iniciativas) de acordo com a origem e o tema específico de cada.

Para os temas relacionados a meio ambiente, destacamos:

- Assinatura das AAAs existentes;
- Aprovação das novas Manifestações Conjuntas;
- Realização de novas AAAS
- Emissão da licença de perfuração dos blocos da Margem Equatorial
- Procedimento de consulta aos povos indígenas e comunidades tradicionais;
- Revisão do Decreto 8.437 para que o licenciamento do não convencional seja realizado exclusivamente pelas OEMAs; e
- Desenvolvimento da matriz de impacto e aspectos ambientais para o fraturamento hidráulico.

Para os temas relacionados aos aspectos legais e infralegais, destacamos:

- Medidas para agilizar a Oferta Permanente;
- Possibilitar o CNPE flexibilizar os valores de Royalties entre 5 e 15% no polígono do pré-sal;

- Redução dos Royalties da partiha de produção de áreas com baixa expectativa volumétrica e alto risco exploratório;
- Incentivar a exploração de áreas com menor atratividade;
- Monitorar o retorno dos investimentos nos polos Urucu e Bahia Terra ;
- Regulamentação do compartilhamento de unidades para viabilizar a produção de pequenos volumes (tie-back); e
- Polos industriai no entorno de campos com dificuldades de escoamento do gás natural.

Para as iniciativas, destacamos:

- Estratégia de curto prazo para aumento das capacidades das rotas 1, 2 e 3 e manutenção dos 20MMm3/dia da rota 2;
- Estratégia de médio prazo para aumento das capacidades das rotas 1, 2 e 3 - Adequação das UPGNs para processamento do gás do Pré-Sal;
- Estratégia de longo prazo para aumento das capacidades das rotas 1, 2 e 3 – Novos projetos;
- Incentivar o projeto Poço Transparente;
- Alternativas de Hub e Transferência de gás;
- Levantamento de dados em bacias de fronteira exploratória; e
- Estudos técnicos para aumento das atratividades das bacias.

O relatório e as proposições de ações e medidas serão submetidos à apreciação da Coordenação Geral do GT-GE. Com isso, são encerradas as ações do Comitê 1.

REFERÊNCIAS

Almeida, A., Lima, S., Rocha, P., Andrade, A., Brancos, C., & Pinto, A. (2010). *CCGS Opportunities in the Santos basin Pre-Salt Development.* Rio de Janeiro: SPE International Conference of Health, Safety and Enviroment in Oil and Gas Expploratin and Production (paper SPE-126566).

ANP. (2014). *Resolução ANP nº 21, de 10 de abril de 2014*. Fonte: Sistema de Legislação: https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-21-2014?origin=instituicao&q=fraturamento

ANP. (2023). *Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural*. Fonte: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural

ANP. (2023a). Gás para Empregar - Comitê 1: Disponibilidade de Gás Natural. *Apresentação: Poço Transparente - arcabouço regulatório para E&P de recursos não convencionais de gás natural*.

ANP. (2023b). Gás Para Empregar - Comitê 1: Disponibilidade de Gás Natural. *Apresentação: Indicação de áreas com potencial para a exploração de gás natural*. ANP/Diretoria IV/SAG.

ANP. (2023c). *Planilha Master - Dutos do Sistema de Escoamento*. Fonte: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p/gasodutos.pdf

ANP. (2023d). Fonte: https://reate.cprm.gov.br/anp/

ANP. (2023e). *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023*. Fonte: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico

ANP. (2023f). *Sistema de Consultade Dados Públicos*. Fonte: www.cdp.anp.gov.br

ANP. (2024). *Rodadas ANP*. Fonte: Diretrizes Ambientais: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/diretrizes-ambientais

ANP. (2024a). *Rodadas ANP*. Fonte: Oferta Permanente de Concessão: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc

ANP. (2024c). *Exploração e Produção de Óleo e Gás*. Fonte: Plano Plurianual de Geologia e Geofísica: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/copy_of_apresentacao

BRASIL. (2015). *Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015*. Fonte: Planalto: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/decreto/d8437.htm

BRASIL. (2021). *Lei nº 14.134, 8 de abril de 2021.* Fonte: Novo Marco Legal do Gás Natural: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm

Caudle, B., & Dyes, A. (1958). Improving miscicle displacement by gas-water injection. *Paper SPE - 911 Petroleum Trasnactions*, (pp. 281-284).

Enauta. (2023). *Enauta adquire o FPSO Cidade de Santos para operação de Uruguá-Tambaú*. Fonte: Fato Relevante:

https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/58581687-ef6b-4185-99f8-7189e4d08a71/d77c8a7c-244b-5346-a4c4-be9dadb34e29?origin=1

EPE. (2020). *Nota Técnica 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.* Fonte: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-462/NT%20Infraestruturas%20Essenciais.pdf

EPE. (2022). *Plano Decenal de Expansão de Enegia 2032.* Rio de Janeiro.

EPE. (2023a). *Estimativa de Volume in Place de Hidrocarbonetos nas Bacias Sedimentares Brasileiras: Estudo de Caso da Bacia da Foz do Amazonas. Relatório Interno.* Rio de Janeiro.

EPE. (2023b). *Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural - PIPE 2023.*

EPE. (2023c). *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás*. Fonte: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2021-2023

EPE. (2023d). *Modelagem de Plataforma Hub.* Nota de Esclarecimento.

IBGE. (2023). *Povos e Comunidades Tradicionais*. Fonte: https://censo2022.ibge.gov.br/sobre/povos-e-comunidades-tradicionais.html

MMA. (2015). *Portaria Interministerial nº 60, de 24 de março.* Fonte: https://www.gov.br/transportes/pt-br/centrais-de-conteudo/portariainterministerial602015-pdf

MME. (2012). *Portaria Interministerial 198 de 05 de abril.* Fonte: Diretrizes Ambientais: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/arquivos/portaria-interministerial-n198-mme-mma-2012.pdf

MME. (2023). Gás para Empregar - Comitê 1: Disponibilidade de Gás Natural. *Apresentação: Exploração e produção de recursos não convencionais*.

MME. (2023). *Informações Complementares ao Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural*. Fonte: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/anexos/informacoes-complementares-ao-boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-do-gas-n

Petrobras. (2021). Fonte: Programa de Descomissionamento de Instalações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e a Resolução ANP 817/20: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2021/arquivos/apresentacao-oportunidades-para-industria-espirito-santo-karen-10-11-21.pdf

Petrobras. (2023). *Oferta de Escoamento de Gás Natural*. Fonte: https://petrobras.com.br/negocios/oferta-escoamento-de-gas#:~:text=O%20modelo%20de%20neg%C3%B3cio%20para%20o%20acesso%

20de,o%20escoamento%20da%20sua%20produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20g%C3%A1s%20natural.

Petrobras. (2023a). *Plano Estratégico 2024-2028+*. Fonte: https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/4f907ee7-d09d-8692-07d0-6d387fcca45d?origin=2

Picanço, J. (2023). *Gás para Empregar - Comitê 1: Disponibilidade de Gás Natural.* Fonte: Apresentação: Potencial residual para hidrocarbonetos nas bacias do Amazonas e Solimões: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/comites-atas-apresentacoes-e-demais-documentos/comite-1-disponibilidade-do-gas-natural/04-potencial-residual-para-hidrocarbonetos-nas-bacias-do-am-e

Pizarro, J., & Branco, C. (2012). Challenges in Implementing an EOR Project ins the Pre-Salt Province in Deep Offshore Brazil. *SPE EOR Conferene at Oil and Gas West Asia.* Muscat, Oman.

Pizarro, J., & Branco, C. (2023). *Aproveitamento do Gás Natural Associado Produzido nos Campos do Pré-Sal - Nota Tecnica.* Rio de Janeiro: IBP.

PPSA. (2021). *E-book sobre acordo de individualização da produção AIP*. Fonte: https://www.presalpetroleo.gov.br/noticias/ppsa-lanca-e-book-sobre-acordo-de-individualizacao-da-producao-aip/

PUC-RIO. (2023). *Estudo sobre Gás Natural como Matéria Prima para as Indústrias de Fertilizantes e Química no Brasil*. Fonte: https://www.iepuc.puc-rio.br/dados/artigos/RelatorioGN-IEPUC_2023.pdf

Rostirolla, S. (2023). *Gás para Empregar. Comitê 1-Disponibilidade de Gás Natural.* Fonte: Apresentação: Potencial geológico para gás natural no Brasil: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/comites-atas-apresentacoes-e-demais-documentos/comite-1-disponibilidade-do-gas-natural/03-potencial-geologico-para-gas-no-brasil-sr-4-set-2023-v-pub

Skauge, A., & Sorbie, K. (2014). Status of Fluid Mechanics for Miscible and Immiscible WAG. *SPE EOR Conference at Oil and Gas Wets Asia*, (pp. Paper SPE-169747-MS). Muscat, Oman.

Zalán, P. V. (2023). Gás para Empregar - Comitê 1: Disponibilidade de Gás Natural. *Apresentação: A expectativa de oferta futura de gás natural no Brasil*.

ANEXO I

Registros das oito reuniões ordinárias do Comitê 1 – Disponibilidade de gás natural, do Programa Gás para Empregar, realizadas entre os dias 07 de agosto e 23 de outubro de 2023. Além das reuniões ordinárias, o Comitê 1 participou de quatro reuniões bilaterais com empresas petrolíferas para aprofundamento sobre projetos específicos.

Reunião do dia 07 de agosto de 2023, segunda-feira

Início das atividades do Comitê 1 e elaboração do Plano de Trabalho. No Plano de trabalho foram propostas as ações prioritárias:

Ações prioritárias para a avaliação da disponibilidade de gás nas bacias sedimentares brasileiras e das produções e reinjeções de gás em campos do Pré-sal;

Ações prioritárias para a facilitação da monetização do gás natural em áreas sob concessão com descobertas;

Ações prioritárias para a identificação de novas áreas exploratórias, ou de fronteira exploratória, com potencial para gás natural.

Nesta reunião foram elencados possíveis convidados que pudessem apresentar ao Comitê 1 informações e esclarecimentos sobre as frentes de trabalho sugeridas no Plano de Trabalho.

O Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC) fez uma consulta sobre Custo Brasil que está em fase de consolidação e poderia preparar uma apresentação focada em E&P para o Comitê 1.

Foi sugerido ainda, nivelar o conhecimento dentro do Comitê 1 com apresentações preliminares sobre a reinjeção de gás.

Reunião do dia 16 de agosto de 2023, quarta-feira

A reunião teve como pauta principal o grupo 1 de ações prioritárias, com foco em áreas que já produzem no cenário nacional e contou com duas apresentações com conteúdo voltado à avaliação da disponibilidade de gás nas bacias sedimentares brasileiras e das produções e reinjeções de gás em campos do Pré-sal; e uma sobre a Consulta Pública do Custo Brasil que está em elaboração na Secretaria de Competitividade e Política Regulatória (SCPR/MDIC), com ênfase nas contribuições recebidas com foco nas atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (E&P).

Os pontos abordados na apresentação do panorama da disponibilidade de gás natural das bacias sedimentares brasileiras referiram-se às áreas em estudo que necessitam de Manifestação Conjunta (MC) e/ou Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) para que possam ser ofertadas para concessão. As Manifestações Conjuntas de cerca de 400 blocos disponibilizados em Oferta Permanente estão próximas a expirar. Ainda na questão ambiental, existem blocos exploratórios sem atividade há mais de 5 anos por falta de licenças.

Um ponto destacado foi a necessidade de monetização de algumas áreas como a do campo de Juruá, na Bacia do Solimões, e as descobertas na Bacia do Parnaíba, subutilizadas pela falta de necessidade de uso das térmicas, em temporadas de reservatórios das hidroelétricas cheios.

Foram destacadas áreas com potencial a ser explorado, como as bacias de Tucano Sul, da Margem Equatorial e Sergipe águas profundas - SEAP, e com potencial para retornar a patamares mais altos de produção como as bacias de Alagoas (*onshore*), Espírito Santo e Recôncavo.

Na sequência foi apresentado o diagnóstico da exportação de gás natural na Bacia de Santos, com base nos dados históricos de 2015 a junho de 2023 e na previsão da produção do Programa Anual de Produção (PAP) de 2024 a 2027. O diagnóstico foi elaborado com a seleção dos grupos de campos que disponibilizam gás natural ou tem possibilidade de disponibilizar. A produção histórica e a previsão de produção de gás foram subdivididas em parcelas de exportação, injeção técnica, injeção complementar, consumo e queima.

A Pré-sal Petróleo SA (PPSA) apresentou os conceitos e desafios relacionados à reinjeção de gás nos reservatórios do Pré-sal. A apresentação contextualizou informações sobre a área do Pré-sal da Bacia de Santos, a presença de CO_2 nos fluidos e a estratégia utilizada para o desenvolvimento dos campos. A apresentação abrangeu de modo didático o funcionamento da separação do CO_2 do gás natural e o método de recuperação WAG – *water alternating gas*.

Na apresentação foi levantada a relevância da necessidade de padronizar a nomenclatura a ser utilizada para as parcelas reinjetadas de gás natural, para que haja um nivelamento do entendimento entre as instituições. Uma sugestão seria considerar a parcela referente à separação e injeção do CO_2 como mandatória ou ambiental, a parcela que contribui para o aumento da produção de petróleo seria a técnica, podendo existir uma outra, atrelada puramente a fatores econômicos.

Outros apontamentos do Comitê 1 nesta reunião foram:

a) A Oferta Permanente promovida pela ANP deve ocorrer ainda em 2023;

b) As duas AAAS concluídas (Solimões e SEAL/Jacuípe *offshore*) estão em fase de aprovação. Para isso, é necessário formar uma Comissão Interministerial MME-MMA para dar a chancela final nos trabalhos. O PPI possui uma equipe de meio ambiente que pode apoiar as discussões sobre Manifestação Conjunta e AAAS;

c) Existe uma possibilidade de *hub* para a Bacia de Santos que poderia disponibilizar gás natural na região, sem a limitação das plataformas. A separação seria realizada com duas fases de membranas. A principal questão além da identificação do volume seria a distância das áreas e a iniciativa de uma rota de escoamento adicional. No caso do campo de Mero, que possui teor de CO_2 em torno de 45%, uma iniciativa para monetização seria um *hub*, com unidade dedicada para especificar e exportar o gás;

d) No método WAG, a recuperação do óleo aumenta com a quantidade de gás injetado, em adição à corrente rica em CO_2, até atingir um valor ótimo que varia de acordo com as características de cada campo;

e) Sobre o Custo Brasil, a questão ambiental se destaca como um ponto principal trazendo entraves e insegurança para as companhias. Na consulta também foram destacadas questões sobre o Projeto Poço Transparente para o desenvolvimento de reservatórios não convencionais de petróleo e gás. Outras manifestações do Custo Brasil para as atividades de E&P que podem ser alvo de discussão no Comitê 1 são: carga tributária e fiscal e no investimento;

f) Operações que envolvem fraturamento hidráulico, no caso de reservatórios não convencionais, buscar o entendimento da razão das empresas não terem manifestado até o momento interesse no Edital do Poço Transparente.

Reunião do dia 21 de agosto de 2023, segunda-feira

A reunião objetivou ouvir empresas e associações com representatividade sobre os desafios de monetizar áreas com descobertas de gás, além de conhecer o posicionamento de segmentos da indústria sobre a importância da disponibilidade de gás natural para o desenvolvimento desse setor. Foram seis apresentações que trouxeram informações importantes para os trabalhos do Comitê 1.

Em nome da Coalizão pela Competitividade do Gás Natural foi apresentado o estudo Gás Natural como Matéria Prima para Indústria de Fertilizantes e Químicas no Brasil. Neste estudo, desenvolvido pela PUC/RJ, foi feita uma avaliação da parcela de gás natural necessária para a injeção do CO_2. Com relação a toda a parcela reinjetada, 29% seria CO_2 e 24% seria a parcela de gás arrastada pela membrana. Com isso, segundo o estudo, cerca de 47% do gás natural reinjetado não seria relacionado ao CO_2. O mesmo fracionamento foi aplicado em uma previsão da produção de gás natural, com o objetivo de verificar qual é o potencial máximo de disponibilização do Pré-sal. O potencial máximo, de acordo com as estimativas do estudo, ultrapassa as rotas planejadas. De acordo com estudo a capacidade de Rota para o Pré-sal é de 10MMm³/dia e que a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) de Caraguatatuba não tem tecnologia para separar etano e o gás do Pré-sal que é muito rico. Diante disso, foram apresentadas duas possibilidades de oferta de gás: a 1ª limitada pelas três rotas e a 2ª sem um limite de escoamento e sem uma avaliação sobre a injeção econômica, considerando apenas a questão do CO_2.

A Petrobras apresentou as descobertas recentes e os desafios na monetização do gás. Destacou a entrada de um novo ciclo com aumento de oferta, com crescimento de 70%, através da entrada de novas infraestruturas. Em paralelo, existe um esforço para maximizar a estrutura existente. Quando a Petrobras projetou a Rota 2, a capacidade nominal era de 16 MMm³/dia e foi possível fazer um incremento para 20MMm³/dia. No final de 2020, a ANP flexibilizou o limite mínimo de metano para aumento da entrega na Rota 1.

Sobre os novos projetos, o incremento de 70% se deve a entrada da Rota 3 (2024), do BM-C-33 (2028) e de SEAP (2028). A Petrobras ressaltou que são projetos idealizados há 10 anos, e que o esforço total da indústria é de 100 bilhões de reais. Foi destacado que, em muitos casos, a reinjeção do gás produzido é fator decisivo para a viabilidade econômica.

A Superintendência de Exploração- SEP da ANP apresentou as descobertas recentes de gás natural no Pré-sal e em terra. Mostrou a linha do tempo de um contrato

de E&P, pontuando que o operador tem uma possibilidade de postergar a declaração de comercialidade por cinco anos, prorrogáveis pelo mesmo período, caso sejam necessários novos estudos para a área. Em seguida, apresentou os poços recentes no Pré-sal das bacias de Campos e Santos, além da Bacia do Espírito Santo. No panorama das descobertas que possuem Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) estão: BM-C-33, Gato do Mato (BM-S-54), Libra remanescente e Monai (ES-M-669), Quindim e Brigadeiro (BM-ES-23) e Malombe (BM-ES-21). Dentre as descobertas *onshore*, foram citados os PAD de: Fazenda Cajuba (TUC-T-139 e TUC-T-147), Anebá (AM-T-84 e AM-T-85), Silves (AM-T-85), Lago dos Rodrigues (PN-T-48A, PN-T-66 e PN-T-67ª), Tianguar (PN-T-48), além das postergações da Declaração de Comercialidade dos blocos da Bacia do Solimões: SOL-T-169, SOL-T-170 e SOL-T-192.

O IBP apresentou os desafios na monetização de áreas com descobertas de gás natural. Citou o momento de transição para um mercado aberto destacando a necessidade de garantir a segurança jurídica e a livre negociação da molécula (de óleo e gás) a preços de mercado. A primeira onda vem com o mesmo gás só que vendido por outros e a segunda onda com novas empresas decidindo fazer o investimento. Pontuou que a injeção de gás para modulação da produção é importante para flexibilizar a oferta. Reforçou que a reinjeção atual nos campos do Pré-sal tem razões técnicas e econômicas que definiram os investimentos necessários há 5 e7 anos atrás. Apresentou uma proposta de agenda para reduzir riscos e incertezas, que está alinhada com as proposições do MME:

- Conclusão da agenda regulatória federal;
- Articulação com os estados para harmonização das regulações federal e estaduais;
- Aperfeiçoamento da tributação incidente sobre o gás natural;
- Acompanhamento da transição da indústria do gás natural para o modelo do Novo Mercado de Gás Natural;
- Maior clareza sobre o potencial de demanda.

A ABPIP apresentou as descobertas recentes e os desafios na monetização do gás nas bacias terrestres. Segundo a ABPIP a previsão de um investimento que permita o aumento da produção de petróleo e gás em terra alcance 500 mil boe/dia alcança cerca de R$40 bilhões até 2029. Ademais, a produção terrestre gera cerca de 315 mil empregos, entre diretos, indiretos e efeito-renda. Como barreiras, foram citadas as legislações estaduais (criação de taxas e novas tarifas), o equilíbrio entre penalidades e flexibilidade para fornecimento, o custo de transporte, a infraestrutura essencial (UPGN etc.) e a necessidade de celeridade nas medidas estruturantes.

A Eneva, empresa de energia que contém ativos de exploração e produção de gás natural nos estados do Maranhão, Pará e Amazonas, apresentou as descobertas e desafios na monetização de gás nas bacias da Região Norte e na Bacia do Parnaíba. A empresa apresentou a matriz elétrica passando para uma análise da transição energética e suas diferenças em termos globais. Sobre o Complexo Térmico do Parnaíba, foram apresentados os impactos socioeconômicos positivos. Segundo a Eneva, atualmente, cerca de 70 % das reservas de gás *onshore* do País estão na Amazônia e poderiam atender a plantas de fertilizantes no local com escoamento por rio. Considera que o *onshore* tem um papel fundamental na descarbonização do Brasil com a captura

e o armazenamento de CO_2. Na Amazônia Legal, o escoamento do gás natural pode ser viabilizado pelos modais fluvial e rodoviário. Desse modo, a manutenção das rodovias existentes é um ponto de destaque para as carretas criogênicas. Além disso, tem o Repetro e REIDI. Se o gás natural é o combustível da transição energética não faz sentido onerá-lo.

Reunião do dia 31 de agosto de 2023, quinta-feira

A reunião teve como foco avançar nas discussões sobre a disponibilidade de gás natural, sob a perspectiva da redução das reinjeções de gás natural, principalmente nas unidades do Pré-sal da Bacia de Santos. Foram quatro participações, que trouxeram insumos para as discussões e esclarecimentos para o Comitê 1: Grupo de Trabalho do próprio Comitê 1, Petrobras, Shell e IBP. O objetivo do Comitê 1 é encontrar soluções para disponibilizar mais gás sem detrimento à disponibilização de óleo e buscar abordar como exportar a maior disponibilidade de gás com a maior disponibilidade de óleo.

Na apresentação sobre a disponibilidade de gás natural e injeção na Bacia de Santos, foram apresentadas as previsões da produção de petróleo, gás natural total (produção bruta) e disponibilização de gás natural (produção líquida) na Bacia de Santos na perspectiva de longo prazo. Os desafios para a bacia envolvem, além de infraestrutura, a declaração de comercialidade das novas descobertas; a atratividade de outras oportunidades no Pré-sal com CO_2, questões de economicidade, volumes menores e risco geológico; o potencial da franja do Pré-sal; os desafios de licenciamento ambiental e a atualização de Planos de Desenvolvimento.

Foi apresentada uma sugestão de nomenclatura a ser adotada sobre as parcelas do gás natural produzido:

A Injeção Técnica é o volume necessário para garantir a Recuperação Avançada (EOR) incluindo a Injeção Mandatória (volume de CO_2 + CH4 arrastado no processo de separação de CO_2) e o gás natural complementar (parcela de gás natural adicional necessária para alcançar o volume de EOR planejado. Mais relevante em baixos teores CO_2);

A Injeção Total inclui a Injeção Técnica e o volume adicional injetado em razão da falta de infraestrutura de escoamento.

Sobre a injeção de gás natural na Bacia de Santos, foi realizada uma contextualização envolvendo as características do Pré-sal na Bacia, as rotas disponíveis e futuras, o detalhamento sobre a presença de CO_2 no óleo e seu uso positivo como método especial de recuperação (EOR). Atualmente na Bacia de Santos está em operação a Rota 1, que tem capacidade para 10 MMm^3/dia, a Rota 2, que tem capacidade para 16 MMm^3/dia, mas opera atualmente com 20 MMm^3/dia. Está prevista para julho de 2024 a entrada da Rota 3, na ocasião, com a operação completa das 3 rotas é esperada que a Rota 2 retorne aos 16 MMm^3/dia projetados.

Os teores elevados de CO_2 no Pré-sal da Bacia de Santos exige que os Planos de Desenvolvimento dos campos sejam elaborados com a previsão do dimensionamento da planta adequada para estes altos teores. O CO_2 constantemente reinjetado não impossibilita a produção de gás, pois o mesmo fica armazenado no reservatório. Essa situação limite pode acontecer no final da vida produtiva. Geralmente as plataformas

que reinjetam o gás por completo não apresentam um aumento significativo do teor de CO_2 no gás produzido.

A estratégia adotada no desenvolvimento dos campos é injetar o CO_2, adotando, sempre que possível, o método WAG (injeção de gás alternada com água). O método foi testado e validado para o Pré-sal de Santos. No processo WAG, injeta-se gás por meses e realiza-se em seguida a troca para água, que é então injetada por outros meses. Esses ciclos são periodicamente repetidos e podem ser iniciados por quaisquer dos dois fluidos. A presença do CO_2 possibilita condições mais favoráveis para obtenção da miscibilidade com o óleo, otimizando sua extração.

A separação do CO_2 do gás é realizada por membranas, separando uma corrente rica de CO_2 e um gás natural tratado. Por mais efetiva que seja a membrana, existe uma parcela de gás que é arrastada junto com o CO_2. Existe uma correlação do gás arrastado com o teor de CO_2 do gás produzido. Os campos com teor de CO_2 muito altos inviabilizam a exportação de gás por apresentar uma parcela de gás remanescente muito pequena. Além disso, o processo de separação de CO_2 utiliza grande espaço na superfície da plataforma.

A tecnologia de separação de gás líquido submarino, chamada HISEP (High-Pressure Separation), será testada no campo de Mero. O HISEP tem como objetivo separar o gás da parcela líquida e reinjetá-lo sem envio para a plataforma possibilitando a utilização de espaço na plataforma para a disponibilização de maior quantidade de óleo. O processo reduz consideravelmente a razão gás-óleo (RGO) dos fluidos produzidos, porém não separa o CO_2 do gás.

Segundo a Petrobras em um megaprojeto de águas profundas, são testadas diversas alternativas para o plano de drenagem, entrada e dimensionamento dos poços, o detalhamento do sistema submarino, da plataforma e do escoamento. Esses pontos não são variáveis independentes e um dos pontos considerados no plano de drenagem é qual será a estratégia de aproveitamento do gás. Após a seleção de estratégias e a combinação de incertezas, chega-se às distribuições de probabilidade. O critério de escolha observa as exigências legais, regulatórias e contratuais.

A seleção da melhor alternativa é uma escolha multicritério e os processos nesta fase são muitos. Entre a seleção de alternativas e o 1º óleo há um período superior a cinco anos. O investimento incluindo gasodutos e UPGN alcança bilhões de dólares a mais.

A Petrobras também abordou que o método WAG traz um ganho substancial na recuperação da jazida. A plataforma com exportação de gás esbarra no limite da tecnologia existente. Já são utilizados os maiores cascos do mundo e de 60 a 65% da área é dedicada ao gás. Com a reinjeção total, aumenta a capacidade de processamento de óleo na plataforma.

O aprendizado permitiu uma solução mais avançada para as plataformas P-84 e P-85, com capacidade de processamento de 225 mil barris/dia de óleo e capacidade de exportação de gás de 3,5 MMm^3/dia. O conceito *all eletric* otimiza e dá mais confiabilidade ao funcionamento da plataforma, mas não ocupa menos espaço.

Segundo a Petrobras, os novos projetos disponibilizarão mais 50 MMm^3/dia incluindo o início da Rota 3 em 2024, a entrada em operação do BM-C-33, recentemente

com as declarações comerciais denominadas de Raia Manta e Raia Pintada, em 2028 e Sergipe-Alagoas Águas Profundas - SEAP também em 2028.

A possibilidade de manter a atual disponibilidade do Rota 2 (é de 16 MMm³/dia, mas opera atualmente com ~~e~~ 20 MMm³/dia) após a entrada da Rota 3 está em estudo. Atualmente não é possível que o volume de 20 MM m³/dia seja mantido com a entrada da Rota 3, por questões de equipamentos e pressão nos pontos de recebimento. Existem projetos em estudo também para revitalização de campos, como por exemplo Tupi. Ademais, adequações na capacidade nominal das rotas são feitas constantemente pela Petrobras e envolvem a adequação na capacidade de recebimento do gás. Os contratos do Sistema Integrado de Escoamento de gás natural - SIE só tratam da capacidade do escoamento, mas a avaliação das capacidades, a garantia do escoamento e a parte técnica da infraestrutura são responsabilidades dos proprietários do duto.

A Shell apresentou as iniciativas potenciais para a viabilização da oferta competitiva de gás que envolvem ações de curto prazo, até dois anos, e de longo prazo, superior a dois anos, visando a competitividade e a disponibilização de volume. Segundo a Shell a descoberta de Gato do Mato está hoje novamente em uma fase de avaliação devido aos custos altos na cadeia de suprimento. Por isso, não é possível tratar com detalhe deste projeto no momento.

Sobre o arcabouço regulatório, existe uma previsão de estocagem na Lei do Gás, mas com uma necessidade de regulação da ANP. Sobre essa necessidade, inclusive, a Shell ponderou que a Nova Lei do Gás (Lei 14.134/21) estabeleceu um rol extenso de assuntos para serem regulamentados pela Agência. A ANP por sua vez já está estudando o assunto e tem a expectativa que entre na próxima agenda regulatória, mas ressaltou que neste meio tempo já pode trabalhar na autorização de casos concretos.

O IBP contratou um estudo sobre o aproveitamento do gás associado do Pré-sal no final de 2022 para entender melhor as parcelas da injeção. Como conclusão, é importante pensar que as decisões são técnico-econômicas baseadas em um arcabouço legal. Modificar projetos já decididos não parece viável. Se vamos olhar para frente, temos que pensar em segurança jurídica e estabilidade de regras. Isso é importante porque o Brasil concorre com outros países na atração de investimentos para o setor de petróleo e gás natural.

No caso do gás associado, temos um elemento a mais que é a demanda ininterrupta robusta competitiva de volume compatível. No curto prazo, é muito importante a discussão da especificação do gás e o mercado de etano, por exemplo. Para o futuro, é preciso pensar em *players* de *midstream* de gás.

O IBP concluiu a apresentação expondo princípios da Nova Lei do Gás que deveriam ser mantidos, como o de remover barreiras à entrada e criar outros incentivos à construção de um mercado competitivo de gás. O compartilhamento negociado de infraestruturas essenciais (de escoamento, processamento etc.) deve ser um dos princípios a serem mantidos e o proprietário deve decidir como será o uso das infraestruturas de escoamento. Pelo que se vê no Brasil, o acesso regulado não seria facilmente aplicado no escoamento. Destaca-se a diferença entre as infraestruturas do transporte, que tem um produto especificado, com relação ao escoamento, em que o produto gás natural bruto, apresenta ampla variação em sua composição química, refletindo um complicador para a questão da regulação. Existe um equilíbrio delicado

em garantir que novos investimentos sejam feitos na área e garantir o funcionamento dos dutos. O acesso a terceiro do SIE demandou acordos técnico-econômicos.

Reunião do dia 04 de setembro de 2023, segunda-feira

A reunião teve como foco o grupo de ações prioritárias, com foco nas áreas com potencial exploratório para gás, e contou com três apresentações de especialistas, contemplando as suas visões sobre o potencial de gás no território brasileiro.

A apresentação da Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica (SAG) discorreu sobre a indicação de áreas com potencial para a exploração de gás natural. A SAG da ANP tem duas competências principais: avaliar o potencial petrolífero das bacias sedimentares brasileiras e elaborar análises econômicas para subsídio técnico na definição dos parâmetros a serem aplicados nos editais das rodadas de licitações.

A Diretoria da ANP aprovou o Programa de Estudos Geocientíficos para Armazenamento de Gás (PAG). O primeiro projeto do PAG abordará a atividade de Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN).

Segundo a SAG, as bacias maduras em terra (Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo) trazem um componente social significativo. Algumas iniciativas da Agência que podem ser elencadas para essas bacias são a disponibilização gratuita de dados exploratórios, o bônus de assinatura mínimo, o desinvestimento da Petrobras, o impacto positivo da Oferta Permanente e a redução de *royalties*. Mesmo em bacias maduras ainda há um potencial para novas descobertas. Um exemplo é a Bacia do Recôncavo com 15 novas descobertas. Os campos depletados podem, potencialmente, serem utilizados para ESGN e captura e armazenamento de CO_2 (CCS) por já contarem com infraestrutura. Estudos adicionais são necessários, no entanto, para garantir que a infraestrutura existente esteja adequada ao novo projeto.

As bacias de fronteira terrestres (Solimões, Amazonas, Parnaíba, Paraná, Parecis, São Francisco e Tucano Sul) ocupam áreas bastante extensas e para o seu estudo são utilizadas análises multicritério envolvendo infraestrutura, dados exploratórios, histórico exploratório, atratividade geológica e outros.

A Margem Equatorial Brasileira (bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar) possui poços antigos e em águas rasas, em sua maioria. O último poço foi perfurado em 2015, que culminou com a descoberta de Pitu na Bacia Potiguar. A malha de sísmica 2D e 3D é adequada para indicação dos primeiros poços exploratórios, necessários para aprimoramento dos modelos geológicos. Existe ainda a previsão de aquisição sísmica nas áreas mais prolíferas e seis grupos de geocientistas distintos apontam que existe potencial na região.

A 11ª Rodada de Licitações, em 2013, registrou elevado interesse na região, com diversos blocos adquiridos. Entretanto, vários deles estão suspensos por dificuldades para obtenção de licenças ambientais.

Sobre a Margem Leste, o modelo geológico da Bacia de SEAL vem sendo calibrado com o avanço dos poços perfurados. Além de óleo leve, foram reportadas descobertas de gás natural. As bacias de Campos e Santos apresentam um grande avanço no número de áreas contratadas para o período de 2016 até 2023. Existe um

estudo para uma área dentro do polígono do Pré-sal com potencial para gás não associado.

Em 17 de setembro, foi aberto o 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão e a sessão pública de apresentação das ofertas está prevista para 13 de dezembro. A SAG vem fazendo um trabalho de aproximação com a indústria para compartilhar informações e atrair investimentos. Estão trabalhando também no redimensionamento dos blocos.

Sobre a Bacia de SEAL, a Exxon perfurou o um poço em uma área distal, próxima ao limite da crosta oceânica. A qualidade do reservatório foi boa, mas o resultado do poço foi seco. A Exxon parece estar com interesse de continuar com os blocos. Na Bacia de SEAL, o potencial de geração das formações Barra de Itiuba e Coqueiro Seco deve ser testado. Deve-se levar em conta que um poço apenas não testa o *play* e não prova a área, sendo necessária uma campanha exploratória robusta.

A apresentação de Sidnei Rostirolla teve como tema o "Potencial Geológico de Gás no Brasil". As grandes empresas continuam com foco exploratório no Brasil em águas profundas e ultra profundas. As empresas independentes focam o aumento da recuperação em campos maduros e, em menor escala, em atividades exploratórias de longo prazo (devido ao maior risco).

O Mar do Norte tem uma média de recuperação hoje de 45% devido à tecnologia aplicada. No Brasil, esse fator é inferior a 30% e, apesar das características geológicas distintas, é factível pensar em um aumento do fator de recuperação nas bacias maduras.

As bacias em áreas agrícolas (Paraná, Parecis e Solimões, principalmente) tem potencial para descobertas de gás que podem suprir a demanda local. Até 2030, o consumo de gás da Bolívia vai superar a sua produção e a suspensão da exportação deve abrir espaço para o gás produzido no Brasil. O gás descoberto no Brasil vai competir com o GNL que deve continuar com altos preços. Desse modo, precisamos fortalecer a indústria local de suprimentos e com mão de obra qualificada, para perfurar poços mais baratos (estratigráficos, paramétricos etc.).

Nos anos 70 e 80, perfurou-se muitos poços no Brasil. Percebe-se uma redução clara de esforço exploratório nos últimos anos. A queda de produção de gás em 2030 nos mostra a necessidade de esforço hoje para ter tempo para o ciclo exploratório e início da produção para a reposição das reservas. A descoberta de novas reservas depende de estudos em bacias prolíficas para gás, que devem receber fomento do governo com foco em estudos prospectivos. É importante buscar as áreas mais interessantes com a análise de *play*, para que haja investimento.

As geradoras paleozoicas geram gás seco e existe uma propensão a ter gás como fluido primário nas bacias interiores do Brasil. É fundamental saber onde tem geradora e levantar nas bacias a quantidade de hidrocarboneto que possa ter sido gerado.

A apresentação de Jorge Figueiredo foi sobre o "Potencial residual para hidrocarbonetos nas bacias do Amazonas e Solimões" e teve como foco a apresentação de expectativas volumétricas para estas bacias. Os volumes apresentados fazem parte do estudo que está sendo realizado para a EPE a partir de uma consultoria.

A Bacia do Amazonas é mais profunda que a do Solimões. O gerador está mais profundo e entrou na janela de geração mais cedo, o que pode gerar problemas de sincronismo. Foram estudados os geradores Barreirinhas, Ererê e Pitinga. Barreirinhas

foi considerado o melhor gerador. O estudo considerou a maturidade térmica do gerador no momento crítico a 210 Ma e um querogênio tipo II com 439 mg/g COT. Foram determinadas as áreas factíveis para o acúmulo de hidrocarbonetos utilizando-se o conceito de *play*.

Para o cálculo do volume foi utilizado o *net pay* de Azulão, 10 m, como valor médio. A porosidade foi retirada de testemunhos, na pasta de poço. Para 90% de risco foi aplicado o valor máximo e para 10% a média. Os volumes calculados se referem aos volumes totais *in place* dos possíveis *plays*. Estes volumes, quando ponderados por um risco geológico de 90%, caem uma ordem de grandeza. O estudo culmina com uma expectativa volumétrica para a Bacia do Amazonas, com foco no *play* Nova Olinda, sugerindo que as melhores áreas para a acumulação seriam localizadas em uma franja em porções mais proximais às bordas da bacia.

Reunião do dia 18 de setembro de 2023, segunda-feira

A reunião teve como foco o potencial exploratório para gás no País e a discussão ampla sobre os reservatórios não convencionais de gás natural. O potencial exploratório de gás que foi abordado pelo especialista e consultor Pedro Zalán, que discorreu sobre a "Expectativa de Oferta Futura de Gás Natural no Brasil", com base no recente artigo publicado na Revista Derbyana. Entre outras informações o especialista pontuou que Brasil tem um potencial de recursos prospectivos da ordem de 50 a 100 bilhões de boe recuperável. Considerando que se 50% desse montante for gás natural, seriam de 150 a 300 toneladas de pés cúbicos (tcf) a descobrir. Segundo Zalán, as bacias apontadas com alto potencial são Foz do Amazonas, Paraná, Santos Campos e Pelotas. Já as bacias de médio potencial são Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Camamu-Almada, Jequitinhonha e Espírito Santo. O consultor dividiu a apresentação em potencial descoberto e potencial a descobrir. Segundo ele os maiores potenciais já descobertos são: os campos do Pré-sal que devem escoar o gás pela Rota 3 em 2024; o BM-C-33, área para a qual foi citado o volume de 1 bilhão de boe recuperável, basicamente gás, com previsão de disponibilidade para 2028; campo de Bacalhau operado pela companhia Equinor, com mais de 1 bilhão de boe recuperável de petróleo e gás associado, com previsão de disponibilidade para 2025; descobertas de gás recentes, menores, na "cozinha externa" da Bacia de Campos; Seis campos da Petrobras na Bacia de Sergipe-Alagoas (SEAL) e blocos da Exxon que podem continuar com a exploração; Bacia do Parnaíba, fonte importante de gás natural; Bacia do Amazonas com o desenvolvimento dos campos de Azulão e Japiím; e Bacia dos Solimões com o Polo Urucu e as descobertas satélites e o Complexo Juruá.

Reunião do dia 04 de outubro de 2023, quarta-feira

A reunião objetivou a discussão interna do Comitê 1 na busca das consolidações dos resultados levantados pelo Comitê 1 e das informações trazidas por diversos agentes do setor de óleo e gás ouvidos nos últimos meses como parte do plano de trabalho proposto. Nesta reunião foi apresentada a proposta de estrutura do Relatório do Comitê 1 para validação do grupo, com a identificação dos tópicos a serem consolidados. Entre as informações discutidas, que comporão o relatório está o diagnóstico das bacias sedimentares brasileiras e os desafios associados para o desenvolvimento de cada uma delas. Um dos pontos de destaque é o vencimento até o

final de 2023 da Manifestação Conjunta de 319 blocos exploratórios que estão na Oferta Permanente. Essa é uma questão que atinge diretamente a atividade exploratória de petróleo e gás. Atualmente há um total de 955 blocos em Oferta Permanente. A MC tem validade de 5 anos.

Com relação aos recursos não convencionais, o tema foi tratado no Comitê 1 sob a ótica dos efeitos do Projeto Poço Transparente, que é uma iniciativa que busca promover o conhecimento e o desenvolvimento dessa atividade. Nesse sentido, entender a motivação para a ausência de adesão ao Projeto pelo Edital é importante no estabelecimento de melhorias ao processo. Outra discussão de relevância para as atividades de E&P de recursos não convencionais é a alteração do Decreto 8437/2015 para Licenciamento pelas OEMAS nas etapas de exploração e produção. Uma ação destacada é desenvolver diretrizes para Licenciamento Ambiental de Atividades de Exploração e Produção de Recursos não convencionais, no formato de caderno de boas práticas, considerando Termo de Referência Padrão, Matriz de Aspectos e Impactos Ambientais, além de Análises de Riscos Ambientais.

Reunião do dia 16 de outubro de 2023, segunda-feira

O gás natural produzido pode ser separado em parcelas de exportação, injeção e queima. No Comitê 1, a reinjeção do gás foi estudada exaustivamente, com o intuito de entender e buscar alternativas para uma maior disponibilização de gás. Percebeu-se a necessidade de alcançar em termos conceituais uma nomenclatura que proporcionasse um nivelamento dos diferentes segmentos para que as referências sejam as mesmas ao tratar do tema.

Nesse sentido o Comitê 1 propôs a nomenclatura para as parcelas do gás natural produzido, a fim de guiar as discussões nos diversos segmentos da indústria. O termo Injeção Mandatória, usado para designar as reinjeções de CO_2 e da eficiência da membrana de separação do metano, foi amplamente questionado, com a sugestão na sequência de que essa parcela fosse denominada de Técnica e a fração técnica de Recuperação Complementar, com o entendimento de que o técnico se dá por questões de eficiência de membrana e por características de CO_2. Também foi questionada se a injeção Mandatória poderia se chamar Compulsória. Com isso, foi pontuado que a injeção técnica foi inicialmente concebida para contemplar o que foi definido no desenvolvimento dos projetos e o VPL atrelado aos mesmos. O Comitê 1 por fim, retornou as discussões sobre a nomenclatura para levar sugestão com ajustes para o grupo.

A ANP confirmou que essa necessidade de reinjeção é levada em consideração nas análises dos Planos de Desenvolvimento (PD). Durante a elaboração do PD são solicitados diversos cenários. A PPSA também confirmou que quando um projeto é aprovado ele está de acordo com a melhor avaliação do momento. A análise do PD não é estática e plano é revisto ao longo do tempo, mas não existem intervalos fixos. A solicitação de revisão pode ser feita pelo operador ou pela ANP por diferentes motivos. A questão da recuperação do óleo envolve aspectos físicos e econômicos e cada operador tem sua avaliação do preço de longo prazo.

As previsões da produção de gás atuais sinalizam ociosidade das rotas de escoamento da Bacia de Santos no horizonte de dez anos, havendo espaço para a

utilização dessas rotas no futuro por outros projetos. Atualmente as Rotas 1, 2 e a 3 com previsão de início em 2024, funcionariam no limite, ultrapassando a capacidade em um breve intervalo, mas sendo a infraestrutura existente suficiente para atender ao gás exportado nos anos seguintes. A entrada em produção das áreas de Bacalhau Fase 2, Gato do Mato e Aram mantém a perspectiva de suficiência das rotas existentes, mas algumas adequações, especialmente as de processamento de gás, precisariam ser realizadas.

Nessa reunião foram apresentadas as ideias iniciais de medidas que o Comitê poderia apresentar no relatório final. Entre outros aspectos, algumas medidas discutidas no âmbito do Comitê 1 têm interface com o Comitê 2.

Reunião do dia 23 de outubro de 2023, segunda-feira

Foi realizada uma reunião para rediscutir a nomenclatura sugerida para as parcelas de injeção do gás natural. O objetivo foi esclarecer os conceitos envolvidos e tentar chegar em um acordo sobre a nomenclatura especialmente com relação à reinjeção técnica.

ANEXO II

PROPOSTAS DE AÇÕES E MEDIDAS PARA O AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL – *Meio Ambiente*

Comitê 1 do GT-GE

Determinar a intenção do que se pretende realizar, ou seja, definir e descrever o que será feito de fato, seria o objetivo do grupo	*Os métodos ou estratégias utilizadas para a condução do que foi estabelecido devem ser definidos para que o que foi idealizado seja executado da melhor forma.*	*Definição do local de realização*	*Deve-se definir quem ou qual área será responsável pela execução do que foi definido.*	*O tempo de execução – cronograma e prazos para a execução.*	*Trata-se da justificativa para o desenvolvimento do que foi proposto*
1W	**1H**	**2W**	**3W**	**4W**	**5W**
O que	**Como**	**Onde**	**Quem**	**Quando**	**Por que**
Assinatura das AAAS existentes (Solimões e SEAL/Jacuípe)	1) Edição de Decreto para regulamentar a recriação da Comissão Interministerial MME/MMA (MI) e finalizar as AAAS de Solimões e SEAL/Jacuípe 2) Publicação de Portaria com os representantes do MME/MMA na CI 3) Nomeação dos representantes da CI 4) Apreciação dos EAAS e Relatório conclusivo do GTA das AAAS de Solimões e SEAL/Jacuípe pela CI 5) Submissão dos pareceres da CI ao MME/MMA, para aprovação 6) Publicação no DOU do extrato do parecer da CI	- Casa Civil, MMA e MME	1) Casa Civil, com apoio do MMA/MME 2) MME 3) MME 4) CI 5) MMA/MME 6) MME	1) Jul/2024 2) Ago/2024 3)Até Fev/2025 4) Mar/2025 5) Abril/2025	A AAAS de Solimões e SEAL/Jacuípe estão em elaboração desde 2018. A sua aprovação é necessária para que blocos exploratórios voltem a ser ofertados nas Bacias de Solimões e SEAL/Jacuípe. A Bacia de Solimões tem uma forte vocação para produção de gás, sendo a Bacia terrestre com maior produção de gás natural no País.
Aprovação des novas Manifestações Conjuntas	- Retomada do procedimento de aprovação das Manifestações Conjuntas MMA/MME - Manifestações Conjuntas Pendentes aprovação das seguintes bacias: 1) São Francisco; 2) Parbaíba; 3) Recôncavo/Tucano; 4) Amazonas; 5) Tacutu; 6) Paraná; 7) Sergipe/Alagoas; 8) Pelotas (*offshore*); 9) Ceará; 10) Espírito Santo; 11) Margem Equatorial (218 blocos *offshore*) - Deve ser realizada AAAS; 12) Santos; 13) Campos	- MMA/MME	-MMA/MME	Até 12/2024	No final de 2023 463 blocos estarão fora da oferta permanente por vencimento das MCs. É necessário repor esses blocos para o próximo ciclo que se inicia em 2024, bem como avançar nos 1006 blocos em estudos, que dependem de MC ou AAAS.

Novas AAAS	1) Revisão dos procedimentos da AAAS e MC para ficar mais celere e robusta. 2) Utilização de verbas de PDI e outros mecanismos de fomento para realização: i) das AAAS, ii) dos estudos ambientais regionais iii) programas e planos ambientais regionais; e iv) Centros de monitoramento e tratamento de fauna. 3) Iniciar a discussão sobre a AAAS da Bacia da Foz do Amazonas.	MMA/MME/Ibama/ICMBio/ANP/EPE	MMA/MME/Ibama/ICMBio/ANP/EPE	1) Junho/2024 2) - Reunião de alinhamento (Jul/2024) - Realização de Workshop para tratar dos itens ii), iii), e iv) (Ago/2024 3) Realização da AAAS da Bacia do Foz do Amazonas e PAMA (início em Nov/2024)	Até o final de 2023 463 blocos estarão fora da oferta permanente por vencimento das MCs. É necessário repor esses blocos para o próximo ciclo que se inicia em 2024, bem como avançar nos 1006 blocos em estudos, que dependem de MC ou AAAS. Devem ser criados
Emissão de licença de operação para perfuração nas bacias da Margem Equatorial	1) Inclusão dos poços pioneiros das Bacias da Margem Equatorial no PAC 2) Criação da Sala de Situação de Licenciamento Ambiental dos projetos apresentados no PAC 3) Acompanhamento do pedido de reconsideração da Petrobras do FZA-M-59	1) PAC 2) PAC 3) Ibama/Câmara de Conciliação AGU	1)Casa Civil com apoio do MME/MMA 2) MME/Petrobras/Demais Operadoras com Bloco na Margem Equatorial 3) Ibama	1) Em andamento 2) Março/2024 3) Até Fev/2024	A partir de 2030, produção de petróleo e gás começa a declinar no País, e a exploração das bacias da Margem Equatorial é a oportunidade de manter a produção nacional e promover o desenvolvimento para os estados das regiões Norte/Nordeste.
Procedimento de consulta aos povos indígenas e tradicionais	1) Revisão da Portaria Interministerial MMA/MJ/MC/MS Nº 60/15	MMA	MMA, MME, MPI, MDA, MJSP, SPPI	Até Dez/2024	Portaria deve ser revisada para se dar segurança jurídica aos empreendimentos de petróleo, gás e energia da necessidade de consulta aos povos indígenas e quilombolas. Havendo a necessidade dessa consulta, estabelecer os procedimentos a serem adotados pelo MPI e MDA para consulta sobre os empreendimentos
Revisão do Decreto 8.437 para emissão de licenças para a realização de fraturamento hidráulico não convencional apenas pelas OEMAs	1) Exclusão da letra c), item VI, artigo 3° do Decreto 8.437/2015: "Art. 3 º Sem prejuízo das disposições contidas no art. 7 º, caput , inciso XIV, alíneas “a” a “g”, da Lei Complementar nº 140, de 2011 , serão licenciados pelo órgão ambiental federal competente os seguintes empreendimentos ou atividades: ... VI ... c) produção, quando realizada a partir de recurso não convencional de petróleo e gás natural, em ambiente marinho e em zona de transição terra-mar (*offshore*) ou terrestre (*onshore*), compreendendo as	1) Casa Civil	1) Casa Civil e MMA, com os subsídios do MME e SPPI	- Encaminhamento da Justificativa para alteração ao MMA (MME e SPPI - Até 01/2024) - Preparo de NT, EM e Minuta de Decreto (MMA/MME/SPPI até 03/2024).	- Trazer segurança jurídica aos Operadores - Otimizar a mão de obra do Ibama (Não tem rotina de licenciamento de empreendimentos *onshore* de E&P de Petróleo e Gás Natural)

Relatório Comitê 1 Disponibilidade do Gás Natural (0951568) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 142

	atividades de perfuração de poços, fraturamento hidráulico e implantação de sistemas de produção e escoamento;"				
Desenvolvimento de Matriz de Aspectos e Impactos Ambientais para o Fraturamento Hidraulico de Reservatórios Não Convencionais	1) Desenvolvimento da Matriz de Aspectos e Impacto 2) Consulta a OEMAs 3) Consulta Pública	1) IBP 2) ABEMA 3) MME/ABEMA	1) IBP/ABPIP/MME/SPPI 2) ABEMA/IBP/ABPIP/ MME/SPPI 3) MME/SPPI/ABEMA	1) Até Jun/2024 2) Até Ago/2024 3) Até Dez/2024	Dar apoio ao licenciamento da exploração e produção de recursos não convencionais no País e ao projeto Poço Transparente

PROPOSTAS DE AÇÕES E MEDIDAS PARA O AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL – Aspectos *Legais e Infralegais*

Comitê 1 do GT-GE

Determinar a intenção do que se pretende realizar, ou seja, definir e descrever o que será feito de fato, seria o objetivo do grupo	*Os métodos ou estratégias utilizadas para a condução do que foi estabelecido devem ser definidos para que o que foi idealizado seja executado da melhor forma.*	*Definição do local de realização*	*Deve-se definir quem ou qual área será responsável pela execução do que foi definido.*	*O tempo de execução – cronograma e prazos para a execução.*	*Trata-se da justificativa para o desenvolvimento do que foi proposto*
1W	**1H**	**2W**	**3W**	**4W**	**5W**
O que	**Como**	**Onde**	**Quem**	**Quando**	**Por que**
Medidas para a agilidade na Oferta Permanente	Será abordado no Programa Potencializa E&P	MME	1) MME, ANP e autor da proposta	1) 01/2024	O Sistema de Oferta Permanente implementado pela ANP tem apresentado grande avanço e precisa de uma reavaliação para a melhoria contínua. A última revisão do procedimento possibilitou realizar até 4 ciclos por ano.
Possibilitar ao CNPE determinar o valor dos *royalties* dos blocos exploratórios no polígono do pré-sal, entre 5% e 15%, a depender do potencial geológico da área.	Alteração do § 1o do Art. 42 da Lei 12.351/2010.	Congresso Nacional	MME e MF	1) Elaboração da Proposta de PL, EM e NT - MME e MF (Fev/2024) 2) Encaminhamento de PL ao Conhgresso Nacional	Os grandes prospectos do polígono do pré-sal de baixo risco geológico já foram descobertos e estão em desenvolvimento de produção. O efeito dos *royalties* de 15% na carga fiscal dos projetos de baixo volume e elevados teores de CO_2 afasta a declaração de comercialidade de projetos de baixa acumulação de petróleo e gás

Redução de *royalties* para a Partilha de Produção em áreas com baixa expectativa volumétrica/alto risco geológico	a) Adequar o *royalty* e percentual mínimo do excedente em óleo da união para os novos blocos. B) percentual mínimo do excedente ajustado por uma matriz, com base no tipo de fluído, volumes e contaminantes encontrados.				
Incentivar a explotação de áreas com menor atratividade.	Propor condições para renegociação de contratos de partilha, incluindo eventual prorrogação do prazo dos mesmos.				
Possibilidades de novos investimentos nos Polos Bahia e Urucu	Acompanhamento dos PAT/PAP da ANP. Nas Concessões, onde houver participação especial, diminuir alíquota para incrementos de produção em determinados PDs, definidos pela ANP.	ANP	ANP	contínuo	Monitorar o retorno dos investimentos e aumento da produção
Avanço regulatório para compartilhamento por diferentes empresas na utilização de tie-backs para viabilização de projetos	Avaliação do arcabouço regulatório. Retirar eventual regulação e permitir a livre negociação entre as Operadoras.	ANP	ANP	A definir	Verificar se o arcabouço regulatório é suficiente para os novos desafios de viabilizar a produção de *tie-back*
Polo industrial no entorno dos campos com dificuldade de escoamento	1) Criação do Programa Porencializa E&P 2) Retomar as Mesas REATE nos Estados para ter uma maior integração entre os Operadores de Campo produtores de Gás e potenciais empresas que necessitem de gás 3) Montar cronograma para as reuniões	Estados produtores de gás com dificuldade de monetização	Operadores e Empresas	1) Dez/2023 3) Até 02/2024	Foi identificado a necessidade das Bacias de Solimões, Amazonas e Parnaíba de ser ter opções de monetização do gás e explorar todo o potencial das Bacias. Uma das propostas foi a da criação de polos industriais para monetizar o gás produzido

Relatório Comitê 1 Disponibilidade do Gás Natural (0951568) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 144

PROPOSTAS DE AÇÕES E MEDIDAS PARA O AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL - *Iniciativas*

Comitê 1 do GT-GE

Determinar a intenção do que se pretende realizar, ou seja, definir e descrever o que será feito de fato, seria o objetivo do grupo	*Os métodos ou estratégias utilizadas para a condução do que foi estabelecido devem ser definidos para que o que foi idealizado seja executado da melhor forma.*	*Definição do local de realização*	*Deve-se definir quem ou qual área será responsável pela execução do que foi definido.*	*O tempo de execução – cronograma e prazos para a execução.*	*Trata-se da justificativa para o desenvolvimento do que foi proposto*
1W	**1H**	**2W**	**3W**	**4W**	**5W**
O que	**Como**	**Onde**	**Quem**	**Quando**	**Por que**
Estratégia de curto prazo para aumento das capacidades das Rotas 1, 2 e 3 - manutenção dos 20 MM m³/dia na Rota 2	1) Realização de reunião com Petrobras, ANP e MME. 2) Implementar ações para manter capacidade de 20 MM m³/dia na Rota 2.	1) MME	1) MME, ANP e Petrobras	1) 01/02/2024	Aumentar a capacidade de escoamento das rotas 1, 2 e 3 para absorver demandas esporádicas de gás
Estratégia de médio prazo para aumento das capacidades das Rotas 1, 2 e 3 - adequação da infraestrutura de processamento nas UPGNs para uso do gás proveniente do Pré-sal	1) Realização de reunião com Petrobras, ANP e MME. 2) Adequação da infraestrutura de processamento nas UPGNs para uso do gás proveniente do Pré-sal.	1) MME	1) MME, ANP e Petrobras	1) 01/02/2024	Manter a rota Mexilhão/UPGCA operando perto da capacidade nominal de 20 MM m³/dia
Estratégia de longo prazo para utilização das capacidades das Rotas 1, 2 e 3 - entrada de novos projetos	1) Avaliação das propostas de *Gas Hub* e Transferência de gás entre unidades. 2) Entrada de novos campos e /ou projetos complementares aos existentes.	1) PPSA	1) MME, PPSA, ANP, EPE Operadoras e empresas de infraestrutura	1) 01/03/2024	- Explorar ao máximo as possibilidades de utilização do gás do pré-sal e de CCU
Incentivar o projeto do Poço Transparente	Contratar empresa de serviço para fazer o poço, fraturamento e estudos, disponibilizando os resultados.		Serviço Geológico Brasileiro		
Alternativa de *HUB* e transferência de Gás	Conduzir estudos e avaliar época mais oportuna para implementar o *HUB*.		Operadores		
Avanço no levantamento de dados em bacias de fronteira exploratória	Retomar Plano de Aquisição de dados	Bacias de fronteira exploratória	ANP	2024/2025	
Atratividade das bacias - estudos técnicos	1) Publicar avaliações mais completas das bacias. Caso não tenha essas avaliações prontas, contratar esse trabalho e publicar estudos completos que incluam inclusive a identificação de prospectos. 2) Criar a figura de blocos de estudos em áreas de fronteira exploratório, onde a empresa terá o direito de avaliar o bloco por 2 anos, com investimentos mínimos (geoquímica / métodos potenciais etc) e terá posteriormente o direito de preferência para contratação da área.		1) ANP 2) CNPE/ANP		

Relatório Comitê 1 Disponibilidade do Gás Natural (0951568) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 145

ANEXO III

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Minuta Interna

DECRETO N. DE DE DE 2024.

Altera o Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015, que regulamenta o disposto no art. 7º, caput, inciso XIV, alínea “h”, e parágrafo único, da Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, para estabelecer as tipologias de empreendimentos e atividades cujo licenciamento ambiental será de competência da União.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 84, caput, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o disposto no art. 7º, caput, inciso XIV, alínea “h”, e parágrafo único, da Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011,

DECRETA:

Art. 1° Ficam revogados os seguintes dispositivos do Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015:

incisos XXVII, XXVIII e XXIX do art. 2°;

item c) do inciso VI do art. 3°

Art. 2° O Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015, passa a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 3º .....

VI - exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos nas seguintes hipóteses:

a) exploração e avaliação de jazidas, compreendendo as atividades de aquisição sísmica, coleta de dados de fundo (piston core), perfuração de poços e teste de longa duração quando realizadas no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar (*offshore*); e

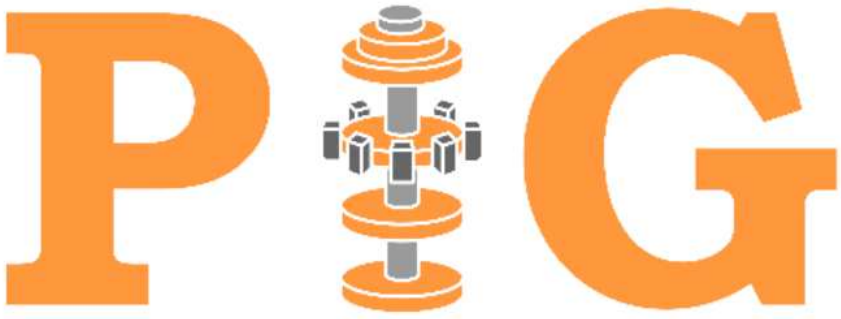
b) produção, compreendendo as atividades de perfuração de poços, implantação de sistemas de produção e escoamento, quando realizada no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar (*offshore*);”

Art. 3° Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Relatório Comitê 1 Disponibilidade do Gás Natural (0951568) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 146

Empresa de Pesquisa Energética

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte



2022

DEZEMBRO DE 2022

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/07/2022.REV1

Supervisão
Heloisa Borges Esteves

Coordenação Geral
Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Executiva
Marcelo Ferreira Alfradique

Coordenação Técnica
Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Equipe Técnica – DPG/SPG
Bianca Nunes de Oliveira
Carolina Oliveira Castro
Claudia Maria Chagas Bonelli
Henrique Plaudio G. Rangel
Luiz Paulo Barbosa da Silva

Equipe Técnica – DEA/SMA
André Cassino Ferreira
Daniel Filipe Silva
Elisangela Medeiros de Almeida
Glauce Maria Lieggio Botelho
Hermani Moraes Vieira
Thiago Galvão

Suporte Administrativo
Alize de Fátima Antunes Leal

https://epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/petroleo-gas-e-biocombustiveis

Ministro de Estado
Adolfo Sachsida

Secretário-Executivo
Hailton Madureira de Almeida

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
José Guilherme de Lara Resende

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Rafael Bastos da Silva

http://www.mme.gov.br/

Presidente
Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Heloísa Borges Esteves

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Erik Eduardo Rego

Diretora de Gestão Corporativa
Angela Regina Livino de Carvalho

http://www.epe.gov.br

Identificação do Documento e Revisões

Empresa de Pesquisa Energética

Área de estudo

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG)

Superintendência de Petróleo e Gás Natural (SPG)

Estudo

PIG – Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte

Revisão	Data de emissão	Descrição
r0	06/12/2022	Publicação no site da EPE
R1	07/02/2023	Revisão dos valores relativos às estações de compressão da Tabela 3 e da Tabela 8. Inclusão de folha com a identificação do documento e Revisões

Sumário

1. INTRODUÇÃO 2

2. AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE AMPLIAÇÃO DA MALHA EXISTENTE E DA DIVERSIFICAÇÃO DE OFERTAS 4

2.1. Expansão da infraestrutura no Nordeste 5
2.1.1. Custo da expansão sugerida 8
2.2. Expansão da infraestrutura no Sudeste 9
2.2.1. Custo da expansão sugerida 11

3. DETALHAMENTO DE GASODUTOS DE TRANSPORTE INDICATIVOS 12

3.1. Gasoduto Barcarena/PA – Belém/PA 16
3.1.1. Resumo do Traçado 17
3.1.2. Análise Socioambiental e dificuldades construtivas 17
3.1.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico 19
3.1.4. Estimativas de Custos 20
3.2. Gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG 21
3.2.1. Resumo do traçado 22
3.2.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas 22
3.2.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico 25
3.2.4. Estimativas de custos 26
3.3. Gasoduto Linhares/ES – Governador Valadares/MG 27
3.3.1. Resumo do traçado 28
3.3.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas 28
3.3.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico 30
3.3.4. Estimativas de Custos 31
3.4. Gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ 32
3.4.1. Resumo do traçado 33
3.4.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas 33
3.4.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico 35
3.4.4. Estimativas de Custos 36
3.5. Gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP 37
3.5.1. Resumo do traçado 38
3.5.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas 38
3.5.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico 41
3.5.4. Estimativas de Custos 41

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO 43

5. ATUALIZAÇÃO DOS CUSTOS DE PROJETOS ANALISADOS ANTERIORMENTE 45

5.1. Evolução dos custos de gasoduto no Brasil 45
5.2. Gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF 47
5.3. Gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE 49
5.4. Gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA 50

6. PANORAMA ATUALIZADO DOS PROJETOS ANALISADOS EM CICLOS ANTERIORES 52

6.1. Outros Projetos de Infraestrutura 55

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS 56

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 58

Lista de Figuras

Figura 1. Metodologia de análise de alternativas para expansão da malha de gasodutos de transporte 3
Figura 7. Mapa das soluções propostas pelas simulações para o Nordeste. 7
Figura 8. Mapa das soluções propostas pelas simulações para o Sudeste. 10
Figura 9. Mapa de localização das alternativas estudadas de gasodutos de transporte. 13
Figura 10. Mapa de localização do gasoduto Barcarena/PA – Belém/PA. 16
Figura 11. Mapa de relevância socioambiental na região da alternativa Barcarena/PA – Belém/PA 18
Figura 12. Mapa de localização do gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG. 21
Figura 13. Mapa de relevância socioambiental na região da alternativa Jacutinga – Uberaba 23
Figura 14. Mapa de localização do gasoduto Linhares/ES-Governador Valadares/MG 27
Figura 15. Mapa de relevância socioambiental da alternativa Linhares/ES – Governador Valadares/MG 29
Figura 16. Mapa de localização do gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ 32
Figura 17. Mapa de relevância socioambiental na região da alternativa São João da Barra/RJ-Macaé/RJ 34
Figura 18. Mapa de localização do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP 37
Figura 19. Mapa de relevância socioambiental da alternativa Duque de Caxias/RJ-Taubaté/SP 39
Figura 2. Evolução dos índices econômicos de 2019 até 2022 46
Figura 3. Evolução dos índices de custo de tubulação de 2019 até 2022 47
Figura 4. Evolução dos custos do gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF 48
Figura 5. Evolução dos custos do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA-Caucaia/CE 50
Figura 6. Evolução dos custos do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA - São Luís/MA 51
Figura 20. Mapa de alternativas de gasodutos apresentadas no PIG 2019, 2020 e 2022. 52

Lista de Tabelas

Tabela 4. Custos associados à expansão da capacidade de escoamento no Nordeste (injeção de gás da Bacia do SEAL via UPGN Atalaia) 8
Tabela 5. Custos associados à expansão da capacidade de escoamento no Nordeste (injeção de gás da Bacia do SEAL via gasodutos Catu-Carmópolis ou de interligação do Terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE) 9
Tabela 6. Custos associados à expansão da capacidade de escoamento no Sudeste (ampliação utilizando apenas ECOMP) 11
Tabela 7. Custos associados ao projeto do gasoduto Barcarena/PA-Belém/PA 20
Tabela 8. Custos associados ao projeto do gasoduto Jacutinga/ES – Uberaba/MG 26
Tabela 9. Custos associados ao projeto do gasoduto Linhares/ES – Governador Valadares/MG 31
Tabela 10. Custos associados ao projeto do gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ 36
Tabela 11. Custos associados ao projeto do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP 42
Tabela 12. Projetos de Gasodutos de Transporte analisados no ciclo do PIG 2022 43
Tabela 1. Custos associados ao projeto do gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF 48
Tabela 2. Custos associados ao projeto do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE 49
Tabela 3. Custos associados ao projeto do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA 51
Tabela 13. Andamento dos projetos de gasodutos de transporte analisados no PIG 2019 e 2020 54

1. Introdução

O Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) faz parte de um conjunto de estudos produzidos pela EPE a fim de reduzir a assimetria de informação e colaborar com o planejamento e o desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil. O PIG apresenta alternativas de gasodutos de transporte em nível conceitual segundo diretrizes para aumentar: a robustez da infraestrutura, a segurança do suprimento, as áreas não atendidas por gás natural e a conexão de ofertas e demandas isoladas entre si.

Em um breve histórico, o PIG foi idealizado considerando as contribuições recebidas durante a iniciativa Gás para Crescer em 2016, a revisão do papel dos estudos de expansão da malha de gasodutos de transporte do País promovida pelo Decreto nº 9.616/2018 (BRASIL, 2018), as diretrizes estabelecidas pelo Programa Novo Mercado de Gás de 2019, até alcançar o novo marco legal do gás natural pela Lei nº 14.134/2021 (BRASIL, 2021a). No Artigo 6° do seu Decreto nº 10.712/2021 (BRASIL, 2021b) afirma:

"A Empresa de Pesquisa Energética - EPE elaborará estudos técnicos, econômicos e socioambientais relativos às atividades da indústria do gás natural, em conformidade com as atribuições definidas na Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004 (BRASIL, 2004), e no seu estatuto social."

A primeira edição do PIG foi publicada em 2019 e teve por objetivo principal estudar a interconexão de novas fontes de oferta, entre eles os novos Terminais de Regaseificação de GNL, à malha integrada de gasodutos de transporte (EPE, 2019). Já a segunda edição do PIG foi publicada em 2020 e avaliou algumas alternativas de gasodutos que buscavam aumentar a integração da indústria de gás natural e disponibilizar este energético a novos mercados consumidores, com ênfase na interligação de novas capitais à malha de gasodutos de transporte (EPE, 2020).

Nesta edição do PIG, algumas diretrizes nortearam as alternativas apresentadas. A primeira é a busca pelo atendimento a capitais e regiões metropolitanas que ainda não possuem fornecimento de gás natural, conforme definidos na Lei nº 14.182/2021 e no seu Decreto nº 11.042/2022 (BRASIL, 2021c; BRASIL, 2022). Esta diretriz busca apresentar alternativas de gasodutos de transporte que possam, no futuro, auxiliar o atendimento às termelétricas a gás natural que poderão ser construídas pelos leilões vinculados a essa legislação. A segunda diretriz busca conectar novas ofertas, em especial GNL, a novos mercados consumidores além dos termelétricos citados. Por fim, têm-se, como terceira diretriz apresentar alternativas para aumentar a capacidade de exportação de gás natural da Região Sudeste para a região São Paulo-Sul, principalmente, pelo potencial de aumento da produção de gás natural advindo do pré-sal para os próximos anos.

A fim de cumprir estes objetivos, no PIG são apresentadas as análises realizadas pela EPE quanto aos gasodutos de transporte que podem vir a ser implementados nos próximos anos no Brasil, de forma indicativa, com base em estudos de oferta e demanda, além de análises técnico-econômicas e socioambientais. Mais especificamente, com base no detalhamento espacial da oferta e da demanda previstas de gás natural no Brasil, o PIG tem como objetivo propor e analisar alternativas de gasodutos de transporte indicativos que possam interligar as ofertas e as demandas potenciais de gás natural à malha integrada, ou mesmo conectá-las entre si, no caso de sistemas isolados. A metodologia utilizada no presente estudo é esquematizada na **Figura 1**.

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022 (0951569) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 152

Figura 1. Metodologia de análise de alternativas para expansão da malha de gasodutos de transporte
Fonte: Elaboração própria EPE.

Primeiramente, com base nos estudos de Oferta e Demanda realizados pela EPE, e em informações complementares, são definidos pares demanda/oferta para a elaboração de alternativas de gasodutos a serem estudadas. Além de conexões pontuais entre oferta e demanda, as alternativas podem incluir a conexão de novas ofertas ao Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN), ou a conexão do STGN a novas demandas ainda não atendidas. A análise socioambiental auxilia na escolha dos traçados, sugerindo os corredores mais indicados para a passagem dos gasodutos. Após a definição do traçado, é realizado o dimensionamento do projeto, definindo-se o diâmetro do gasoduto e outras características técnicas. Finalmente, estimam-se os custos de investimento (CAPEX) de cada uma das alternativas.

Cumpre destacar que cada versão do PIG complementa, e não substitui, a anterior, permitindo à sociedade ter uma variedade ampla de alternativas possíveis para o suprimento de gás natural no Brasil. Por este motivo cada nova edição traz uma atualização dos projetos anteriormente estudados em sua última seção.

Nesta edição, ainda, foi realizada uma avaliação da capacidade de ampliação da malha existente e de diversificação de ofertas que testou, através de simulações termofluido-hidráulicas, alguns cenários possíveis de oferta e demanda de gás que necessitariam de expansão da infraestrutura existente. A partir dos indicadores de necessidade de expansão, foram examinados cinco projetos de traçados de gasodutos, baseados nas diretrizes mencionadas acima, conforme os detalhamentos apresentados no capítulo 4. Para cada alternativa estudada, são apresentados os critérios técnicos, econômicos e socioambientais. Os resultados do estudo são resumidos e comentados de forma conjunta, avaliando-se os condicionantes que podem influenciar na sua viabilidade, bem como nas perspectivas de implementação de cada projeto.

Também foi realizada uma atualização de custos de gasodutos selecionados de outras edições do PIG que estariam ligados a temas abordados no estudo deste ano, bem como o acompanhamento dos avanços dos gasodutos já apontados nos dois ciclos anteriores do PIG.

2. Avaliação da capacidade de ampliação da malha existente e da diversificação de ofertas

Antes da análise de ampliações de projetos de infraestrutura, é importante avaliar a possibilidade de uso da malha já existente. Por este motivo, esta seção tem por objetivo trazer análises realizadas pela EPE relacionadas a sugestões de ampliação na infraestrutura de transporte de gás natural existente, com foco na maximização do uso do gás nacional sempre que possível, visando a expansão da malha e o reforço da segurança energética, levando em conta as projeções de oferta e demanda elaboradas pela EPE para o ano de 2032. As últimas edições do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) previram a possibilidade de aumento da produção de gás natural na província do pré-sal e na Bacia de Sergipe-Alagoas (SEAL) nos próximos anos, além de se esperar um aumento na oferta oriunda da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) Guamaré (EPE, 2022a). Dessa forma, buscou-se maximizar a utilização dessas fontes de oferta para regiões consideradas estratégicas em termos de planejamento da rede de transporte de gás.

No que tange à oferta da Bacia do SEAL e da UPGN Guamaré, buscou-se encontrar soluções através de simulações termofluido-hidráulicas que pudessem transportar uma parcela adicional dessa oferta em direção à Pecém/CE. Esta análise foi motivada pelas prerrogativas da Lei nº 14.182/2021, juntamente com o seu Decreto nº 11.042/2022, que versam, entre outros pontos, sobre a construção de usinas termelétricas em capitais ou regiões metropolitanas na Região que, na data de publicação da Lei, não possuíam ponto de suprimento de gás natural.

Estes normativos mencionam, ainda, a preferência pela utilização de gás de origem nacional. Soma-se a esse fato a existência de projetos de gasodutos autorizados que partem de Pecém/CE rumo às regiões metropolitanas de Teresina/PI e São Luís/MA, bem como os gasodutos indicativos propostos no PIG 2020 localizados nesta região. Dessa forma foram desenvolvidas soluções de escoamento do gás através da malha de transporte integrada que possibilitassem um maior uso do gás da Bacia do SEAL e da UPGN Guamaré visando estimular a expansão da malha a partir de Pecém/CE, em direção às capitais supracitadas e o abastecimento das novas usinas termelétricas descritas nos termos da Lei nº 14.182/2021 e do Decreto nº 11.042/2022 por meio de gás nacional.

Quanto à oferta do pré-sal, buscou-se encontrar soluções através de simulações termofluido-hidráulicas para aumentar o fluxo de escoamento desta oferta entre as malhas da TBG[1] e NTS[2], que atualmente possuem um limite de movimentação de gás em torno de 12 milhões de m³/dia. A motivação para a busca destas soluções se deve à possibilidade de redução do gás importado da Bolívia, seja por questões contratuais, seja por questões de redução do ritmo da produção nacional boliviana. Somam-se a isso a expressiva quantidade de recursos nacionais projetados para serem injetados na malha no estado do Rio de Janeiro, as limitações de escoamento do gás oriundo da malha da NTS para a malha da transportadora TBG, que conta hoje com restritas opções de oferta, além da possibilidade de redução da oferta de gás injetada na malha no estado de São Paulo, na UPGN de Caraguatatuba. Dessa forma, visou-se reduzir e prevenir gargalos, além de reduzir a dependência internacional de molécula de gás em importantes estados da economia brasileira, ao mesmo tempo que se otimiza a utilização dos recursos nacionais.

[1] TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.

[2] NTS – Nova Transportadora do Sudeste S/A

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022 (0951569) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 154

Por questões de simplificação da modelagem e discussão nesta seção, buscou-se trazer soluções que contemplassem menores intervenções de obras possíveis, dando preferência à expansão da capacidade na malha com ECOMPs, para só então partir para soluções envolvendo duplicações e *loops* de gasodutos. Cabe ressaltar que as soluções aqui discutidas não são exaustivas, sendo possíveis outras soluções para a mesma condição a qual se procura resolver.

As simulações termofluido-hidráulicas fizeram uso dos dados mais recentes de projeções de oferta e demanda que compõem as projeções decenais, o que permitiu a identificação de gargalos e necessidades de ampliação das capacidades de escoamento ao longo da malha integrada. Os resultados obtidos de pressão e vazão ao longo dos testes de escoamento foram comparados com parâmetros técnicos dos gasodutos, pontos de entrega e compressores, tais como pressões e vazões mínimas e máximas de operação destas infraestruturas. Deste modo, nas situações em que estes parâmetros não fossem atendidos, caracterizava-se uma restrição na malha, tendo sido propostas ampliações à luz das restrições identificadas.

2.1. Expansão da infraestrutura no Nordeste

Conforme explicitado anteriormente, neste item buscou-se desenvolver soluções de escoamento que ampliassem a utilização do gás da Bacia do SEAL e da UPGN Guamaré, enviando estas ofertas em direção à extremidade norte da malha de transporte integrada, em Pecém/CE, de forma a viabilizar a expansão da malha a partir deste ponto, tanto através dos gasodutos autorizados quanto por aqueles estudados no PIG 2020.

Outro fato de relevante importância para análise das expansões para o Nordeste é que o terminal de GNL da Petrobras em operação em Pecém/CE, com capacidade máxima de regaseificação de 7 milhões de m³/dia, apresenta possibilidade de descomissionamento ao final de 2023 devido ao fim do período de exclusividade de uso do píer pela Petrobras junto ao Porto de Pecém, situação a qual ainda não foi equacionada publicamente.

Além disso, embora haja ainda a previsão de construção de um novo terminal de GNL em Pecém/CE pelo consórcio Portocém[3] não há indícios públicos de que este terminal se conectaria à malha integrada, de modo que o trecho final, no extremo norte da malha integrada de gasodutos, poderia perder uma importante fonte de oferta de gás natural.

Ambos os fatos, aliados às motivações supracitadas, corroboram a análise realizada pela EPE com o intuito de levar parte da oferta da Bacia do SEAL para esta região. Embora haja estas incertezas com relação ao fornecimento de GNL na região de Pecém, para fins de estudo do PIG 2022, trabalhou-se com a hipótese de que o terminal da Petrobras em operação seguiria disponível e seria o único conectado à malha, na região de Pecém, em todo horizonte decenal analisado.

Como ponto de entrada da oferta de gás proveniente da Bacia do SEAL, foram estudadas três possibilidades: entrada através da UPGN de Atalaia, no Sergipe; ou diretamente no gasoduto Catu-Carmópolis; ou no gasoduto de interligação do terminal de Barra dos Coqueiros/SE à malha integrada, já anunciado pela transportadora TAG (TAG, 2022). As alternativas de conexão não

[3] O consórcio Portocem se sagrou vencedor no Leilão de Reserva de Capacidade em 2021 para a construção de uma termelétrica de 1,5 GW no município (CMSE, 2022), bem como do terminal de GNL para atendimento desta usina,

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022 (0951569) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 155

utilizando a UPGN Atalaia só seriam possíveis caso a Petrobras realizasse o tratamento do gás explorado na Bacia do SEAL na plataforma *offshore*, enviando à terra o gás natural já especificado.

Caso a oferta de gás da Bacia do SEAL seja disponibilizada na UPGN de Atalaia, verificou-se a necessidade de uma ECOMP em Divina Pastora/SE (4,5 milhões de m^3/dia) para escoar o volume previsto para esta bacia. Outra possibilidade testada foi a duplicação do gasoduto Atalaia-Itaporanga de 28,7 km. Estas soluções proporcionariam elevação do potencial de aproveitamento da Bacia do SEAL para valores em torno de 12 milhões de m^3/dia, tendo como destinação não só o norte da malha integrada, como testado aqui, mas também para Alagoas e Bahia, diminuindo (ou eliminando) a eventual necessidade de regaseificação no terminal de GNL da Baía de Todos os Santos, em Madre de Deus/BA. Porém, caso a oferta de gás da Bacia do SEAL seja disponibilizada diretamente na malha integrada no gasoduto Catu-Carmópolis ou mesmo no futuro gasoduto que interligará o terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE à malha integrada, não haveria nenhuma restrição na movimentação do gás tanto para sentido norte quanto para o sul da malha integrada.

Contudo, uma vez solucionado o problema no início do escoamento da produção da Bacia do SEAL rumo ao extremo norte da malha integrada, há ainda uma restrição de escoamento nos gasodutos Nordestão e GASFOR que limitaria que esse gás seja movimentado até o Ceará. Neste sentido, a UPGN Guamaré passaria a ser um importante ponto de oferta para o extremo norte da malha, injetando aproximadamente 4,1 milhões de m^3/dia de gás natural para o abastecimento das expansões a partir de Pecém/CE ou nos cenários em que não haveria ofertas de GNL na região.

Além da relevante participação da UPGN de Guamaré, viu-se a necessidade de deslocamento da ECOMP existente de Aracati/CE, em 20 km em direção a Pecém/CE, bem como a instalação de uma nova ECOMP em Mossoró/RN, ambas no GASFOR e vazão aproximada de 2,5 milhões de m^3/dia. Esta solução permitiria acréscimo no fluxo de gás transportado nesse sentido, no entanto, para que haja um maior envio de gás da Bacia do SEAL em direção ao Ceará, haveria a necessidade de uma duplicação do gasoduto Nordestão, de 423 km, bem como a finalização do GASFOR II, cujo primeiro trecho (Horizonte/CE-Caucaia/CE) já se encontra em construção.

A **Figura 2** apresenta o mapa com a infraestrutura existente de gás natural na região Nordeste e os resultados da simulação para escoamento do gás produzido na Bacia do SEAL.

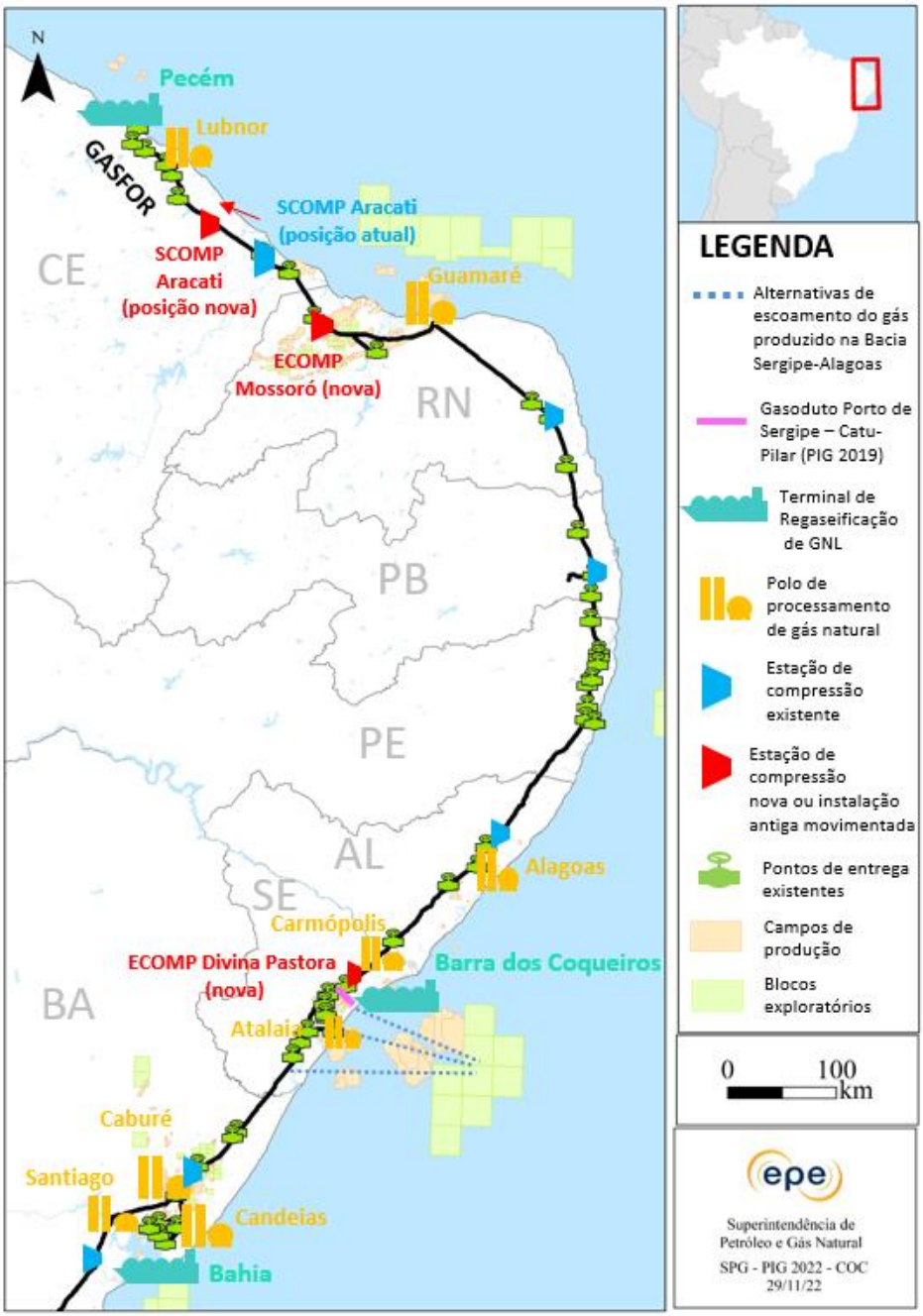


Figura 2. Mapa das soluções propostas pelas simulações para o Nordeste.
Fonte: Elaboração própria EPE.

Destaca-se que a duplicação de um trecho do Nordestão faz parte das intenções de investimentos da transportadora TAG para os próximos anos. A empresa tem intenção de duplicar cerca de 200 km de extensão do duto, de forma a ampliar a vazão neste trecho em 2,5 milhões de m³/dia. O novo gasoduto teria diâmetro de 20 polegadas e, segundo a TAG, a ampliação custaria R$ 1,8 bilhões (TAG, 2022).

Ressalta-se que a elevação de participação do gás nacional, decorrente das ampliações sugeridas, possibilitariam uma menor utilização do terminal de Pecém/CE para atendimento das demandas existentes, liberando sua capacidade para abastecimento de outros clientes. Deste modo, a oferta deste terminal poderia ser disponibilizada para atendimento das expansões da malha a partir

de Pecém, em direção às capitais do Nordeste que não possuíam ponto de suprimento de gás natural até julho de 2021 (de acordo com a Lei nº 14.182/2021 e o Decreto nº 11.042/2022), Teresina/PI e São Luís/MA. Por outro lado, caso o terminal de Pecém seja desmobilizado ou o futuro terminal da Portocém não venha a ser conectado à malha, estas mesmas ampliações permitiriam o pleno atendimento das demandas existentes no extremo norte da malha integrada através de utilização de gás nacional.

Por fim, cabe destacar que o que foi tratado nesta seção diz respeito apenas às movimentações físicas na malha, não implicando necessariamente em gargalos contratuais. Deve-se salientar que, a adoção do sistema de entrada e saída na malha de transporte integrada poderia permitir a diversificação da contratação de gás junto a outros agentes, sendo disponibilizado aos consumidores, por *swap* contratual, uma vez comprovada a viabilidade física da operação.

2.1.1. Custo da expansão sugerida

Para as soluções encontradas nos testes de simulação termofluido-hidráulicas, foram feitas as estimativas de custo das expansões sugeridas com as ECOMPs, conforme a **Tabela 1** e a **Tabela 2**. Cabe destacar que a **Tabela 1** é relativa aos custos associados à expansão por meio da injeção de gás da Bacia do SEAL via UPGN Atalaia e considera o custo de duas novas ECOMPs (Divina Pastora/SE e Mossoró/RN) e o deslocamento de uma ECOMP existente (Aracati/CE). A **Tabela 2** é relativa aos custos associados à expansão por meio da injeção de gás da Bacia do SEAL via gasodutos Catu-Carmópolis ou de interligação do Terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE e considera o custo de uma nova ECOMP (Mossoró/RN) e o deslocamento de uma ECOMP existente (Aracati/CE). Os custos apresentados na **Tabela 2** não consideram os valores associados a construção dos gasodutos incluídos na solução.

Tabela 1. Custos associados à expansão da capacidade de escoamento no Nordeste (injeção de gás da Bacia do SEAL via UPGN Atalaia)

Descrição		
Custos Diretos	**R$ milhões**	**%**
Componentes	222	56,1
Construção e Montagem	64	16,2
Terrenos	0	0
Custos Indiretos		
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	52	13,2
Contingências	57	14,5
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)	**396**	**100**

Fonte: Elaboração própria EPE.
Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Tabela 2. Custos associados à expansão da capacidade de escoamento no Nordeste (injeção de gás da Bacia do SEAL via gasodutos Catu-Carmópolis ou de interligação do Terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE)

Descrição		
Custos Diretos	**R$ milhões**	**%**
Componentes	91	47,2
Construção e Montagem	47	24,5
Terrenos	0	0
Custos Indiretos		
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	27	13,9
Contingências	28	14,3
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)	**192**	**100**

Fonte: Elaboração própria EPE.
Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

2.2. Expansão da infraestrutura no Sudeste

Para o Sudeste, as análises nesta seção buscaram encontrar soluções para aumentar o fluxo de escoamento de gás entre as malhas da TBG e da NTS, devido às razões citadas anteriormente – maior aproveitamento do gás do pré-sal e redução da dependência do gás boliviano.

Atualmente, a conexão entre as malhas é feita através do gasoduto GASCAR em operação, que tem capacidade máxima de escoamento de aproximadamente 12,5 milhões de m³/dia. Como primeira etapa, buscaram-se soluções com estações de compressão que pudessem aumentar a capacidade máxima de escoamento por esta rota para montantes próximos aos habituais 20 milhões de m³/dia fornecidos pela Bolívia, de forma a dar resiliência à malha da TBG caso haja reduções de fornecimento de gás por parte da Bolívia ao Brasil mais expressivas que as já observadas em 2022 (AGÊNCIA BRASIL, 2022). Esta primeira solução permitiria que a ampliação da capacidade para envio de gás para a malha da TBG fosse feita de forma escalonada, adequando o cronograma de entrada em operação às demandas por gás ao longo do tempo, otimizando os desembolsos necessários.

Nesta lógica, as simulações termofluido-hidráulicas apontaram como solução uma nova ECOMP no município de Japeri/RJ. Este novo equipamento permitiria aumentar o fluxo de escoamento de gás entre os estados do Rio de Janeiro e São Paulo para 20 milhões de m³/dia. Este montante equivale atualmente à vazão máxima contratada de gás da Bolívia transportada no GASBOL, o que aumentaria a robustez de ofertas de gás para a malha da TBG e a segurança energética enquanto reduziria a dependência em relação ao gás boliviano.

Quando se eleva a quantidade de gás a ser transferido entre as malhas da TBG e da NTS, para níveis em torno de 25 milhões de m³/dia, buscando maior aproveitamento do gás do pré-sal que chega ao estado do Rio de Janeiro e uma dependência menor ou nula do gás boliviano, a expansão na infraestrutura de gás existente teria necessariamente que passar pela duplicação de gasodutos, em conjunto com novas ECOMPs.

Embora haja hoje a perspectiva de entrada de novos terminais de GNL na malha da TBG no decênio, o que já aumentaria opções de molécula de gás para esta região, a expansão da conexão nessa magnitude também favoreceria uma menor exposição aos preços internacionais de GNL, que apresentam uma alta volatilidade, ao passo que aumentaria o aproveitamento do gás da produção

de origem nacional, principalmente a do pré-sal. Este montante a ser entregue na malha da TBG está alinhado com as expectativas de ampliação da transportadora NTS para a sua rede de gasodutos nessa região (EPBR, 2022a).

A solução que se propõe para alcançar a vazão máxima de escoamento de 25 milhões de m³/dia no fim do GASCAR, testada através de simulações, contaria com uma duplicação do gasoduto GASJAP (Japeri-REDUC) de 45,3 km e 28 polegadas em conjunto com uma duplicação do gasoduto GASCAR no trecho Taubaté-Japeri de 249,2 km e 28 polegadas. Somam-se a estas duplicações, a necessidade de uma nova ECOMP em Japeri/RJ, analogamente ao resultado da simulação anterior, além de uma nova ECOMP na cidade de Piracaia/SP no trecho entre Taubaté/SP e Paulínia/SP do GASCAR. A **Figura 3** mostra esquematicamente a solução proposta com base nas simulações realizadas.

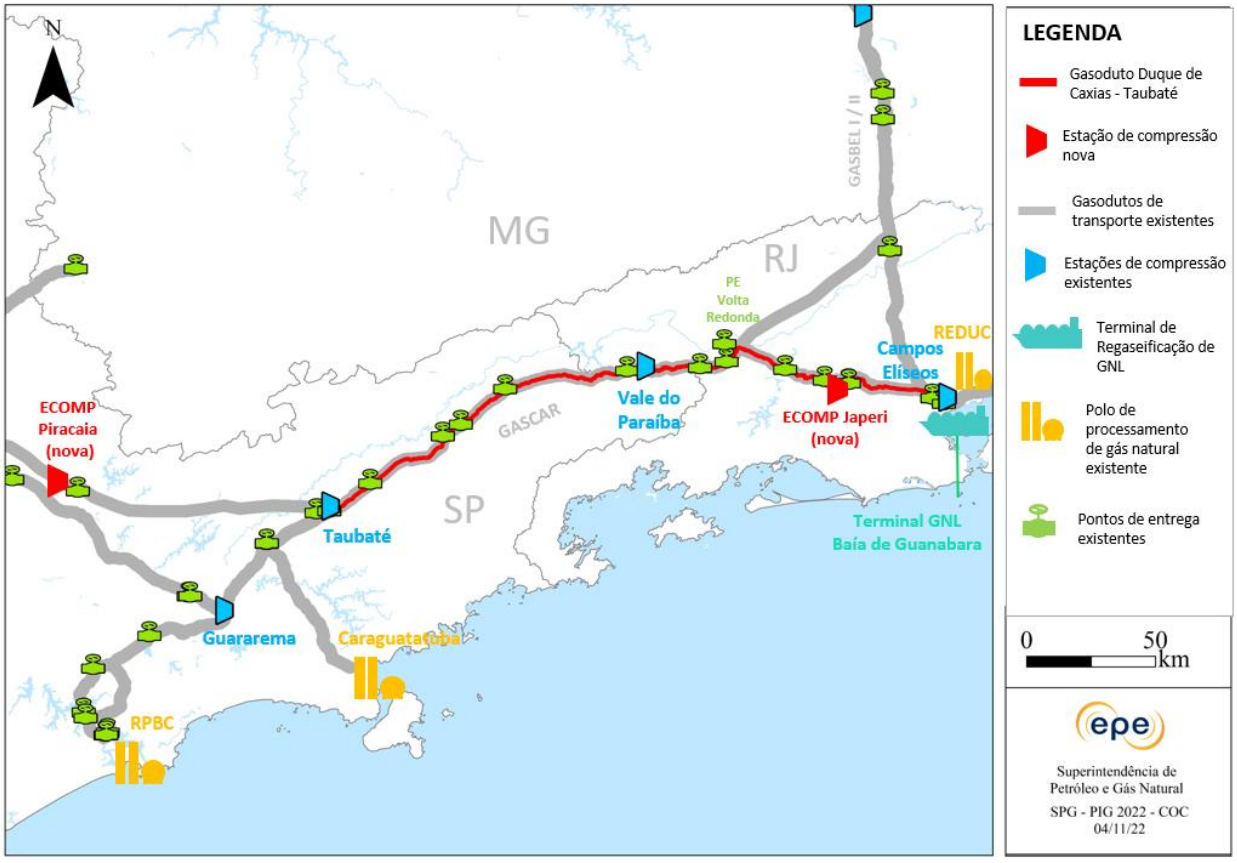


Figura 3. Mapa das soluções propostas pelas simulações para o Sudeste.
Fonte: Elaboração própria EPE.

Pela complexidade dessa solução, optou-se por inserir esse gasoduto também nas alternativas propostas pela EPE dentro deste ciclo do PIG e fazer uma análise detalhada do traçado e dos custos envolvidos para esta ampliação. No entanto, nesta seção será apresentado somente o custo da solução que contempla unicamente a estação de compressão de Japeri/RJ, visando a movimentação de 20 milhões de m³/dia. Já a solução capaz de transporte 25 milhões de m³/dia, que envolve a análise do traçado das duplicações será apresentada na Seção 3.5.

É relevante destacar que a solução apresentada nesta seção pressupõe maiores limitações à capacidade da UPGN de Caraguatatuba (UTGCA) em injetar gás na malha, visto as perspectivas de redução da produção de Mexilhão. O gás deste campo é necessário para a composição do *blend* de

gás a ser processado na UTGCA, juntamente com gás do pré-sal. Deste modo, a queda da produção deste campo reduz a capacidade da UPGN em processar gás do pré-sal, resultando, por fim, em diminuição da oferta por esta UPGN. Neste sentido, os resultados de ampliação de infraestruturas obtidos levaram em conta uma oferta da ordem de 4 milhões de m^3/dia pela UTGCA, aproximada a partir das projeções da EPE (2022b), o que exigiria uma maior movimentação de gás do pré-sal vindo do estado do Rio de Janeiro, das UPGNs Cabiúnas e do futuro Polo Gaslub.

Entretanto, em cenários mais otimistas, a redução de oferta esperada pela UTGCA para o decênio pode ser mais branda ou até vir a não se concretizar, visto a possibilidade de readequação da UPGN por parte de terceiros interessados em acesso a essa unidade ou uma mudança de visão por parte da Petrobras. Adicionalmente, a flexibilização trazida pela Autorização Especial ANP nº 836 de 2020 (ANP, 2020), bem como as discussões que têm ocorrido em relação à especificação do gás natural, também podem resultar em elevação da utilização da UTGCA. Ao se definir novos parâmetros para especificação do gás natural, a UPGN pode ser capaz de processar a mistura mais pobre em gás de Mexilhão e, com isso, elevar sua oferta em patamares acima dos 4 milhões de m^3/dia mencionados.

Visto que a UTGCA se encontra mais próxima da conexão entre as malhas da TBG e da NTS, a elevação da oferta por esta UPGN resultaria em menores necessidades de expansão para movimentação dos 25 milhões de m^3/dia para a TBG. Deste modo, é importante avaliar os custos da adequação desta UPGN em relação aos custos de ampliação de gasodutos mencionados, de forma a se indicar a melhor opção para o sistema de gás natural como um todo.

2.2.1. Custo da expansão sugerida

Para a solução encontrada nos testes de simulação termofluido-hidráulicas, visando o escoamento de 20 milhões de m^3/dia utilizando apenas a ECOMP Japeri/RJ, foram feitas as estimativas de custo da expansão sugerida, conforme a **Tabela 3**. Destaca-se que os custos relativos à movimentação de 25 milhões de m^3/dia, envolvendo as duas novas ECOMPs (Japeri/RJ e Piracaia/SP) e as duplicações de duto (Japeri-REDUC e trecho Taubaté-Japeri do GASCAR) são discutidos e apresentados na Seção 3.5.

Tabela 3. Custos associados à expansão da capacidade de escoamento no Sudeste (ampliação utilizando apenas ECOMP)

Descrição		
Custos Diretos	**R$ milhões**	**%**
Materiais e Equipamentos	314	61,1
Instalação e Comissionamento	60	11,8
Terrenos	0	0,0
Custos Indiretos		
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	64	12,5
Contingências	75	14,6
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)	**513**	**100**

Fonte: Elaboração própria EPE.
Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022 (0951569) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 161

3. Detalhamento de Gasodutos de Transporte Indicativos

Esse ciclo do PIG buscou apresentar alternativas de gasodutos de transporte que possam, no futuro, auxiliar o atendimento às termelétricas a gás natural que poderão ser construídas nas regiões específicas definidas na Lei nº 14.182/2021 e seu decreto regulamentador nº 11.042/2022. Essas alternativas de gasodutos de transporte atenderiam às usinas termelétricas que estivessem enquadradas nas exigências dessa legislação e se sagrassem vencedoras em leilões específicos vinculados à lei supracitada.

Além disso, no PIG 2022 também buscou-se expandir a malha dutoviária em direção ao interior do Brasil, de forma a atender, além da possibilidade de usinas termelétricas, importantes municípios e regiões que hoje não possuem acesso ao gás natural. Neste sentido, destacam-se as alternativas de o gasoduto Linhares/ES – Governador Valadares/MG, responsável por conectar a oferta de gás da UPGN de Cacimbas até o leste de Minas Gerais, em área enquadrada da Sudene (uma das áreas citadas na Lei nº 14.182/2021); e o gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG, que seria conectado ao GASPAJ (Gasoduto Paulínia - Jacutinga) e ao potencial futuro gasoduto Brasil Central, na cidade de Uberaba/MG.

Há ainda situações em que se buscou conectar os terminais de GNL existentes ou em construção a novos mercados consumidores além do termelétrico previsto na Lei nº 14.182/2021, como foram os casos do gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ, que conectaria a oferta de gás natural importada do terminal de GNL da GNA (Gás Natural Açu S.A.) à malha integrada no complexo TECAB (Terminal Cabiúnas) da Petrobras; e do gasoduto Barcarena/PA – Belém/PA, visando conectar uma oferta de gás natural importada do terminal de GNL da CELBA (Centrais Elétricas de Barcarena S.A.) à capital do Pará, Belém.

Por fim, coube também ao PIG 2022 apresentar alternativas para aumentar a capacidade de exportação de gás natural da Região Sudeste para a região São Paulo-Sul, principalmente, pelo potencial de aumento da produção de gás natural advindo do pré-sal no horizonte do decênio e pela necessidade de reforço nas opções de oferta para malha da TBG, caso se confirmem cenários de redução da oferta de gás boliviano. Nesse sentido, foi estudada a proposta do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP, que reforçaria a conexão da oferta que chega no complexo da REDUC (Refinaria Duque de Caxias) até a cidade de Taubaté, no estado de São Paulo. Este duto seria uma duplicação dos gasodutos existentes, GASJAP (Gasoduto Japeri-REDUC) e um trecho do gasoduto GASCAR (Gasoduto Campinas-Rio).

Na **Figura 4** são apresentados os projetos de gasodutos de transporte estudados no ciclo do PIG 2022.

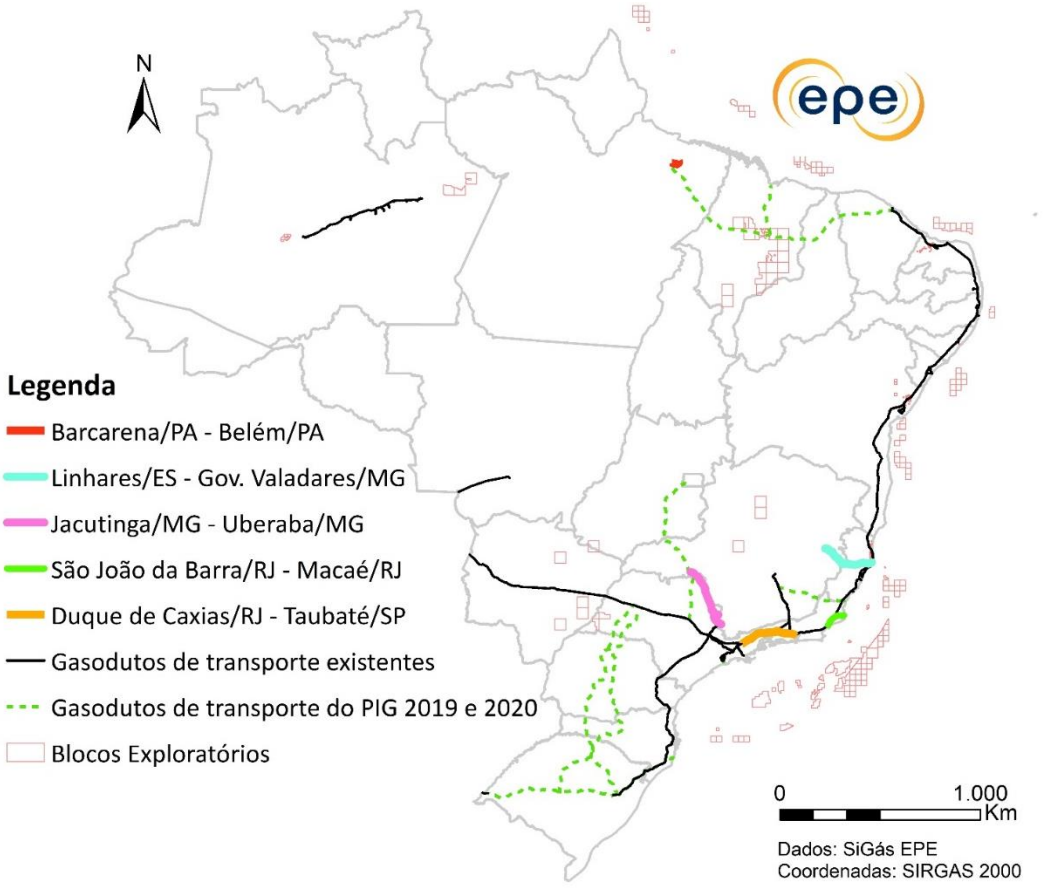


Figura 4. Mapa de localização das alternativas estudadas de gasodutos de transporte.
Fonte: Elaboração própria EPE.

É importante destacar que as demandas utilizadas para dimensionamento dos dutos deste estudo foram estimadas considerando alternativas de crescimento do consumo, seja por novas demandas ou por substituição de outros energéticos por gás natural.

Para cada alternativa de traçado foram avaliadas as principais características físicas e socioambientais destacando-se, sobretudo, aquelas com maior possibilidade de impactar as estimativas de custos de Construção e Montagem. As análises de traçado foram baseadas em imagens de satélite públicas disponíveis no programa Google Earth® da empresa Google. Além disso, foram utilizados dados georreferenciados, também públicos, como por exemplo, das bases de dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), da Agência Nacional de Mineração (ANM), da Fundação Nacional do Índio (FUNAI), do Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA) e da Agência Nacional de Águas (ANA).

Posteriormente, os traçados foram analisados mais detalhadamente em termos de aspectos sociais e ambientais, como: áreas indígenas, assentamentos, áreas quilombolas, áreas de preservação ambiental e áreas com interesse arqueológico, entre outros. Com base na presença desses condicionantes, foram feitos ajustes nos traçados a fim de minimizar os possíveis impactos socioambientais, além de indicar recomendações técnicas sobre tais aspectos.

Cabe destacar que não foram realizados, no âmbito deste estudo, trabalhos de campo, investigações geotécnicas para caracterização do material a ser escavado, aerolevantamentos, levantamentos batimétricos, estudos de análise de riscos e visitas técnicas aos locais atravessados pelas propostas de traçados, uma vez que o presente trabalho se constitui em um estudo no âmbito

do planejamento conceitual de longo prazo. Sendo assim, os detalhamentos construtivos e socioambientais de cada alternativa deverão ser realizados em etapas posteriores relacionadas ao licenciamento ambiental, ao projeto básico e ao projeto executivo.

Tais detalhamentos nos estudos têm grande importância no âmbito dos Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental – EVTEA de cada projeto e farão parte do escopo das fases seguintes, sendo as empresas interessadas na implementação dos empreendimentos responsáveis pela sua realização. Além disso, as empresas que forem construir e/ou operar, futuramente, algum dos projetos de gasoduto também deverão ser responsáveis pela manifestação de interesse junto aos órgãos governamentais competentes pelas respectivas autorizações e consultas técnicas, tais como as prefeituras e os governos estaduais, os órgãos ambientais, a FUNAI, o IPHAN, o ICMBio, o INCRA, o DNIT, a ANA, a ANP, a ANTAQ e a Marinha, entre outros.

As propostas de traçados foram elaboradas, inicialmente, com base em dados técnicos compilados pela EPE, além de observações gerais sobre as áreas a serem atravessadas e sobre o relevo. Para isso, foram analisados fatores de dificuldade, tais como: o tipo de relevo, as quantidades de travessias de rios e de cruzamentos de estradas, rodovias, a maior ou menor possibilidade de existência de rochas a partir de cartas geológicas e a possível existência de áreas alagadiças. As cartas geológicas em escala regional serviram de base para uma avaliação expedita das possíveis dificuldades de escavação da vala. Posteriormente, deverá ser elaborado um mapeamento geológico-geotécnico com maior detalhe e com a caracterização de solos e de rochas, a fim de estimar, com maior grau de confiabilidade, as suas propriedades e o seu comportamento mecânico.

Buscou-se, sempre que possível, desviar de áreas com fragmentos florestais. Outra premissa considerada foi a proximidade com rodovias e estradas existentes a fim de facilitar a logística de movimentação de máquinas e equipamentos.

As diretrizes dos traçados dos gasodutos foram estabelecidas buscando-se acompanhar linhas de transmissão, quando existentes e/ou planejadas (EPE, 2022b), de forma a aproveitar acessos existentes, reduzindo a necessidade de supressão de vegetação, no entanto, mantendo o afastamento necessário para mitigar, juntamente com a proteção catódica dimensionada, a ocorrência de corrosão ou correntes induzidas devido ao paralelismo com este tipo de infraestruturas. Além disso, buscou-se evitar interferência em terras quilombolas e minimizar a interferência em massas d'água e unidades de conservação. Considerou-se também a otimização de aspectos topográficos, o desvio de projetos de assentamento rural e, quando possível, a minimização de interferências em formações florestais.

No caso dos aspectos construtivos para obras especiais, optou-se pela adoção dos métodos típicos mais utilizados na indústria, mas entende-se que a decisão final sobre a necessidade de furos direcionais, por exemplo, será realizada posteriormente após as discussões entre o empreendedor e os demais agentes interessados na obra e dependerá dos resultados dos estudos de detalhamento. Os projetos executivos de travessias e de cruzamentos devem atender aos requisitos das normas técnicas, das boas práticas de Engenharia e às orientações dos órgãos responsáveis pela operação e/ou regulamentação do local atravessado. Ademais, deverão ser realizados todos os estudos geológicos, hidrológicos, de perfil de erosão, levantamentos batimétricos e outros considerados necessários para a elaboração dos projetos executivos de travessias e de cruzamentos.

Entre as principais normas técnicas e regulamentos consultados nessa fase dos estudos do PIG, citam-se: ABNT NBR 12712:2002; ABNT NBR 15280-2:2016, ABNT NBR 8036:1983, ASME B 16.5, ASME B 31.8 e o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres – RTDT (ANP, 2011). As demais normas e

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022 (0951569) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 164

as práticas recomendadas de Engenharia deverão ser pesquisadas e seguidas pelas empresas responsáveis pela execução, manutenção e operação de cada empreendimento.

No presente estudo, os custos dos gasodutos de transporte foram estimados utilizando o Sistema de Avaliação de Custos de Gasodutos de Transporte – SAGAS, ferramenta desenvolvida pela EPE, que conta com bases de dados de custos para empreendimentos dutoviários. Assim, o custo total de cada alternativa foi estimado considerando os seguintes grupos de custos diretos e indiretos:

1. Tubulação (custo direto): inclui aquisição da tubulação, seu revestimento, e frete até o local da obra;

2. Componentes (custo direto): inclui a aquisição e a Construção e Montagem de válvulas, lançadores e recebedores para dispositivos de limpeza e inspeção ("pigs") e sistema de proteção catódica;

3. Construção & Montagem (custo direto): inclui a preparação da faixa, a construção e a montagem do gasoduto, as travessias por cavalote, o comissionamento do gasoduto e o serviço de trepanação em dutos existentes, caso seja necessário. Também inclui os custos de administração de mobilização/desmobilização e implantação do canteiro de obras;

4. Instalações Complementares (custo direto): inclui a aquisição e a Construção e Montagem das estações de medição, estações de interconexão e estações de compressão, bem como os materiais e serviços para supervisão e controle destas instalações, que serão conectados posteriormente ao sistema SCADA do gasoduto;

5. Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos (custo direto): inclui materiais e serviços do sistema SCADA e dos outros sistemas necessários para operação do gasoduto e das válvulas;

6. Terrenos (custo direto): inclui a faixa de servidão de gasodutos construídos em faixa nova, bem como terrenos para instalações complementares e válvulas; nos casos em que há compartilhamento da faixa de servidão, o custo do aluguel dos terrenos foi considerado como OPEX;

7. Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental (custo indireto): inclui os custos com estudos de viabilidade, projeto básico, projeto executivo e *as built*;

8. BDI – Benefícios e Despesas Indiretas (custo indireto): inclui os custos com a administração central da obra, equipe especializada para compra de equipamentos e materiais, além de contratação de serviços, consultoria jurídica e outras atividades relacionadas ao gerenciamento do projeto; e

9. Contingências (custo indireto): parcela de custo provisionada para despesas com ajustes nas quantidades, variações de preços entre o momento da estimativa e o pagamento dos materiais e serviços, entre outras incertezas cujas ocorrências já são esperadas em um projeto deste tipo.

As estimativas de custos foram realizadas considerando como data-base o mês de junho de 2022, e têm um nível de detalhamento compatível com o de projetos conceituais para escolha de alternativas, com margem de precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%, conforme AACEI (2011).

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022 (0951569) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 165

3.1. Gasoduto Barcarena/PA – Belém/PA

O projeto de gasoduto denominado gasoduto Barcarena/PA – Belém/PA consiste em uma nova infraestrutura de transporte de gás natural aproveitando a instalação do futuro Terminal de GNL de Barcarena, em construção no Porto Organizado de Vila do Conde, no município de Barcarena, na região metropolitana de Belém/PA conforme a **Figura 5.**

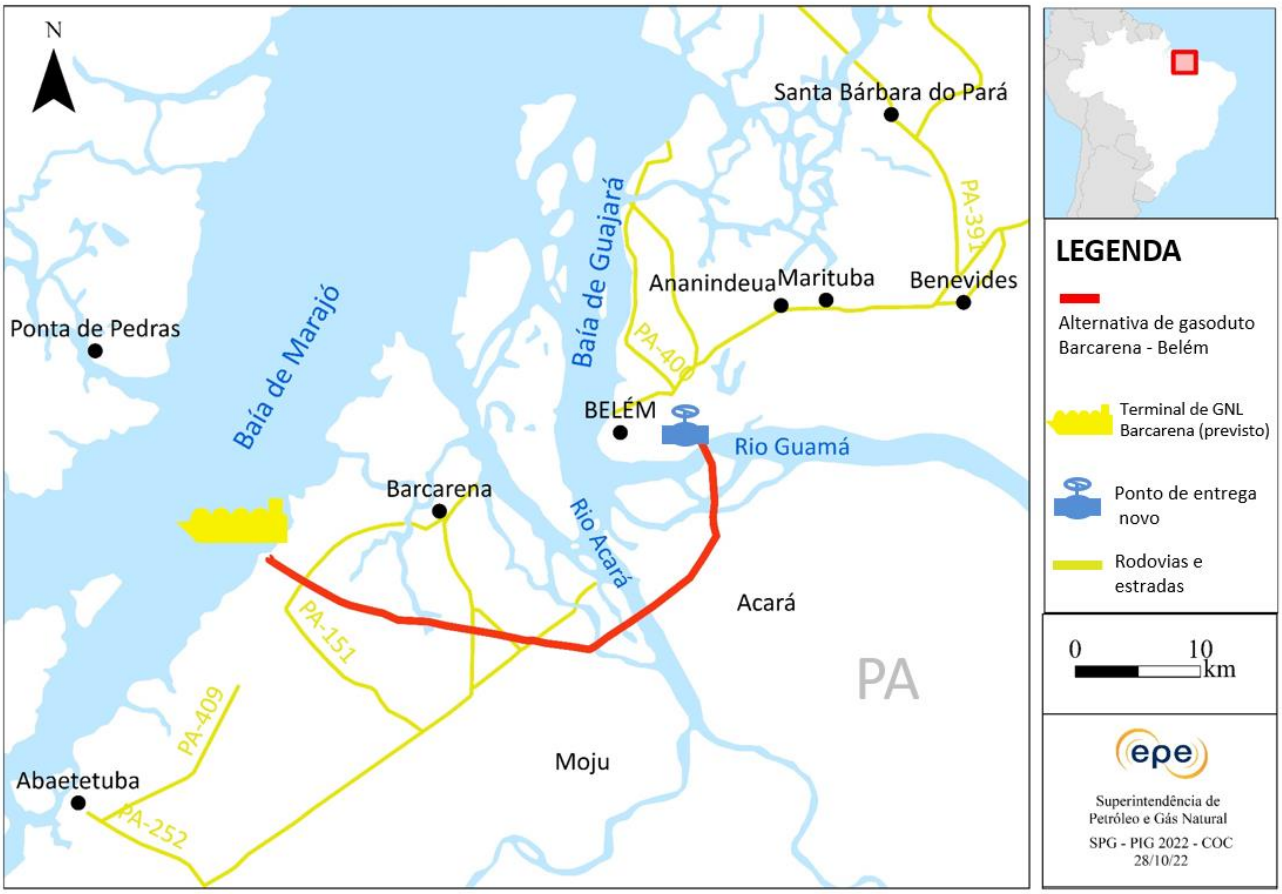


Figura 5. Mapa de localização do gasoduto Barcarena/PA – Belém/PA.
Fonte: Elaboração própria EPE.

O terminal de GNL de Barcarena visa o abastecimento da Usina Termelétrica (UTE) Novo Tempo Barcarena, com possibilidade de atendimento de demandas termelétricas adicionais, tais como outras usinas do consórcio CELBA (MME, 2021) ou projetos de GNL em pequena escala (REVISTA ALUMINIO, 2021a; 2021b), além da mineradora Hydro Alunorte localizada também no Porto de Vila do Conde/PA. O gasoduto proposto seria responsável pelo escoamento de parte do excedente da capacidade deste terminal (15 milhões de m^3/dia) em relação às demandas potenciais mencionadas, otimizando o uso do terminal.

Este gasoduto permitiria o abastecimento da capital do estado do Pará, Belém, de forma a atender tanto demandas termelétricas, relacionadas ou não à Lei nº 14.182/2021 e do Decreto nº 11.042, quanto demandas não termelétricas como indústrias, residências, comércio entre outros.

Destaca-se a relevância do gasoduto em atender uma capital tão próxima de uma fonte de gás natural, como é o caso de Belém/PA e o terminal de GNL localizado em Barcarena/PA. Levar gás até

a região metropolitana da capital paraense tem potencial para desenvolvimento regional, atração de indústrias, além de reduzir emissões decorrentes do uso de combustíveis mais poluentes no seu polo industrial.

3.1.1. Resumo do Traçado

O traçado definido para o gasoduto possui 48,7 km e atravessa os municípios de Barcarena/PA, Acará/PA e Belém/PA, partindo do terminal de GNL instalado no Porto de Vila do Conde, seguindo até as proximidades da Universidade Federal Rural da Amazônia – UFRA, às margens do Rio Guamá, em uma área referencial para o ponto de entrega.

O gasoduto seria construído na sua integralidade em faixa de servidão nova, acompanhando linhas de transmissão existente e rodovias estaduais como principais diretrizes rumo à Belém/PA. Destaca-se as extensas travessias ao longo do traçado que aumentam a complexidade da fase de construção e montagem do duto.

3.1.2. Análise Socioambiental e dificuldades construtivas

A diretriz atravessa áreas com escassez de vias asfaltadas, fato que deve implicar na necessidade de melhoria nos acessos na fase de obras. No entanto, a proximidade com linhas de transmissão poderá facilitar a logística para movimentação de equipamentos durante a fase de construção do gasoduto através do aproveitamento das faixas de acesso destas estruturas.

Como informado, o traçado segue linhas de transmissão em 230 e 500 kV. Portanto, ao se definir a diretriz, buscou-se um afastamento mínimo de cerca de 100 metros, de forma a mitigar o risco de corrosão do duto por efeito da indução eletromagnética. Conforme descrito no PIG 2020, o paralelismo entre linhas de transmissão e gasodutos requer atenção em vista da possibilidade de indução de cargas nos gasodutos, que podem resultar em corrosão nos mesmos ou gerar centelhamento e eventuais explosões. Neste sentido, considerou-se que o traçado do gasoduto apresentaria o afastamento necessário para evitar estas ocorrências.

Destaca-se, no entanto, que o traçado elaborado pelo PIG 2022 para o gasoduto Barcarena/PA-Belém/PA apresenta caráter indicativo, de modo que o afastamento real necessário para o paralelismo entre linhas de transmissão e gasodutos deve ser calculado a partir de informações de campo, tais como a composição e a resistividade do solo ao longo do trecho paralelo.

No seu trajeto, a diretriz passa próxima a algumas localidades, tais como Guarujá do Icaraú, São Luís e São Felipe, em Barcarena; Barajuba e Guajará-Miri, em Acará, conforme a **Figura 6**. No momento da definição do traçado final, deve-se evitar a interferência direta em benfeitorias.

Localizado na Mesorregião Metropolitana de Belém, o traçado do Gasoduto Barcarena – Belém situa-se no bioma Amazônia, que é caracterizado pela densa vegetação formada por árvores de grande porte e rica biodiversidade. Observa-se que na região de estudo, em meio a grandes áreas com cobertura vegetal preservada, há várias pequenas propriedades rurais associadas a algumas áreas de cultivo e pastagens.

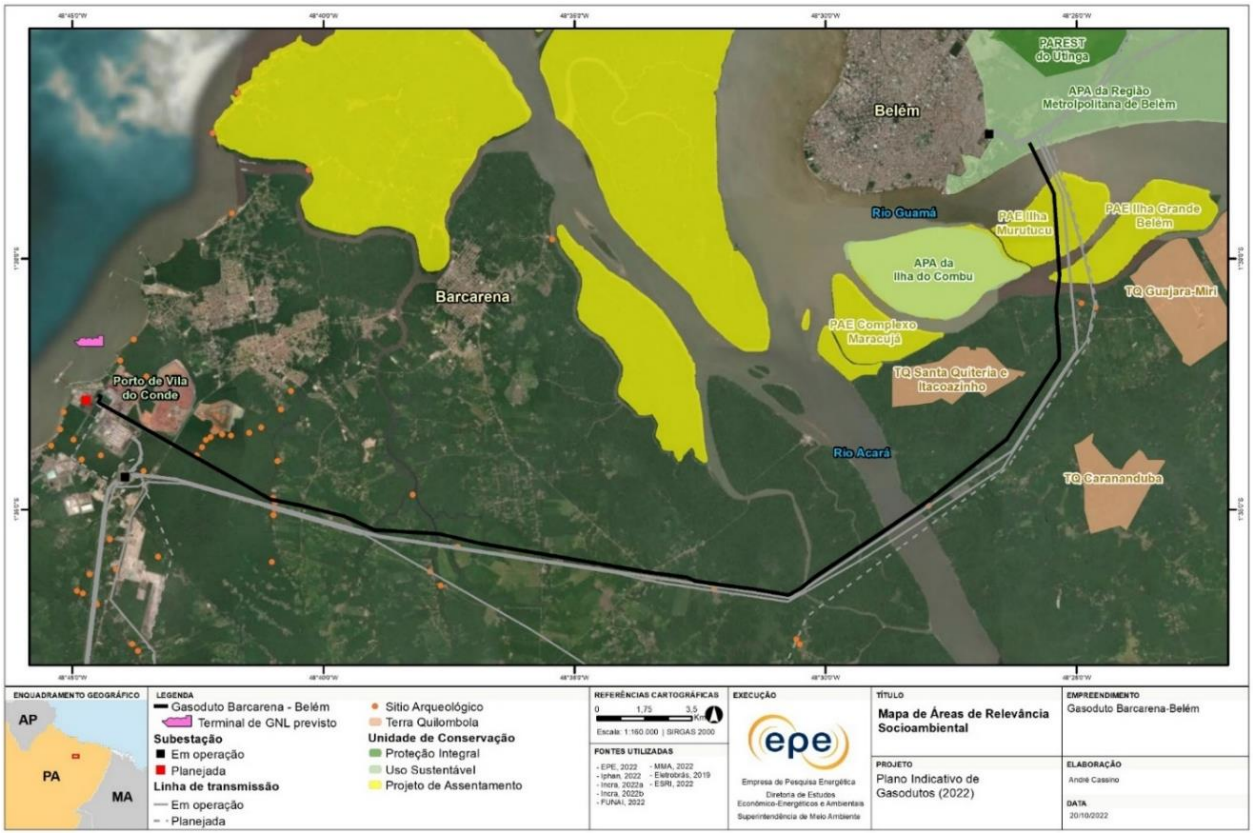


Figura 6. Mapa de relevância socioambiental na região da alternativa Barcarena/PA – Belém/PA
Fonte: Elaboração própria EPE.

Partindo de Barcarena, o traçado segue sentido leste por aproximadamente 25 quilômetros. A partir deste ponto, há uma deflexão no sentido nordeste e norte até sua extremidade final, em Belém. Destaca-se que as maiores extensões com florestas preservadas se situam ao redor dos rios da região, tais como o Itaporanga, Acará e Guamá.

O traçado elaborado atravessa predominantemente relevos de tabuleiros e planícies fluviolacustres (CPRM, 2010a). Do ponto de vista topográfico, as formas de relevo mencionadas mostram-se favoráveis para a passagem do gasoduto, uma vez que representam menores amplitudes de relevo e baixas taxas de declividade, em princípio. O relevo está localizado em regiões com considerável participação de rochas sedimentares, correspondendo aos sedimentos inconsolidados depositados pelos rios da região e rochas de provável baixa dureza, o que deve facilitar o processo construtivo deste duto, embora deva-se ter atenção, devido à possibilidade de afundamentos e subsidências devido ao tipo de rochas atravessadas.

No entanto, as planícies fluviolacustres correspondem a superfícies com materiais de granulometria e composições diversas, sinalizando complexidade geotécnica dos terrenos, além da possibilidade de estarem sujeitas a inundações ou alagamentos. De acordo com a base de dados consultada, essas unidades representam aproximadamente 30% do traçado.

Há travessias subaquáticas relevantes ao longo do traçado proposto, sendo que duas superam 1 km de extensão, no rio Acará e no rio Guamá. Foram observados, aproximadamente, 5 travessias com até 150 metros de largura, enquanto em maiores extensões destacam-se os rios Acará (1.500 m) e Guamá (1.400 m), além dos Rios Itaporanga e Jenipaúba. O traçado foi desenvolvido no sentido de minimizar essas travessias, espelhando o caminhamento de linhas de transmissão existentes na área.

O traçado interfere em apenas um processo minerário em fase de autorização de pesquisa, envolvendo exploração de fosfato, situado no município de Barcarena, próximo ao limite com Acará.

Na chegada ao ponto de entrega referencial, no bairro Universitário, em Belém, a diretriz interfere na Área de Proteção Ambiental (APA) da Região Metropolitana de Belém, extensa unidade de conservação (UC) estadual de uso sustentável. Esta área protegida foi criada em 1993 e tem como um dos objetivos principais assegurar a potabilidade de água dos mananciais através da restauração e da manutenção da qualidade ambiental dos lagos Água Preta e Bolonha, do rio Aura e respectivas bacias hidrográficas. Caso o projeto se viabilize, o empreendedor deve verificar se o plano de manejo da APA foi publicado, de forma a identificar eventuais restrições e condicionantes para a implantação do gasoduto.

O traçado cruza os projetos de assentamento agroextrativistas (PAE) Ilha Grande Belém e Ilha Murutucu, situados nas ilhas de mesmo nome, que foram criadas para regularizar as terras de populações extrativistas e ribeirinhas que utilizam a floresta para sua sobrevivência.

Há três terras quilombolas (Santa Quitéria e Itacoazinho, Carananduba e Guajará-Miri) situadas a até cinco quilômetros do traçado proposto, fato que poderá demandar a elaboração de Estudos do Componente Quilombola na fase de licenciamento ambiental do empreendimento, conforme critérios definidos na Portaria Interministerial nº 60, de 24 de março de 2015. De acordo com os dados consultados, o traçado proposto não interfere em terras indígenas.

É interessante mencionar o pequeno número de cruzamentos ao longo do traçado deste duto, tendo em vista a sua localização e extensão. Destacam-se os cruzamentos em ruas asfaltadas na região do Porto de Vila do Conde/PA e nas rodovias estaduais PA-481 e PA-151 em trechos de mão dupla e pista única.

De acordo com dados históricos de pluviosidade do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), podem ser esperados altos índices pluviométricos em alguns trimestres (INPE, 2022).

3.1.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

Dado que a oferta disponível para este sistema, atualmente, seria através do terminal de GNL de Barcarena, considerou-se que o gás para carregamento deste duto seria parte do excedente de GNL deste terminal. Deste modo, dimensionou-se um duto unidirecional com capacidade de 4 milhões de m³/dia, equivalente à estimativa do excedente da capacidade máxima do terminal em construção que poderia ser disponibilizado para este projeto.

Estas estimativas tiveram como base informações de cadastramento para participação do Leilões de Reserva de Capacidade de 2021 das usinas do consórcio CELBA (MME, 2021), bem como uma estimativa de consumo para projetos de GNL em pequena escala já anunciados que visam substituição de outros combustíveis por gás natural na região e que teriam suas ofertas lastreadas a esse terminal (HYDRO, 2021).

Destaca-se que as demandas utilizadas no dimensionamento deste gasoduto incluíram margens de folga de forma a acomodar eventuais crescimentos que possam vir a ser observados e que não tenham sido percebidos pela EPE, tais como demandas reprimidas não enxergadas que podem passar a ser atendidas devido à chegada do gasoduto ou até mesmo crescimentos além dos estimados neste estudo.

Foi considerado apenas um ponto de entrega de gás natural ao final do traçado, com a capacidade de 4,0 milhões de m³/dia, visando o atendimento de Belém/PA. A partir desta premissa e através de simulações termofluido-hidráulicas, foi realizado o dimensionamento do Gasoduto Barcarena/PA-Belém/PA, resultando em um duto com 12 polegadas sem estações de compressão.

Deve-se salientar que o dimensionamento do ponto de entrega e o diâmetro calculado através de simulações termofluido-hidráulicas não restringiriam a possibilidade de ampliação futura, consequência de um eventual crescimento do mercado de gás em Belém/PA em momento futuro.

3.1.4. Estimativas de Custos

A **Tabela 4** detalha os custos levantados para cada rubrica destacada. Do ponto de vista construtivo, destaca-se a dificuldade prevista na Construção e Montagem do duto em decorrência das travessias bastante extensas. Por ser um duto curto, a parte de tubulações não teve participação percentual significativa nos custos totais. Em relação aos terrenos, destaca-se a majoritária presença de áreas rurais e de mata, por consequência, essa rubrica não onera significativamente o CAPEX do gasoduto.

Tabela 4. Custos associados ao projeto do gasoduto Barcarena/PA-Belém/PA

Descrição		
Custos Diretos	**R$ milhões**	**%**
Tubulação	69	8,1
Componentes	23	2,7
Construção e Montagem	444	52,2
Instalações complementares	40	4,7
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	4	0,5
Terrenos	18	2,2
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	4	0,5
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	145	17,1
Contingências	102	12,0
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)	**850**	**100**

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Cabe destacar que este gasoduto poderia fazer parte de uma expansão da malha brasileira de gasodutos a partir de um ponto de oferta isolado no estado do Pará: o terminal de GNL de Barcarena/PA. O PIG 2020 trouxe uma alternativa de gasoduto que conectaria este terminal a Santo Antônio dos Lopes/MA, pela qual poderia servir de *backup* para as termelétricas do parque da Eneva caso a produção própria de gás *onshore* venha a faltar ou em caso de manutenção das plataformas.

De Santo Antônio dos Lopes/MA, no PIG 2020 também houve sugestões de dutos que se conectariam a São Luís/MA e a Pecém/CE, de forma que o terminal de GNL de Barcarena/PA poderia no futuro vir a se conectar até mesmo à malha integrada nacional. Em um cenário econômico favorável e de desenvolvimento do mercado de gás brasileiro, este gasoduto para Belém/PA se integraria à possibilidade dessa grande expansão da rede de dutos no Norte/Nordeste do Brasil.

3.2. Gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG

O gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG (**Figura 7**) foi proposto com o objetivo de conectar ao possível futuro gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF (intitulado como Brasil Central), partindo do gasoduto de transporte existente Paulínia – Jacutinga (GASPAJ) até a cidade de Uberaba/MG, no triângulo mineiro.

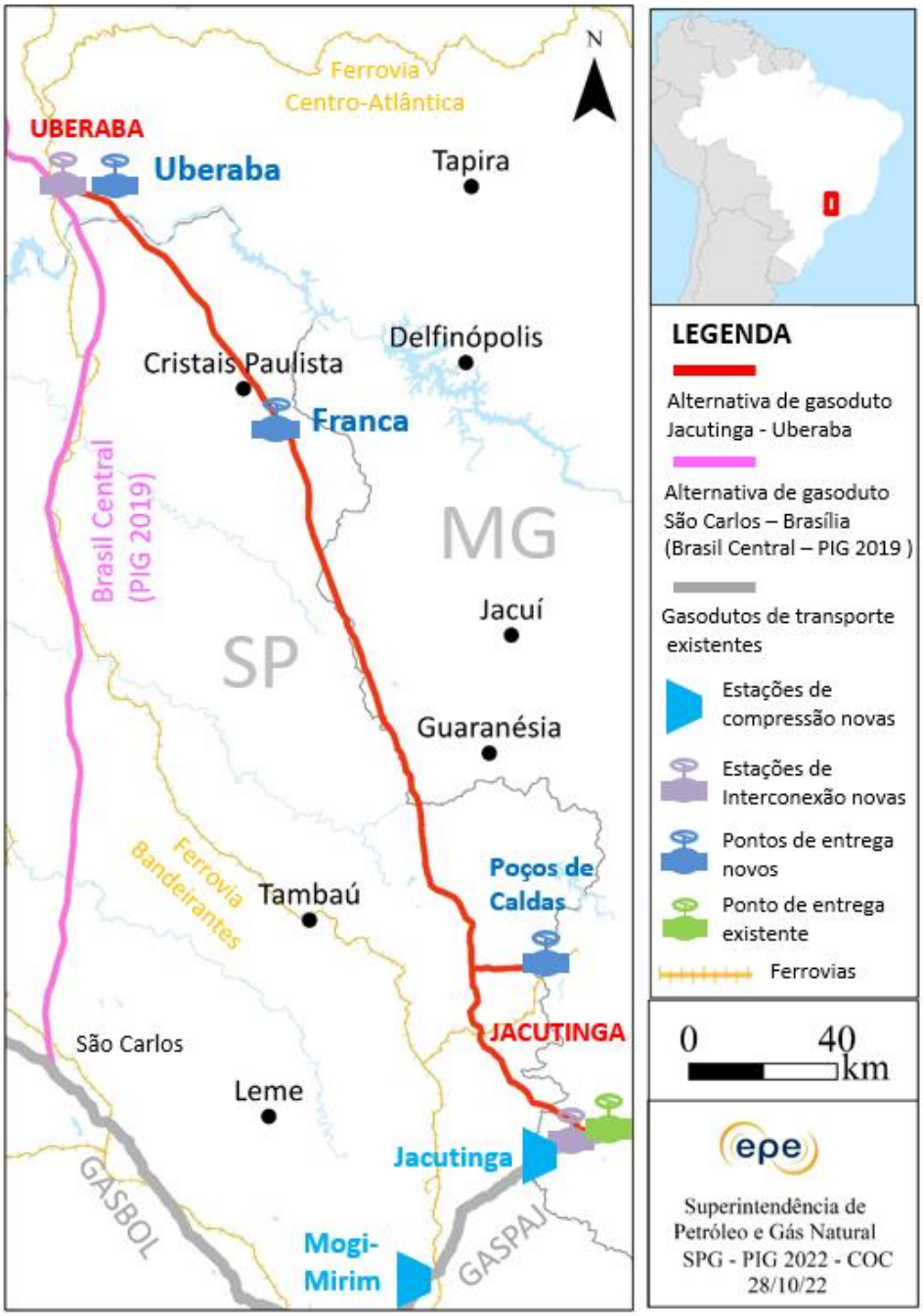


Figura 7. Mapa de localização do gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG.
Fonte: Elaboração própria EPE.

Uma vez construído o gasoduto Brasil Central, o gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG poderia se conectar a esse duto e levar gás natural à Região Centro-Oeste visando atendimento de projetos termelétricos previstos na Lei nº 14.182/2021 além de outras demandas, a partir da interconexão entre os dutos em Uberaba/MG. Neste caso, o trecho inicial do gasoduto Brasil Central, entre São Carlos/SP e Uberaba/MG poderia ou não ser construído, uma vez que já existiria um ponto de oferta de gás advindo da malha integrada chegando no município de Uberaba/MG através da solução descrita aqui.

A proposta do gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG poderia permitir o envio de gás natural a regiões no Sul do estado de Minas Gerais e Norte do estado de São Paulo que hoje não recebem gás. Importantes municípios, como Franca/SP e Poços de Caldas/MG, poderiam ser atendidos, abastecendo suas indústrias locais e empresas de mineração.

É relevante destacar que a conexão que abasteceria o município de Poços de Caldas/MG deve ser classificada como um gasoduto de transporte e, portanto, ser considerado um ramal do tronco principal. O fato de o gasoduto cruzar o limite territorial de um estado, em termos regulatórios, exclui a possibilidade de ser classificado como um duto de distribuição. Eventualmente, na concepção do traçado foram buscadas alternativas que pudessem se aproximar mais do município de Poços de Caldas/MG antes de adentrar no estado de São Paulo, o que possibilitaria a construção de um gasoduto de distribuição para atendimento do município. No entanto, limitações construtivas e de ocupação da terra nos arredores onerariam significativamente o custo do gasoduto neste trecho.

3.2.1. Resumo do traçado

O traçado definido para o tronco principal do gasoduto possui 320,8 km e a diretriz estabelecida para o ramal possui aproximadamente 20 km. Esses traçados atravessam 12 municípios do estado de Minas Gerais e 16 do estado de São Paulo. O tronco principal parte de um ponto de entrega de gás em Jacutinga/MG e segue até um local sugerido para a conexão com o gasoduto planejado Brasil Central, em Uberaba/MG. O ramal se inicia em Vargem Grande do Sul/SP seguindo até uma área referencial para ponto de entrega em Poços de Caldas/MG.

O gasoduto seria 100% construído em faixa nova e destaca-se a situação que o gasoduto ao longo de todo o seu traçado se encontra praticamente paralelo à divisa entre os estados de Minas Gerais e São Paulo, sendo que por vários momentos há o cruzamento entre as divisas. O gasoduto também proporcionaria uma expansão da malha integrada para o interior do Brasil a partir do gasoduto existente em operação GASPAJ, que por vezes opera abaixo da sua capacidade de transporte máxima.

3.2.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

A região de implantação do projeto (**Figura 8**) é bem servida de vias, abrangendo rodovias federais (BR-050, BR-146, BR-265, BR-267, BR-369 e BR-459), rodovias estaduais (SP-207, SP-253, SP-334, SP-340, SP-146, SP-342, SP-344, SP-350, MG-449 e MG-857) e diversas estradas vicinais. Em São João da Boa Vista/SP, a diretriz do gasoduto cruza com a Ferrovia Bandeirantes. Portanto, é importante avaliar junto às concessionárias e proprietárias dessas infraestruturas lineares (estradas, linhas e rodovias) os condicionantes específicos para esses cruzamentos.

Os principais motivadores para a definição dos traçados foram a minimização de interferências em áreas de silvicultura, mineração e agricultura mecanizada e o desvio de áreas urbanas e de regiões com relevo acidentado.

O traçado referencial cruza com 11 linhas de transmissão de rede básica (≥ 230 kV) em operação e com as diretrizes de duas linhas planejadas, devendo-se avaliar a necessidade de proteção catódica do duto, de forma a mitigar o risco de corrosão provocada pela indução eletromagnética.

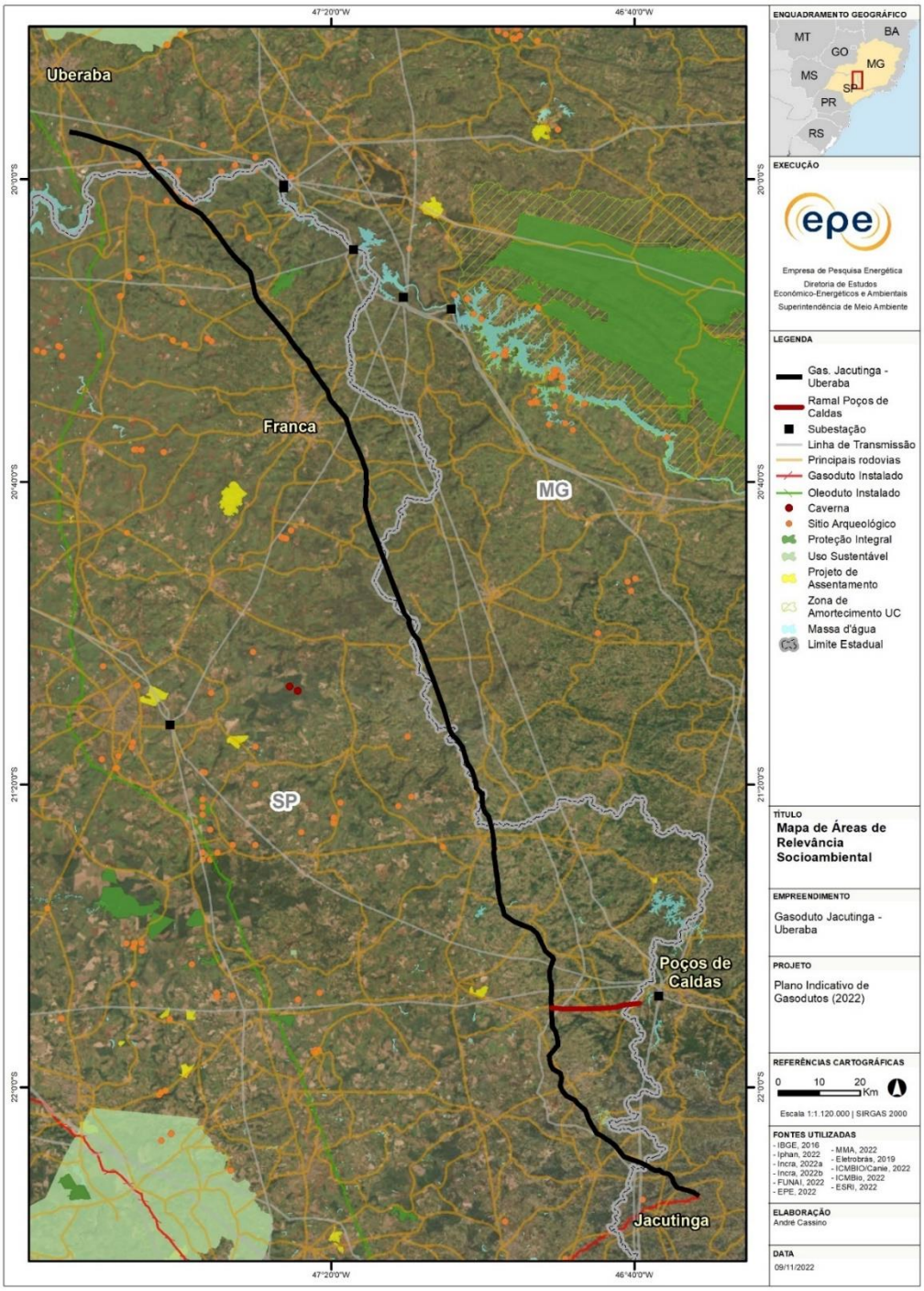


Figura 8. Mapa de relevância socioambiental na região da alternativa Jacutinga – Uberaba
Fonte: Elaboração própria EPE.

O traçado do gasoduto localiza-se ao longo da divisa entre os estados de São Paulo e Minas Gerais, na região do nordeste paulista e do sul e sudoeste mineiro. A partir do município de Jacutinga/MG, o traçado parte sentido norte, passando próximo à cidade de São João da Boa Vista/SP, em uma área de relevo acidentado. Até a metade da diretriz, o uso do solo é predominantemente agrícola, com concentrações de pivôs centrais, propriedades produtoras de café e zonas de agricultura intensiva. Observa-se também algumas áreas urbanas de porte médio e fragmentos de vegetação nativa. Cerca de 80% da linha tronco atravessa áreas rurais e o restante passa em áreas em urbanização.

A metade final do traçado também apresenta caráter agrícola, entretanto, as culturas predominantes são de cana-de-açúcar e de laranja, embora possam ser encontradas plantações de café, soja, milho e feijão, entre outras culturas. Há também grandes extensões de silvicultura, pastagens, alguns fragmentos de vegetação nativa e áreas urbanas de maior porte, como a da sede municipal de Franca. Pouco antes do seu final, em Uberaba/MG, a diretriz atravessa o Rio Grande, que marca a divisa entre os estados de São Paulo e Minas Gerais.

O traçado do ramal atravessa regiões com declividade acentuada, com predomínio de atividades relacionadas à agropecuária, representadas por culturas perenes, alguns pivôs centrais e pastagens. Observa-se ainda, que nas proximidades de Poços de Caldas/MG, há consideráveis fragmentos de vegetação nativa.

O traçado do tronco principal atravessa predominantemente relevos de colinas, morros e serras baixas, além de outras unidades de menor escala de ocorrência (CPRM, 2010a; 2010b). Há pequenos trechos sobre domínios montanhosos e escarpas serranas, sobretudo no município de Albertina (MG), em que o traçado do gasoduto deve ser estudado de forma criteriosa em fases posteriores. Observa-se a presença de planícies fluviolacustres ao longo do traçado, embora sejam de reduzida extensão.

Há uma travessia subaquática relevante no reservatório da Usina Hidrelétrica Igarapava, nos limites dos municípios de Conquista (SP) e Igarapava (MG). A travessia do Rio Grande é bastante significativa, pois esse rio divide geograficamente os estados de Minas Gerais e de São Paulo e possui quase 2 km de largura. Entre as demais travessias, destacam-se: o Córrego das Areias e os rios Jaguari-Mirim, Pardo, Canoas, Ponte Alta e Grande.

O traçado do ramal atravessa predominantemente relevos acidentados associados a domínios montanhosos e morros e serras baixas, além de outras unidades de menor escala de ocorrência (CPRM, 2010a; 2010b). Do ponto de vista topográfico, essa configuração, caracterizada por grandes amplitudes e altas taxas de declividade, sugere complexidade para a fase construtiva do ramal. Em relação a massas d'água, o traçado do ramal não atravessa reservatórios e não há travessias expressivas sobre cursos d'água.

Os traçados do tronco principal e do ramal interferem em 38 polígonos de processos minerários, nas fases de concessão de lavra (4), requerimento ou direito de requerer lavra (10), autorização de pesquisa (12), requerimento de pesquisa (6), requerimento de licenciamento (4) e licenciamento (2), tendo como principais substâncias a areia (11), o minério de alumínio (6), o diamante (4), o granito (4) e a bauxita (4).

De acordo com a base de dados consultada, a diretriz não interfere em unidades de conservação, projetos de assentamento rural, terras indígenas ou quilombolas.

De acordo com as cartas geológicas estaduais, quase a totalidade do traçado atravessa áreas de rochas ígneas e metamórficas da Unidade Varginha-Guaxupé e da Formação Serra Geral. Existem,

também, alguns trechos, menos extensos, que atravessam as rochas sedimentares da Formação Aquidauana e da Formação Itaqueri, compostas por conglomerados, arenitos e folhelhos. Como não foram realizados trabalhos de campo e nem sondagens no terreno, recomenda-se que as empresas interessadas nessa alternativa realizem estudos mais detalhados para a caracterização geológico-geotécnica.

3.2.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

O gasoduto foi projetado visando o abastecimento de gás a municípios selecionados a partir de seus valores de Produto Interno Bruto (PIB), tendo sido considerados pontos de entrega naqueles que apresentaram valores relevantes para este índice ao longo da diretriz do gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG. Assim, os pontos de entrega com suas respectivas vazões foram definidos: Poços de Caldas/MG (0,5 milhão de m³/dia, abastecido através de um ramal), Franca/SP (0,5 milhão de m³/dia) e Uberaba/MG (4,5 milhões de m³/dia). A elevada concentração de entrega de gás no fim do duto se justifica pela possibilidade de interiorização do gás natural em direção ao Centro-Oeste ao se conectar com o gasoduto Brasil Central em Uberaba/MG.

Uma vez dimensionada a vazão de 6 milhões de m³/dia para atendimento de todas as demandas propostas para o gasoduto Jacutinga/MG-Uberaba/MG, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas considerando que toda oferta de gás para este duto viria do GASPAJ. Para conseguir receber esse montante de gás pelo GASPAJ, as simulações mostraram a necessidade da instalação de uma ECOMP, ainda no GASPAJ, no município de Moji-Mirim/SP. Ainda, uma vez que se obtenha 6 milhões de m³/dia em Jacutinga/MG, seria necessário também uma segunda ECOMP no começo do gasoduto proposto para pressurizar essa oferta no ponto inicial do gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG. A instalação dos compressores permitiria a manutenção dos níveis de pressão ao longo do gasoduto projetado, resultando em uma maior de vazão no ponto de entrega em Uberaba/MG, ponto a partir do qual um outro gasoduto poderia ser instalado e continuar o processo de interiorização do gás.

Para a configuração descrita anteriormente, através de simulações termofluido-hidráulicas, foi dimensionado que a linha tronco do gasoduto teria 18 polegadas[4], partindo da interconexão em Jacutinga/MG até Uberaba/MG. O ramal para abastecimento do município de Poços de Caldas/MG seria construído no quilômetro 66 da linha tronco, em Vargem Grande do Sul/SP, e teria diâmetro de 12 polegadas, com o ponto de entrega Poços de Caldas ao final do seu traçado.

Note-se que o diâmetro considerado para a linha tronco é superior ao do GASPAJ (14 polegadas), duto que abastece o projeto estudado. Esta limitação foi determinante para a necessidade das ECOMPs mencionadas anteriormente. Uma alternativa às ECOMPs poderia ser uma eventual ampliação do GASPAJ com *loops*, embora houvesse ainda possivelmente a necessidade de ao menos uma nova ECOMP ao longo do traçado do gasoduto proposto até a chegada do gás em Uberaba/MG. Para este projeto, optou-se pela solução com as duas ECOMPs, em Mogi-Mirim/SP (no GASPAJ) e em Jacutinga/MG (na interconexão entre o GASPAJ e o gasoduto Jacutinga/MG-Uberaba/MG).

[4] A escolha do diâmetro de 18 polegadas se deve ao diâmetro calculado em EPE (2019) para o Gasoduto Brasil Central, uma vez que o gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG pode se conectar, no município de Uberaba a este gasoduto, caso venha a ser construído.

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022 (0951569) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 175

3.2.4. Estimativas de custos

A **Tabela 5** detalha os custos levantados para cada rubrica destacada. Do ponto de vista construtivo, nota-se a dificuldade prevista na Construção e Montagem do duto em decorrência da complexidade construtiva resultante de uma grande probabilidade de se encontrar, durante a fase de escavação, rochas duras (ígneas e metamórficas) e devido à elevada incidência de relevos acidentados ao longo do traçado. A parte de tubulações também apresenta um valor significativo. Essa rubrica está diretamente atrelada ao dólar e às variações dos custos das *commodities* conforme detalhado na Seção 5. Observa-se, por fim, os custos associados às instalações complementares, que neste projeto contou com 2 ECOMPs, 3 Pontos de Entrega, além de estações de medições no começo e no fim do duto.

Tabela 5. Custos associados ao projeto do gasoduto Jacutinga/ES – Uberaba/MG

Descrição		
Custos Diretos	**R$ milhões**	**%**
Tubulação	1.005	16,7
Componentes	43	0,7
Construção e Montagem	2.648	43,9
Instalações complementares	407	6,7
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	21	0,3
Terrenos	305	5,1
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	18	0,3
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	906	15,0
Contingências	680	11,3
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)	**6.032**	**100**

Fonte: Elaboração própria EPE.
Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Cabe ressaltar que este duto permitiria a expansão da malha rumo ao Centro-Oeste (uma vez conectado ao gasoduto Brasil Central) partindo de uma oferta de gás mais próximo ao *hub* de Paulínia/SP, com a facilidade de contar com ofertas da malha da NTS (principalmente o gás do pré-sal) e o gás boliviano que chega nesse ponto. Ademais, seria uma oportunidade de otimizar a utilização de um gasoduto já construído, o GASPAJ, ao mesmo tempo que levaria gás a pontos ainda não atendidos pela malha integrada no interior dos estados de Minas Gerais e São Paulo.

3.3. Gasoduto Linhares/ES – Governador Valadares/MG

Essa alternativa teria como início o Polo de Processamento Cacimbas, em Linhares/ES e movimentaria gás natural até Governador Valadares/MG, seguindo, aproximadamente, o curso do rio Doce no limite entre os estados de Minas Gerais e do Espírito Santo (**Figura 9**). Ao longo do caminho atenderia demandas industriais e residenciais nos municípios de Linhares/ES, Colatina/ES e Aimorés/ES, munícipios nos quais haveria pontos de entrega, além de possíveis novas demandas termelétricas no seu percurso.

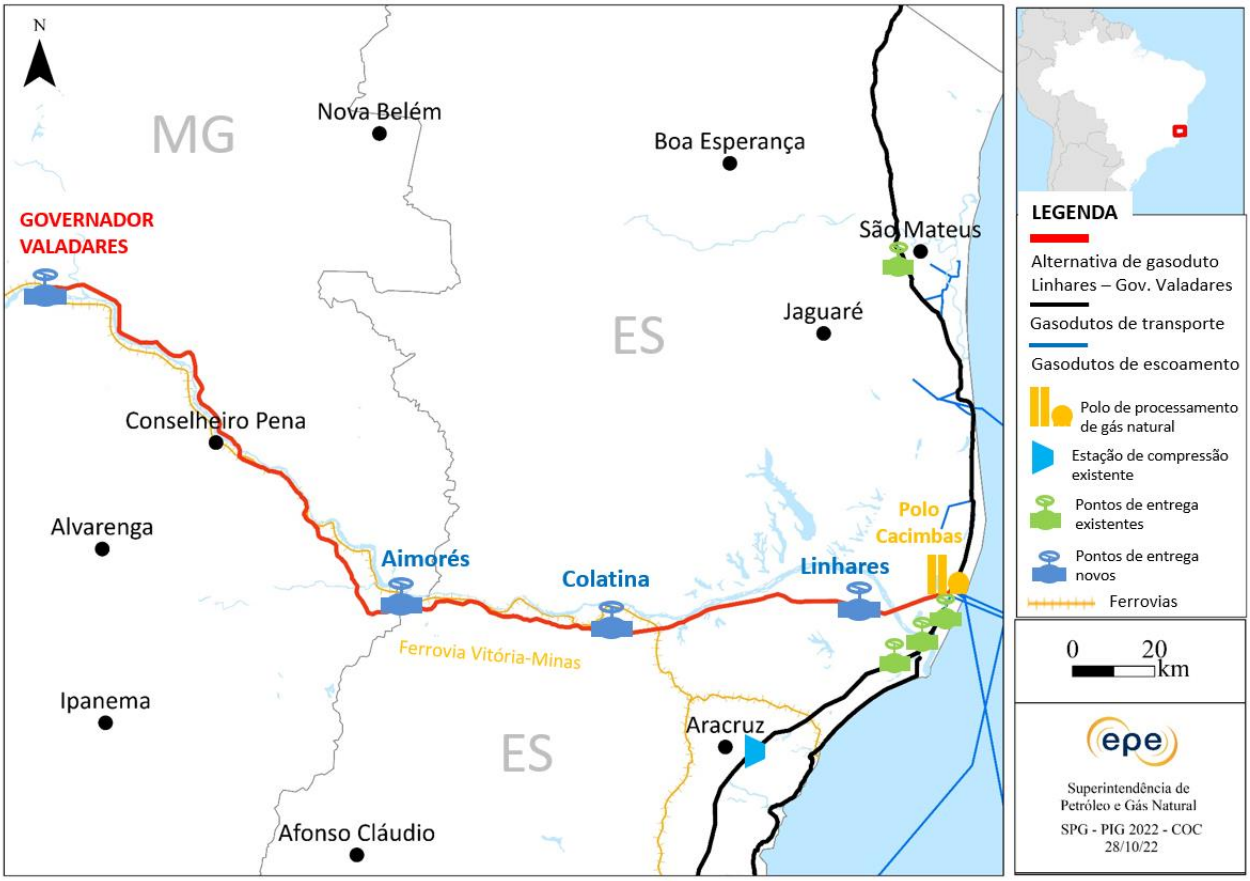


Figura 9. Mapa de localização do gasoduto Linhares/ES-Governador Valadares/MG
Fonte: Elaboração própria EPE.

A origem da oferta deste duto poderia ser, além das habituais rotas de escoamento que já chegam na UPGN de Cacimbas, novas rotas propostas nos ciclos anteriores do Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE) elaborado pela EPE. Este gasoduto busca atender eventuais demandas termelétricas e/ou não termelétricas ao longo do traçado bem como possibilitar que usinas termelétricas relacionadas à Lei nº 14.182 /2021 possam se estabelecer na região da Sudene, conforme definido no Decreto nº 11.042/2022 (750 MW na área da Sudene no estado de Minas Gerais). Além disso, o gasoduto poderia ser mais um duto precursor de novas expansões para o interior a partir dele.

Destaca-se nesta alternativa a possibilidade de levar gasodutos até importantes cidades do interior do Espírito Santo e Minas Gerais, como Colatina (abastecida hoje por gás natural comprimido

– GNC) e Governador Valadares, respectivamente. Cabe salientar que o duto pode catalisar o crescimento industrial das regiões marginais ao duto, fornecendo combustível de baixos níveis de emissão frente a outros combustíveis substitutos.

3.3.1. Resumo do traçado

A diretriz definida para o gasoduto possui 280 km e atravessa três municípios do estado do Espírito Santo (Linhares, Colatina e Baixo Guandu) e seis do estado de Minas Gerais (Aimorés, Conselheiro Pena, Galiléia, Itueta, Resplendor e Governador Valadares), partindo da Unidade de Tratamento de Gás (UTG) de Cacimbas, em Linhares/ES, seguindo até um local referencial estabelecido para um ponto de entrega, em Governador Valadares/MG, a nordeste de seu núcleo urbano.

O duto se resume sendo mais uma proposta que busca a interiorização do gás natural presente na costa brasileira, onde seria construído inteiramente em faixa nova e margeando o rio Doce e a Estrada de Ferro Vitória a Minas (EFVM) até o seu destino, em Governador Valadares, no leste de Minas Gerais.

3.3.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

O traçado referencial do gasoduto foi estabelecido buscando evitar interferência direta em terra indígena, unidades de conservação e assentamentos rurais presentes na região (**Figura 10)**. Buscou-se também a proximidade de rodovias e a otimização do traçado em áreas de relevo movimentado. Portanto, o duto é previsto em faixa de domínio nova com acesso existente e de fácil apoio logístico.

A região de implantação do empreendimento é bem servida de rodovias, tais como a BR-259, BR-381, ES-248, ES-446, dentre outras, o que favorece a logística para a chegada de equipamentos na fase de obras. Em grande parte de sua extensão, a diretriz referencial acompanha a Estrada de Ferro Vitória a Minas, cruzando-a em dois pontos, nos municípios de Colatina/ES e Conselheiro Pena/MG.

O traçado estabelecido passa no entorno de alguns núcleos urbanos, tais como Colatina e Baixo Guandu, no Espírito Santo, e Resplendor, Conselheiro Pena e Galiléia, em Minas Gerais. Portanto, para o estabelecimento do traçado definitivo do duto, deve-se evitar interferência direta em benfeitorias.

No estado do Espírito Santo, seguindo no sentido oeste, o traçado se inicia na região litorânea, próximo à foz do rio Doce, com presença de fragmentos florestais, áreas úmidas e algumas zonas de cultura irrigada. A partir do município de Colatina/ES, há predomínio de pastagens, poucas propriedades agrícolas, além da presença de esparsos fragmentos de vegetação nativa, principalmente nos topos de morros. Ao adentrar o território do estado de Minas Gerais, o padrão de ocupação é muito semelhante ao do estado capixaba. Porém, o relevo é caracterizado por declividades mais acentuadas e nota-se a presença de núcleos urbanos e algumas áreas de cultura irrigada, onde há menor quantidade de fragmentos de vegetação. É importante destacar que o traçado se encontra próximo ao rio Doce em toda sua extensão.

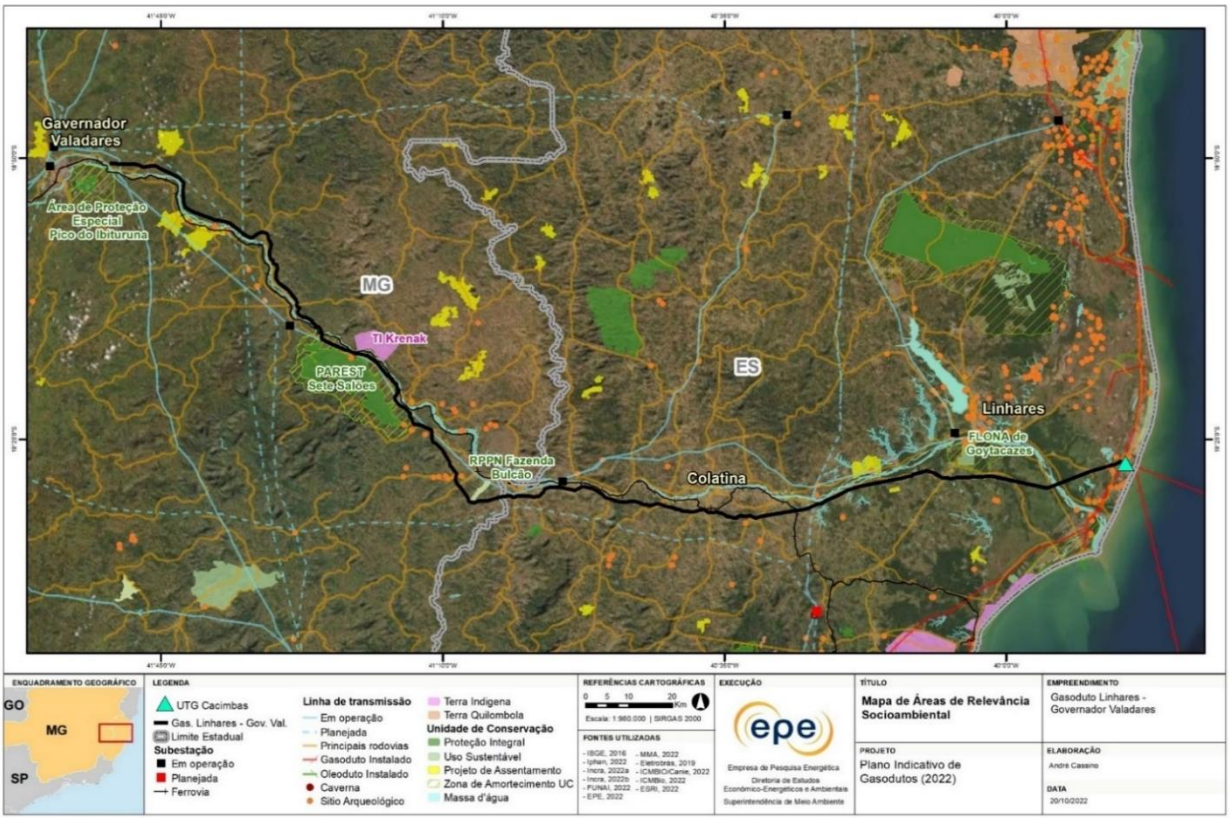


Figura 10. Mapa de relevância socioambiental da alternativa Linhares/ES – Governador Valadares/MG
Fonte: Elaboração própria EPE.

O traçado elaborado atravessa predominantemente relevos de morros e serras baixas, planícies fluviolacustres, colinas e domínios montanhosos, além de planaltos e baixos platôs, tabuleiros e terraços fluviais, em menor escala de ocorrência (CPRM, 2010a; 2010b). Cerca de 60% do relevo pode ser caracterizado como suave, sendo dominado por “mares de morros” e colinas, 25% plano e o restante do relevo seria mais ondulado.

Do ponto de vista topográfico, os domínios montanhosos caracterizam-se por apresentar grandes amplitudes e altas taxas de declividade, sugerindo complexidade para a fase construtiva dos gasodutos. Alcançam aproximadamente 13% do traçado e são mais evidentes nos municípios de Colatina/ES, Baixo Guandu/ES, Aimorés/MG, Resplendor/MG e Galiléia/MG, segundo a base de dados consultada. Importante ressaltar que a unidade de Morros e Serras Baixas, bastante expressiva ao longo do traçado, pode representar também maiores complexidades para a implantação do gasoduto.

Já as planícies mencionadas, correspondem a superfícies com materiais de granulometria e composições diversas, sinalizando complexidade geotécnica dos terrenos, além da possibilidade de estarem sujeitas a inundações ou alagamentos. Essas unidades são expressivas no município de Linhares/ES e representam aproximadamente 22% do traçado.

Há duas travessias relevantes ao longo do traçado proposto, ambas cruzando o rio Doce, nos municípios de Linhares/ES e Conselheiro Pena/MG. Entre as travessias destacam-se por suas larguras extensas os rios: Doce, Guandu, Manhuaçu e o Itambacuri, nos quais sugere-se verificar junto aos órgãos ambientais competentes a necessidade de realização de furos direcionais. Esse método de construção, possivelmente, também poderá ser utilizado nos seguintes cruzamentos: BR-101, BR-259, BR-446, BR-474, ES-80 e na Estrada de Ferro Vitória a Minas.

O traçado interfere em 142 processos minerários em fase de concessão de lavra (5), lavra garimpeira (1), requerimento ou direito de requerer lavra (16), autorização de pesquisa (93), requerimento de pesquisa (7), licenciamento (4), disponibilidade (16), tendo como principais substâncias a exploração de granito (63), areia (27) e argila (11).

Próximo ao início do gasoduto, em Linhares/ES, o traçado cruza pequeno trecho da zona de amortecimento da Floresta Nacional de Goytacazes, unidade de conservação (UC) de uso sustentável criada em 2002. A Portaria MMA nº 42, de 18 de setembro de 2015, define as normas a serem observadas no interior da zona de amortecimento. Já no município de Resplendor/MG, o traçado referencial atravessa segmento da zona de amortecimento do Parque Estadual Sete Salões, unidade de conservação de proteção integral criada em 1998. O plano de manejo da UC, disponível no sítio eletrônico do Instituto Estadual de Florestas (IEF/MG)[5], estabelece as normas específicas a serem observadas na zona de amortecimento. Portanto, caso o traçado definitivo do gasoduto interfira nessas áreas, os requisitos específicos definidos nos instrumentos acima mencionados devem ser considerados nas fases de projeto e construção do empreendimento.

Ainda em Resplendor/MG, a diretriz passa a um quilômetro da terra indígena Krenak, fato que deverá demandar a elaboração de Estudo do Componente Indígena na fase de licenciamento ambiental, conforme requisitos definidos na Portaria Interministerial nº 60, de 24 de março de 2015.

Entre os aspectos geológicos, merece atenção a possível presença em trechos de relevo mais acidentado, de rochas metamórficas do Complexo Paraíba do Sul como xistos, quartzitos, mármores, entre outras litologias cujas caracterizações mineralógicas dependem da realização de sondagens geotécnicas, de trabalhos de campo e de análises de laboratório, os quais são necessários para a definição das premissas de construção e montagem.

3.3.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

Do ponto de vista da oferta, foi considerada uma possibilidade de escoamento de aproximadamente 7 milhões de m³/dia advindos da UPGN de Cacimbas/ES, seguindo em direção ao leste de Minas Gerais. Como a maior parte da demanda pensada para este duto se encontraria na área da Sudene em Minas Gerais, conforme a Lei nº 14.182/2021 e o Decreto nº 11.042/2022, o gasoduto foi dimensionado de modo a permitir uma maior entrega de gás em seu trecho final. Soma-se a isso o fato de o município de Linhares/ES, no trecho inicial deste gasoduto, já ser atendido por gasodutos existentes e pontos de entrega.

Destaca-se, adicionalmente, que o maior volume de gás possível de ser entregue no trecho final do gasoduto também permite que, em etapa posterior, o gasoduto Linhares/ES – Governador Valadares/MG possa ser utilizado como precursor de novos gasodutos no estado de Minas Gerais, visando uma expansão da interiorização do gás natural a partir deste duto.

Foram então distribuídos, ao longo do traçado do duto, pontos de entrega em municípios onde foram observados valores relevantes de PIB. Assim, os pontos de entrega com suas respectivas vazões foram definidos: Linhares/ES (0,5 milhão de m³/dia), Colatina/ES (1,0 milhão de m³/dia), Aimorés/MG (0,5 milhão de m³/dia) e Governador Valadares/MG (5 milhões de m³/dia). Destaca-se que, embora o município de Linhares/ES apresente um dos maiores valores de PIB observados ao longo do traçado analisado, o ponto de entrega definido para este município foi de apenas 0,5 milhão

[5] http://www.ief.mg.gov.br/unidades-de-conservacao/214

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022 (0951569) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 180

de m³/dia. Isto decorre do fato que o município já possui um ponto de entrega existente. Assim, optou-se por um novo ponto de entrega no mesmo município visando abastecer um trecho da malha de distribuição existente em Linhares/ES que é, até o presente momento, atendida por GNC.

Através de simulações termofluido-hidráulicas foi dimensionado um gasoduto com 20 polegadas sem necessidade de estações de compressão. Vale destacar que o *ramp-up* natural que acontece no gasoduto, após a sua construção, pode adiar a construção de alguns dos pontos de entrega mencionados ou mesmo resultar nas suas construções em módulos. No entanto, para fins de orçamentação, considerou o projeto completo final dimensionado para 7 milhões de m³/dia.

3.3.4. Estimativas de Custos

A **Tabela 6** detalha os custos levantados para cada rubrica destacada. Do ponto de vista construtivo, destaca-se a dificuldade prevista na Construção e Montagem do duto em decorrência principalmente de sua extensão.

Tabela 6. Custos associados ao projeto do gasoduto Linhares/ES – Governador Valadares/MG

Descrição		
Custos Diretos	**R$ milhões**	**%**
Tubulação	980	22,9
Componentes	42	1,0
Construção e Montagem	1.951	45,7
Instalações complementares	107	2,5
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	18	0,4
Terrenos	83	1,9
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	15	0,3
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	638	15,0
Contingências	435	10,2
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)	**4.269**	**100**

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

A parte de tubulações também apresenta um valor significativo. Essa rubrica está diretamente atrelada ao dólar e às variações dos custos das *commodities* conforme detalhado na Seção 5. Em relação aos terrenos, destaca-se a majoritária presença de áreas rurais com Classe de Locação 1 e, por consequência, essa rubrica não onera significativamente o CAPEX do gasoduto. Cabe ressaltar que este gasoduto além de ser uma alternativa ao atendimento de usinas termelétricas que podem vir a ser construídas de acordo com a Lei nº 14.182/2021 e o Decreto nº 11.042/2022, busca cumprir o papel de interiorização do gás natural e desenvolver regiões não abastecidas pelo combustível, atraindo indústrias interessadas em utilizar um energético com menores níveis de emissão. O gasoduto também poderia aumentar a demanda por gás natural ao longo do sistema GASENE, que hoje tem baixos níveis de retirada e tem funcionado como um ponto de estocagem de gás dentro da malha de dutos.

3.4. Gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ

O gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ é uma alternativa que conecta o complexo portuário do Açu até o Terminal Cabiúnas (TECAB) da Petrobras (**Figura 11)**. Esta alternativa é baseada no projeto do GASINF desenvolvido pela GNA, que conectaria o seu terminal de regaseificação de GNL no Porto do Açu (e uma eventual UPGN que possa vir a ser construída no porto motivada pela chegada de rotas de escoamento em São João da Barra/RJ) à malha integrada de gasodutos, através da conexão em Cabiúnas, na cidade de Macaé/RJ.

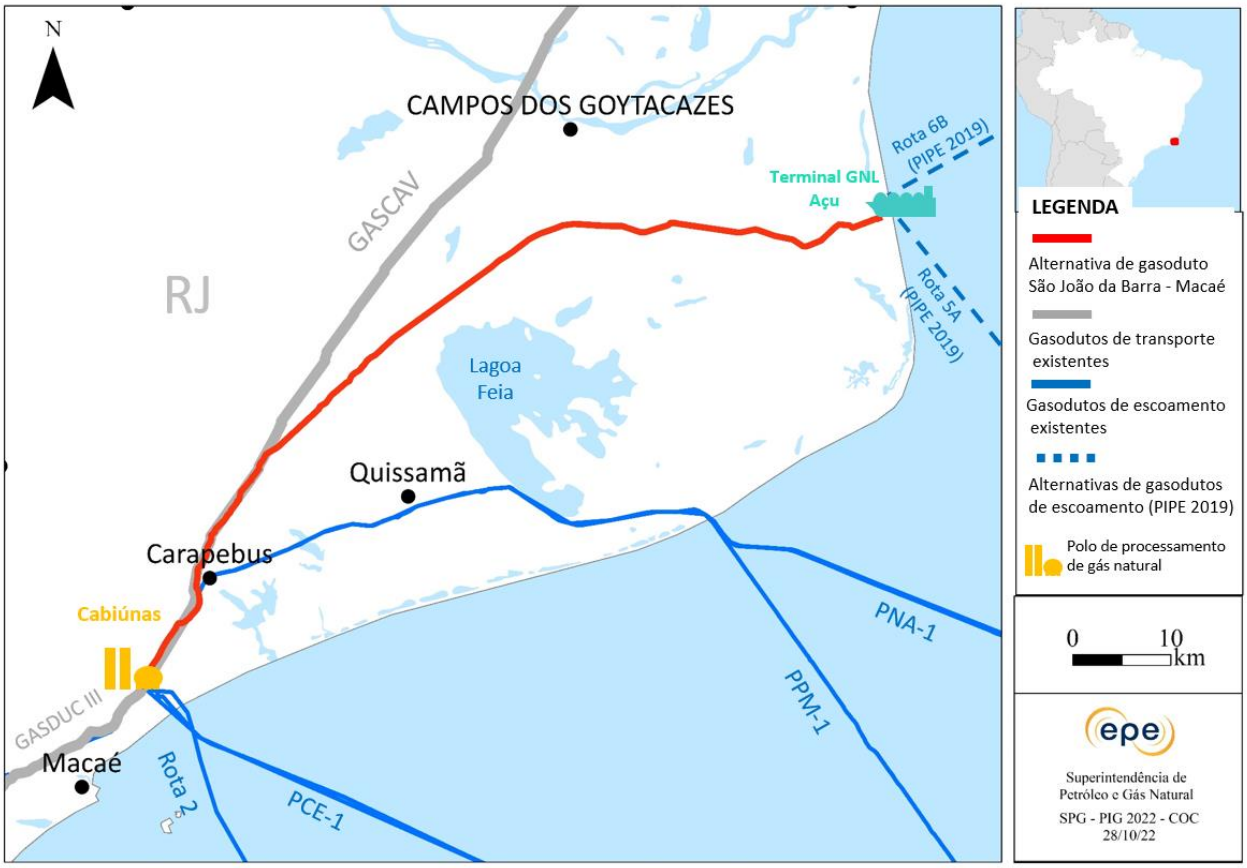


Figura 11. Mapa de localização do gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ
Fonte: Elaboração própria EPE.

A proposta se insere na prerrogativa do PIG de conectar uma fonte de gás natural à malha integrada, proporcionando a conexão de uma oferta de gás internacional (e nacional, caso se tenha rotas de escoamento chegando ao complexo portuário do Açu) a consumidores termelétricos (vinculados ou não à Lei nº 14.182/2021) e não termelétricos. Dentro do contexto do Novo Mercado de Gás, seria mais uma alternativa de carregador de gás natural para a malha integrada.

Cabe destacar que essa é mais uma alternativa para conexão dessa oferta à malha integrada, já que no PIG 2019 foi tratada a proposta do gasoduto Porto do Açu – GASCAV, baseado no projeto do GASOG, também da GNA. Porém, este duto, com 45,5 km de extensão e 18 polegadas de diâmetro, apesar de partir da mesma origem, sugere a conexão diretamente no GASCAV, no município de Campos dos Goytacazes/RJ conforme descrito no PIG 2019 (EPE, 2019).

3.4.1. Resumo do traçado

A faixa de domínio do gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ tem 101 km de extensão, 20 m de largura e atravessa 5 municípios no estado do Rio de Janeiro, sendo eles: São João da Barra, Campos dos Goytacazes, Quissamã, Carapebus e Macaé.

O gasoduto compartilha faixa de servidão em dois trechos com diferentes gasodutos. Logo na sua origem, no Porto do Açu, em São João da Barra/RJ, o duto compartilharia faixa com um projeto de gasoduto da GNA, o GASOG (no PIG 2019, chamado gasoduto Porto do Açu – GASCAV), ainda não construído, por cerca de 33 km. Em seguida, o duto partiria por um trecho de faixa nova de aproximadamente 40 km, onde se encontraria com a faixa de servidão do gasoduto existente em operação GASCAV, no município de Quissamã/RJ. A partir daí, o gasoduto São João da Barra/RJ-Macaé/RJ segue os demais 28 km compartilhando faixa com o GASCAV até o complexo do TECAB, em Macaé/RJ, exceto por um trecho de 6 km próximo à cidade de Carapebus/RJ, onde optou-se por um desvio de uma área povoada, afastando-se alguns metros da faixa existente, conforme o EIA-RIMA do gasoduto GASINF[6] (INEA-RJ, 2020).

3.4.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

Nos primeiros 30 km a partir do Porto do Açu o traçado (**Figura 12)** segue paralelo à linha de transmissão 345 kV UTE GNA I - Campos, C1 e C2 (CD) e da linha planejada 500 kV GNA II - Campos 2, C1. Deve-se atentar para questões relacionadas à proteção catódica do duto, de forma a mitigar eventual corrosão provocada pela indução eletromagnética.

A diretriz atravessa áreas com bom apoio viário, com presença da rodovia federal BR-101, rodovias estaduais (RJ-240, RJ-196, RJ-216, RJ-236, RJ-208, RJ-180, RJ-178, RJ-182 e RJ-106), além de vias secundárias. Nos municípios de Campos dos Goytacazes/RJ e Quissamã/RJ, a diretriz cruza com a Ferrovia Centro-Atlântica em alguns pontos.

Há ainda possibilidade de interferência com projetos planejados na região, como a rodovia RJ-244, a ferrovia EF-118 (Vitória-Rio), o Gasoduto Goytacazes (GASOG), que interligará o Terminal de Regaseificação do Açu ao Gasoduto Cabiúnas – Vitória, em Campos dos Goytacazes/RJ, e o Projeto SPOT, que consiste em dois oleodutos ligando a Unidade Tratamento de Petróleo (UTP) no Porto do Açu até a Estação de Barra do Furado, da Petrobras, no município de Quissamã. Nos 28 quilômetros finais, o traçado ainda compartilha faixa com gasodutos instalados, tal como o GASCAV.

O contexto de uso do solo é caracterizado pela presença de cordões arenosos associados a algumas áreas de vegetação de restinga em seu trecho inicial, por aproximadamente 15 quilômetros em sentido leste. Ainda em sentido leste, por aproximadamente 20 quilômetros até o Rio Ururaí, o traçado passa ao sul da área urbana de Campos dos Goytacazes/RJ, onde há um vetor de crescimento conectando distritos, e extensas áreas de cultivo de cana-de-açúcar. Nas proximidades da Lagoa Feia a diretriz atravessa extensões significativas de áreas úmidas. Após a Lagoa Feia até o Terminal

[6] Foi utilizado o EIA-RIMA do gasoduto GASINF por este conter uma série de estudos de campo detalhados sobre o gasoduto proposto nesta seção. Como já dito anteriormente, a EPE não realiza estudos de campo para propor suas alternativas conceituais, portanto, faz uso de dados públicos, juntamente com reuniões com os agentes, para detalhar suas premissas de cada duto.

Cabiúnas, no município de Macaé/RJ, o traçado atravessa região com predominância de pastagens, com algumas áreas ocupadas por culturas agrícolas, intercaladas por fragmentos de Mata Atlântica.

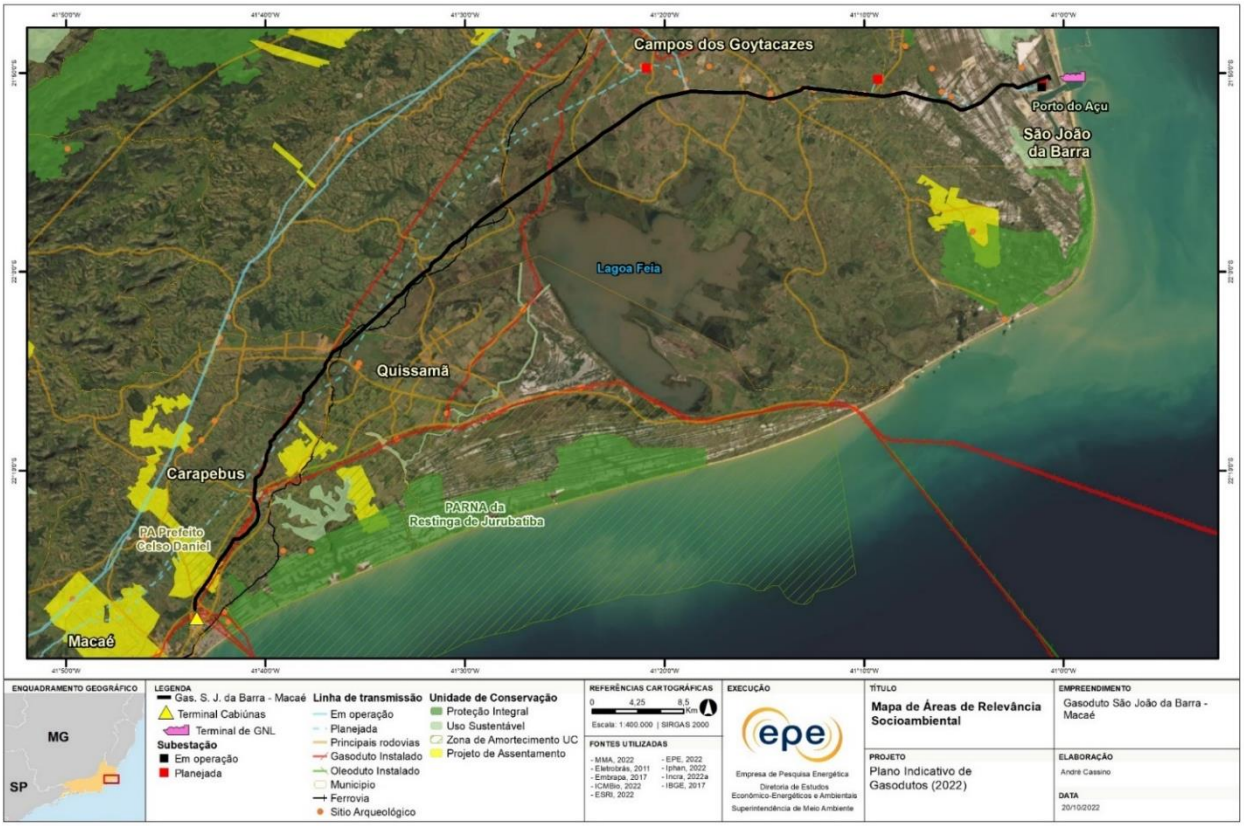


Figura 12. Mapa de relevância socioambiental na região da alternativa São João da Barra/RJ-Macaé/RJ
Fonte: Elaboração própria EPE.

O traçado atravessa predominantemente relevos de planícies marinhas, fluvionares e lacustres, além de colinas e tabuleiros (CPRM, 2010b). Do ponto de vista topográfico, as formas de relevo mencionadas mostram-se favoráveis para a passagem do gasoduto, uma vez que representam menores amplitudes de relevo e baixas taxas de declividade, em princípio. Já as planícies mencionadas correspondem a superfícies com materiais de granulometria e composições diversas, sinalizando complexidade geotécnica dos terrenos, além da possibilidade de estarem sujeitas a inundações ou alagamentos. De acordo com a base de dados consultada, essas unidades representam aproximadamente 66% do traçado.

O traçado interfere em 22 polígonos de processos minerários em fases de requerimento ou direito de requerer lavra (2), autorização de pesquisa (10), requerimento de pesquisa (2), licenciamento (2), requerimento de licenciamento (3), disponibilidade (3), envolvendo substâncias como areia (7), argila (7), Ilmenita (1), minério de ouro (1), saibro (1), sapropelito (1) e turfa (4).

Na chegada ao Terminal Cabiúnas, em Macaé/RJ, o traçado do gasoduto atravessa trecho de extenso projeto de assentamento rural (PA Prefeito Celso Daniel). Destaca-se que já existem outros dutos cruzando esse assentamento. Conforme base de dados consultada, a diretriz não interfere em terras indígenas ou quilombolas ao longo de todo traçado.

Em Carapebus/RJ e em Macaé/RJ, o traçado atravessa porção da zona de amortecimento do Parque Nacional Restinga de Jurubatiba, unidade de conservação criada em 1998, situada nos

municípios de Macaé/RJ, Carapebus/RJ e Quissamã/RJ, e que abriga diversas espécies de fauna e flora das restingas. Portanto, caso o projeto se viabilize, devem ser consideradas as restrições e condicionantes para construção do duto na zona de amortecimento dessa área protegida.

Em relação a massas d'água, o traçado não atravessa reservatórios e não há travessias expressivas sobre cursos d'água. Consta como evidente na região de estudo a Lagoa Feia, em que foi realizado o devido desvio. Estima-se que sejam necessários pelo menos 3 furos direcionais, sendo 2 deles em travessias (Rio Ururaí e Rio Macabú) e 1 em cruzamento (RJ-180 em paralelo à linha férrea existente). Os projetos detalhados sobre as condições e as características técnicas de cada furo direcional deverão ser realizados pelo agente interessado na construção do gasoduto e discutidos com os órgãos competentes para a obtenção das respectivas autorizações e licenças. Observa-se, também, o canal Quitingute de menor largura que seria atravessado pelo gasoduto.

A maior parte do traçado estaria na classe de locação 1 e cerca de 10 km na classe de locação 2, sendo grande parte desta localizada na região portuária e industrial do Açu e no complexo TECAB. Essas estimativas deverão ser revisadas e aprimoradas à medida que os trabalhos de campo, o aerolevantamento e outros estudos complementares forem realizados pelos agentes interessados na construção do gasoduto.

A extensão total do gasoduto que se estima atravessar de rochas brandas ou sedimentos inconsolidados é cerca de 70% e o restante de rochas com maior dureza. Como não foram realizados trabalhos de campo e nem sondagens geotécnicas, recomenda-se que essas etapas de investigação do subsolo bem como outras sejam realizadas durante as etapas posteriores do projeto.

Destaca-se a necessidade de realização, por parte dos agentes econômicos interessados na construção do gasoduto, de estudos detalhados como aqueles necessários à análise de riscos e danos, além da adoção de boas práticas de Engenharia para proteger a fauna, a flora, a vida humana e a integridade dos empreendimentos potencialmente afetados. As empresas proprietárias das linhas de transmissão deverão ser consultadas juntamente com os órgãos ambientais sobre o projeto do gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ, podendo o traçado preliminar apresentado nessa publicação sofrer alterações e/ou ajustes a depender das discussões sobre as características técnicas e as necessidades operacionais dos projetos.

3.4.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

A alternativa São João da Barra/RJ-Macaé/RJ seguiu os mesmos parâmetros dimensionados para o projeto do gasoduto GASINF da GNA. Assim, foi considerado um gasoduto de 22 polegadas, de 100 kgf/cm² de pressão de projeto e com vazão de 10 milhões de m³/dia. Estima-se que haja a possibilidade de o gasoduto escoar uma vazão ainda superior caso se confirme a prospecção de uma UPGN localizada no Porto do Açu com a chegada de rotas de escoamento de gás natural *offshore* na região. Contudo, incialmente, prevê-se que apenas o excedente da capacidade máxima de regaseificação do terminal de GNL da GNA[7] não utilizado em suas plantas termelétricas, possam vir a ser escoadas por este gasoduto. Também não são previstas nenhuma estação de compressão ou pontos de entrega ao longo do traçado do gasoduto.

Assim, ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas do gasoduto nessas condições não foram encontradas nenhuma restrição no escoamento do gás. Quando simulado junto à malha de

[7] O terminal de regaseificação de GNL da GNA no Porto de Açu tem capacidade máxima de 28 milhões de m³/dia.

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022 (0951569) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 185

gasodutos integrada, esta oferta de gás concorre com as demais fontes na malha, em especial com o GNL na Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro/RJ. Ressalta-se que o estado do Rio de Janeiro é um dos mais privilegiados em termos de opções de oferta de gás natural na malha integrada. O estado é suprido por gás de diferentes origens (nacional e internacional), sendo atualmente uma região majoritariamente exportadora de gás para outras regiões da malha.

3.4.4. Estimativas de Custos

A **Tabela 7** detalha os custos associados ao projeto, agrupados em rubricas. O custo mais expressivo é o relativo à Construção e Montagem, principalmente devido à quantidade de áreas úmidas ao longo do traçado. A parte de tubulações também apresenta um valor significativo. Essa rubrica está diretamente atrelada ao dólar e às variações dos custos das *commodities* conforme detalhado na Seção 5. Já os custos de terreno apresentaram uma participação baixa nos custos totais, principalmente devido ao compartilhamento de faixa em alguns trechos do gasoduto.

Tabela 7. Custos associados ao projeto do gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ

Descrição		
Custos Diretos	**R$ milhões**	**%**
Tubulação	379	18,7
Componentes	28	1,4
Construção e Montagem	969	47,9
Instalações complementares	26	1,3
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	7	0,4
Terrenos	81	4,0
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	7	0,3
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	307	15,2
Contingências	218	10,8
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)	**2021**	**100**

Fonte: Elaboração própria EPE.
Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Vale ressaltar que este projeto pode ser construído em paralelo com a alternativa proposta no PIG 2019 (gasoduto Porto do Açu – GASCAV) e não são propostas necessariamente excludentes. Enquanto uma alternativa possui extensão menor em relação a outra (45,5 km contra 101 km), outros critérios como a localização do ponto de conexão à malha integrada podem ser cruciais no momento do FID dos projetos. Contudo, mesmo que não haja uma UPGN no Porto do Açu (o que favoreceria a construção de ambos os projetos), o terminal de GNL da GNA possui capacidade suficiente de regaseificação para escoar gás pelas duas rotas já sugeridas pela EPE em seus planos indicativos, mesmo descontando os volumes consumidos pelas UTE GNA I e UTE GNA II (em construção). Além disso, com a modalidade de tarifa de entrada e saída dentro do contexto de abertura do mercado de gás, diferentes pontos de injeção de gás na malha integrada aumentam o dinamismo e a competitividade do gás para os consumidores finais.

3.5. Gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP

Trata-se da ampliação por gasodutos proposta no item 3.2 deste documento. O gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP é uma alternativa de ampliação do escoamento do gás da malha da NTS para a malha da TBG conforme **Figura 13**.

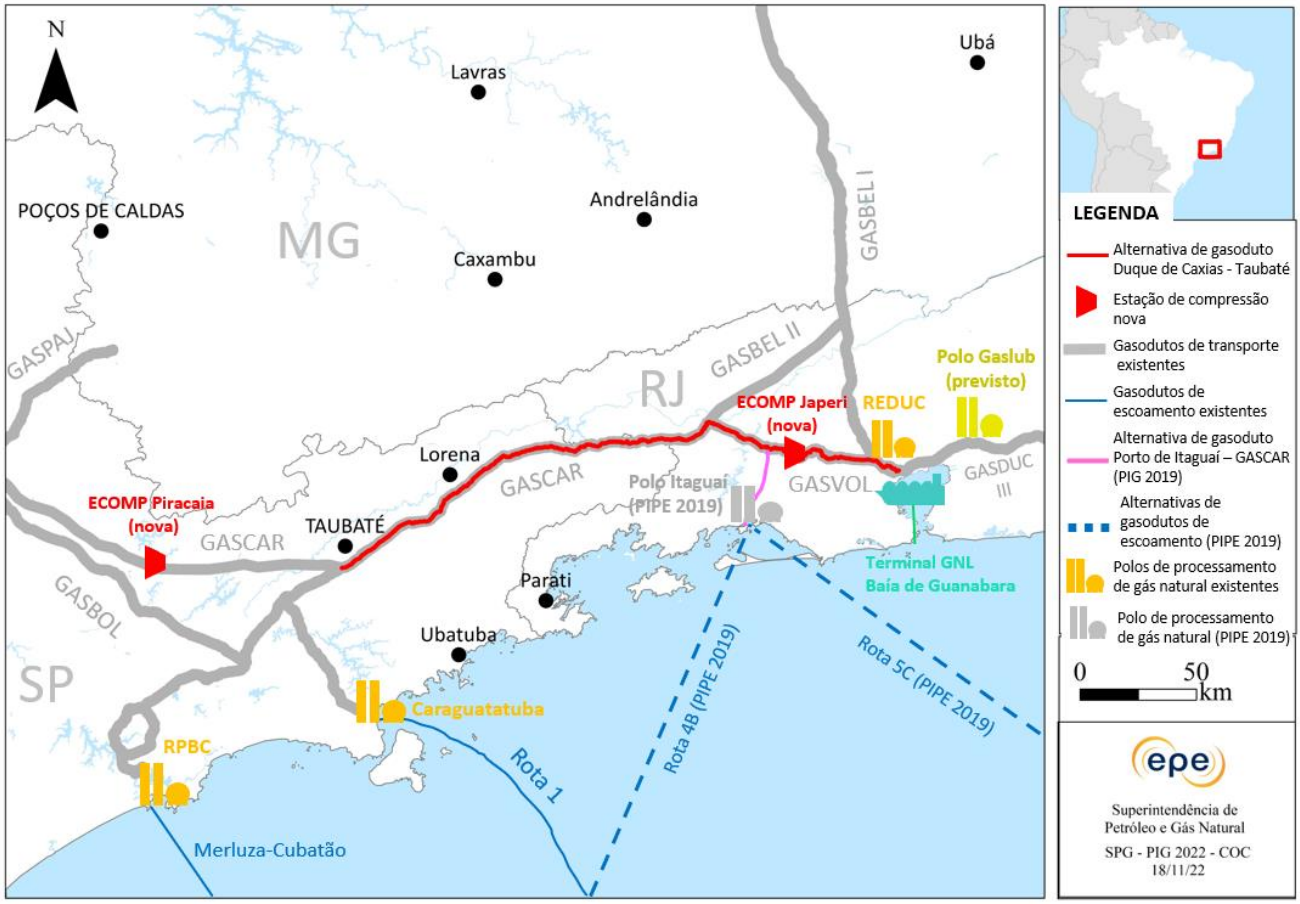


Figura 13. Mapa de localização do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP
Fonte: Elaboração própria EPE.

É um projeto resultado de simulações da malha integrada e baseado nas informações públicas divulgadas pela transportadora NTS no intuito de ampliar a capacidade de transporte de gás natural do estado do Rio de Janeiro até Paulínia/SP. Com este projeto seria possível escoar até 25 milhões de m³/dia, que atualmente se limita a cerca de12 milhões de m³/dia em Paulínia/SP.

A proposta tem como principal motivador a possibilidade de redução da dependência do gás importado da Bolívia, de modo a aumentar o número de alternativas de suprimento de gás para o mercado atendido pela transportadora TBG caso a vazão de gás boliviano sofra redução por qualquer motivo que seja. Isto reforçaria a segurança energética de importantes polos nacionais da indústria, além de incentivar o uso de gás de origem nacional, principalmente do pré-sal, reduzindo a dependência da rede da TBG aos futuros terminais de GNL (e à volatilidade dos preços internacionais atrelados a essa *commodity*) a serem interligados a ela, caso a oferta de gás da Bolívia venha a reduzir ou a faltar.

Cabe ressaltar que essa é uma alternativa para esta ampliação. Diferentes cenários foram também simulados, no entanto, este foi destacado devido às informações divulgadas por veículos de comunicação sobre as intenções da transportadora NTS de realizar tal investimento (EPBR, 2022a). Soluções até mais simples, com trechos duplicados menores e/ou com menos ou nenhuma estação de compressão também foram encontrados, porém com vazões resultantes menores no fim da linha, em Paulínia/SP.

3.5.1. Resumo do traçado

A faixa de domínio do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP tem 294,5 km de extensão, 20 m de largura e atravessa 10 municípios no estado do Rio de Janeiro (Duque de Caxias, Nova Iguaçu, Japeri, Seropédica, Paracambi, Piraí, Pinheiral, Volta Redonda, Barra Mansa e Resende) e 13 municípios no estado de São Paulo (Bananal, Arapeí, São José do Barreiro, Areais, Silveiras, Cachoeira Paulista, Canas, Lorena, Guaratinguetá, Aparecida, Roseira, Pindamonhangaba e Taubaté).

O gasoduto compartilha faixa de servidão por todo o seu traçado. O duto se inicia na Refinaria Duque de Caxias (REDUC), na Região Metropolitana do Rio Janeiro, no município de Duque de Caxias/RJ, e nos primeiros 45,3 km do traçado o duto compartilha faixa com o GASJAP (Japeri-REDUC). Nos 249,2 km restantes, o duto compartilha faixa com o GASCAR no trecho Taubaté-Japeri, passando pela Mesorregião Sul Fluminense, até chegar à divisa com o estado de São Paulo, de onde segue no sentido oeste, em território paulista, pela Macrorregião do Vale do Paraíba, até seu limite final, no município de Taubaté/SP, na ECOMP Taubaté. O compartilhamento de faixa permite reduzir os custos de aquisição de terrenos a valores mínimos, enquanto os custos de OPEX poderiam aumentar, caso o transportador responsável por essa duplicação não seja a NTS, dona da faixa de servidão.

3.5.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

A diretriz atravessa áreas com bom apoio rodoviário (**Figura 14)**, com presença de rodovias federais (BR-040, BR-116, BR-493, BR-383 e BR-459), estaduais (RJ-101, RJ-085, RJ-093, RJ-111, RJ-113, RJ-125, RJ-127, RJ-141, RJ-155, RJ-157, SP-068, SP-072, SP-171 e SP-125), além de vias secundárias. Na Região Metropolitana do Rio de Janeiro, o traçado interfere nas ferrovias MRS Logística S.A. e Ferrovia Centro-Atlântica S.A.

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022 (0951569) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 188

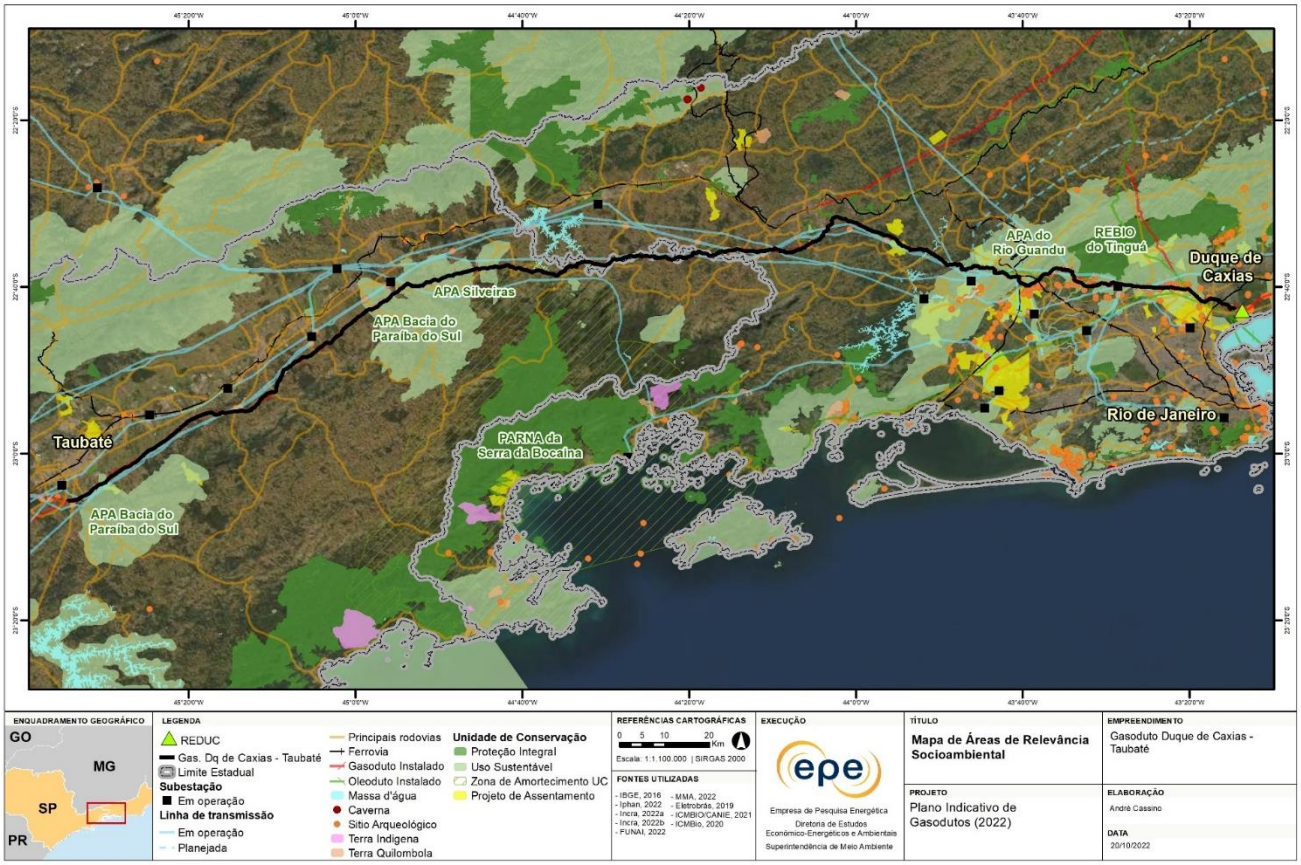


Figura 14. Mapa de relevância socioambiental da alternativa Duque de Caxias/RJ-Taubaté/SP
Fonte: Elaboração própria EPE.

Destaca-se que a diretriz cruza com 17 linhas de transmissão de rede básica (≥ 230 kV) em operação e com os traçados de três linhas planejadas. Portanto, deve-se atentar para questões relativas à proteção catódica do duto, de forma a mitigar o risco de corrosão provocada pela indução eletromagnética.

Nos dez quilômetros iniciais, o contexto do uso do solo é de área urbana adensada. A partir daí, seguindo a oeste por cerca de cinquenta quilômetros, o traçado passa ao longo de uma faixa compreendida entre a área de expansão urbana da Região Metropolitana do Rio de Janeiro e a Serra do Mar, onde pode-se observar importante presença de fragmentos de vegetação nativa, pastagens e algumas áreas de agricultura. Este padrão de ocupação se repete até a divisa com o estado de São Paulo. Ao adentrar o estado de São Paulo, até seu limite final, o traçado passa a percorrer paralelamente a Rodovia Presidente Dutra (BR-116), em áreas de relevo mais suave. Nesse trecho há menor quantidade de fragmentos de vegetação nativa. O traçado passa próximo a núcleos urbanos e importantes áreas de agricultura.

O traçado elaborado atravessa predominantemente relevos de colinas e morros baixos, além de outras unidades de menor escala de ocorrência (CPRM, 2010a; 2010b). Há trechos de relevos acidentados associados a domínios montanhosos, morros altos e escarpas serranas, sobretudo nos municípios de Paracambi/RJ e Piraí/RJ. Do ponto de vista topográfico, essa configuração, caracterizada por “mares de morros” e trechos de domínios montanhosos, sugere complexidade para a fase construtiva dos gasodutos.

Observa-se ainda a presença de planícies fluviolacustres e fluviomarinhas mais relevantes na Baixada Fluminense do estado do Rio de Janeiro, nos municípios de Paracambi, Japeri, Nova Iguaçu e Duque de Caixas, representando aproximadamente 14% do traçado. Essas unidades correspondem a superfícies com materiais de granulometria e composições diversas, sinalizando complexidade geotécnica dos terrenos, além da possibilidade de estarem sujeitas a inundações ou alagamentos.

Em relação a massas d'água, o traçado não atravessa reservatórios e não há travessias expressivas sobre cursos d'água. Estima-se que sejam necessários pelo menos 6 furos direcionais, sendo 3 deles em travessias (dois deles no Rio Guandu e um no Rio Piraí) e 3 em cruzamentos (vias asfaltadas dentro da região metropolitana de Duque de Caxias em paralelo a uma linha férrea existente, BR-040 e BR-116). Os projetos detalhados sobre as condições e as características técnicas de cada furo direcional deverão ser realizados pelo agente interessado na construção do gasoduto e discutidos com os órgãos competentes para a obtenção das respectivas autorizações e licenças. Destacam-se, também, o ribeirão Brandão e os rios São Pedro, Bananal e Una de menor largura que seria atravessado pelo gasoduto.

O traçado interfere em 81 polígonos de processos minerários em fase de concessão de lavra (3), requerimento ou direito de requerer lavra (15), autorização de pesquisa (48), requerimento de pesquisa (13), requerimento de licenciamento (1), licenciamento (1), tendo como substâncias saibro (37), areia (23), argila (11), granito (5), água mineral (1), gnaisse (1), rocha piro betuminosa (2) e turfa (1).

Ao longo de seu trajeto, o traçado cruza com oito Áreas de Proteção Ambiental (APAs), unidades de conservação de uso sustentável, sendo seis no estado do Rio de Janeiro e duas no estado de São Paulo. Destaca-se ainda a interferência com as zonas de amortecimento da Reserva Biológica do Tinguá e do Parque Nacional da Serra da Bocaina, unidades de conservação federais de proteção integral. Como o duto será implantado em faixas de servidão existentes, não são esperados grandes óbices para a passagem nessas áreas. Contudo, deve-se atentar para a localização dos canteiros de obras, acessos e bota-foras, de forma a evitar ou minimizar a interferência nesses locais.

A diretriz atravessa trechos de sete projetos de assentamento rural, sendo quatro em Nova Iguaçu/RJ, um em Paracambi/RJ, um em Piraí/RJ e um em Taubaté/SP. Conforme base de dados consultada, a diretriz não interfere em terras indígenas ou quilombolas

Aproximadamente 237 km do gasoduto estariam na classe de locação 1, 43,4 km na classe de locação 2, bem distribuída ao longo do traçado, e 14,1 km na classe de locação 3, concentrada na região metropolitana de Duque de Caxias/RJ e Nova Iguaçu/RJ. Essas estimativas deverão ser revisadas e aprimoradas à medida que os trabalhos de campo, o aerolevantamento e outros estudos complementares forem realizados pelos agentes interessados na construção do gasoduto.

A extensão total do gasoduto que se estima atravessar de rochas brandas ou sedimentos inconsolidados é de 20% e de rochas duras de 80%, o que tende a dificultar as escavações e onerar os custos de construção e montagem do duto. Como não foram realizados trabalhos de campo e nem sondagens geotécnicas, recomenda-se que essas etapas de investigação do subsolo bem como outras sejam realizadas durante as etapas posteriores do projeto.

Destaca-se a necessidade de realização, por parte dos agentes econômicos interessados na construção do gasoduto, de estudos detalhados como aqueles necessários à análise de riscos e danos, além da adoção de boas práticas de Engenharia para proteger a fauna, a flora, a vida humana e a integridade dos empreendimentos potencialmente afetados. As empresas proprietárias das linhas de transmissão deverão ser consultadas juntamente com os órgãos ambientais sobre o projeto do

gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP, podendo o traçado preliminar apresentado nessa publicação sofrer alterações e/ou ajustes a depender das discussões sobre as características técnicas e as necessidades operacionais dos projetos.

3.5.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

A alternativa Duque de Caxias/RJ-Taubaté/SP, conforme antecipado na Seção 2, é resultado de uma das soluções encontradas para aumentar a vazão de chegada na interconexão de malhas da NTS com a TBG em Paulínia/SP. Buscou-se entregar neste ponto a vazão de 25 milhões de m³/dia como premissa (já discutida na Seção 2). Para tanto, foi dimensionada a duplicação dos gasodutos GASJAP e GASCAR (trecho entre Japeri/RJ e Taubaté/SP), totalizando 294,5 km de extensão, contando com um gasoduto de 28 polegadas de diâmetro. O duto ainda teria 100 kgf/cm² de pressão de projeto e somado ao gasoduto existente GASCAR permitiria uma vazão máxima de 25 milhões de m³/dia.

Foi preciso incluir nesta ampliação de capacidade ainda duas ECOMPs: uma no município de Japeri/RJ (necessária em outras soluções para aumentos de capacidade menores do que o proposto neste projeto) e outra no município de Piracaia/SP, fora do traçado de duplicação, já no trecho final do GASCAR, que conecta Taubaté/SP a Paulínia/SP.

Assim, ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas do gasoduto nessas condições não foi encontrada nenhuma restrição no escoamento do gás e foi possível entregar 25 milhões de m³/dia na interconexão das malhas. Em uma análise de cenário crítico, constatou-se através das simulações da malha que esta ampliação foi capaz de transportar uma quantidade significativa da oferta de gás que chega no estado do Rio de Janeiro em direção à malha da TBG, caso houvesse a interrupção de fornecimento de gás da Bolívia.

3.5.4. Estimativas de Custos

A **Tabela 8** detalha os custos associados ao projeto, agrupados em rubricas. A parcela mais expressiva dos custos é relativa à Construção e Montagem, principalmente devido à extensão do gasoduto e sua complexidade construtiva, com probabilidades maiores de se encontrar rochas duras durante a escavação, além de uma quantidade significativa de áreas alagadas. A parte de tubulações também apresenta um valor elevado. Essa rubrica está diretamente atrelada ao dólar e às variações dos custos das *commodities* conforme detalhado na Seção 5. Já os custos de terreno apresentaram um valor muito próximo de zero pois todo o traçado do gasoduto será construído em faixa existente, cabendo apenas o aluguel da faixa, caso a transportadora responsável pela duplicação não seja a própria NTS, dona da faixa de servidão.

Tabela 8. Custos associados ao projeto do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP

Descrição		
Custos Diretos	**R$ milhões**	**%**
Tubulação	1.774	22,6
Componentes	56	0,7
Construção e Montagem	3.276	41,7
Instalações complementares	774	9,8
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	18	0,2
Terrenos	0	0
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	15	0,2
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	1.127	14,3
Contingências	817	10,4
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)	**7.858**	**100**

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Vale ressaltar que este projeto pode ser construído em etapas, de modo a ir modulando a expansão. Por exemplo: em um primeiro momento pode-se construir somente a ECOMP de Japeri e expandir a capacidade de escoamento para 20 milhões de m³/dia, conforme discutido na Seção 2. Em seguida, havendo a necessidade de uma expansão maior, poderia ser feita a duplicação conforme esta alternativa aqui proposta, juntamente com a ECOMP de Piracaia/SP, para se chegar à vazão máxima de escoamento de 25 milhões de m³/dia no fim do GASCAR, em Paulínia/SP.

4. Resultados e Discussão

Conforme apresentado ao longo deste estudo, foram mapeados 5 projetos indicativos de novos de gasodutos de transporte, com o objetivo principal de fornecer alternativas para auxiliar no abastecimento de potenciais demandas termelétricas que se enquadrarem na Lei nº 14.182/2021 e no Decreto nº 11.042/2022. Cabe destacar que algumas das alternativas tinham objetivo também de interiorizar e expandir a capacidade de escoamento da infraestrutura de gasodutos, buscando atender novos mercados ainda não atendidos por gás natural. Estes projetos são apresentados na **Tabela 9**, junto a suas extensões, diâmetros, vazões e valores de CAPEX estimados.

Tabela 9. Projetos de Gasodutos de Transporte analisados no ciclo do PIG 2022

Gasoduto	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Vazão (milhões de m^3/dia)	Custos Diretos (R$ milhões)	Custos Indiretos (R$ milhões)	Custo Total (R$ milhões)
Barcarena/PA – Belém/PA	49	12	4	599	251	850
Jacutinga/MG – Uberaba/MG	321/20[1]	18/12[1]	6/0,5[1]	4.428	1.604	6.032
Linhares/ES – Governador Valadares/PA	280	20	7	3.181	1.088	4.269
São João da Barra/RJ – Macaé/RJ	101	22	10	1.489	532	2.021
Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP	295	28	20	5504	1808	7.313
Total	**1.066**	**-**	**-**	**15.201**	**5.283**	**20.485**

Fonte: Elaboração própria EPE.

[1]Extensão, diâmetro e vazão do ramal do gasoduto para entrega em Poços de Caldas/MG.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

No ciclo do PIG 2022 foi analisado um projeto de suma importância por conectar uma capital a uma oferta de gás importado, nominalmente a alternativa Barcarena/PA – Belém/PA. O terminal de GNL em Barcarena da CELBA não possui atualmente de forma pública toda a sua capacidade de regaseificação contratada, o que favoreceria a utilização do mesmo para abastecimento da capital, seja para demandas termelétricas, seja para demandas não termelétricas.

Além disso, foram analisadas duas alternativas que permitem o atendimento do interior dos estados de Espírito Santo, Minas Gerais e São Paulo. As alternativas denominadas como Linhares/ES-Governador Valadares/MG e Jacutinga/MG-Uberaba/MG permitem ampliar o fornecimento de gás natural aos três estados, atendendo a novas áreas com demanda potencial, baseada em novas demandas termelétricas, novos projetos industriais ou na substituição do consumo de outros combustíveis em polos industriais existentes. Porém, nos casos de substituição de combustíveis (que vale também para alternativa Barcarena/PA-Belém/PA), a viabilidade da estratégia ao longo da vida útil do projeto dependerá também dos preços relativos do gás natural frente aos outros combustíveis no ano presente e nos anos seguintes.

Neste sentido, as sinalizações de baixas nos preços do gás natural frente aos derivados de petróleo, devido à mudança da lógica de competição gás-óleo para uma lógica gás-gás, podem apresentar, no futuro, uma vantagem competitiva a ser considerada nos EVTEs de empreendimentos industriais.

Há ainda as alternativas que se basearam em reforçar a malha no Sudeste, seja conectando mais uma fonte de oferta de gás importada, nominalmente a proposta do gasoduto São João da Barra/RJ-Macaé/RJ, seja expandindo a capacidade de escoamento entre as malhas das transportadoras NTS e TBG, com o gasoduto Duque de Caxias/RJ-Taubaté/SP. Esses dutos têm um papel estratégico no sentido de prover maior segurança energética e robustez da malha, ao mesmo tempo que são capazes de aumentar as opções de oferta de gás natural em importantes polos da indústria nacional.

As alternativas avaliadas no PIG 2022, somadas, indicam uma expansão cerca de 75% menor em extensão de dutos que no PIG 2020, no entanto, os custos são apenas 46,5% menores. Isto se explica pela crise mundial desencadeada pela pandemia de Covid-19 e intensificada pela guerra entre Rússia e Ucrânia, que impactaram as cadeias produtivas e logísticas no mundo todo, tendo impactado diretamente a indústria de dutos e o setor de construção e montagem. A consequente inflação que se observou nos custos está mais bem detalhada na Seção 5 deste documento. Ainda, é importante lembrar que os custos estimados para cada projeto individualmente não variam de forma linear com a extensão, uma vez que o diâmetro de cada alternativa, a necessidade ou não de estações de compressão ao longo de sua extensão, além dos parâmetros relacionados à construção deles, podem variar bastante.

Todos os projetos elencados neste trabalho foram estudados de forma indicativa, como alternativas potenciais para a expansão da malha de gasodutos de transporte, e sua implementação futura dependerá do equacionamento de diversos fatores por parte dos agentes interessados em cada empreendimento, como: a assinatura de contratos de oferta de gás natural; a assinatura de contratos de demanda de gás natural; o estabelecimento de acordos para interconexão com os gasodutos existentes; a realização de chamada pública para alocação de capacidade; o detalhamento dos estudos socioambientais e de engenharia; entre outros.

De forma geral, as alternativas estudadas, com exceção do gasoduto Barcarena/PA-Belém/PA, podem trazer novos pontos de fornecimento ou demanda de gás natural ao Sistema de Transporte de Gás Natural do Brasil, beneficiando os *stakeholders* conectados à malha integrada, que passariam a contar com diversificadas opções de compra e venda de gás natural. Em um mercado de gás natural mais aberto, dinâmico e competitivo em desenvolvimento, e com a regulamentação da tarifação na forma de entrada e saída, espera-se que estes novos pontos de oferta ou demanda possam impactar positivamente na competitividade das tarifas de transporte para todos os carregadores em sua área de influência, uma vez que irão ampliar as vazões movimentadas na malha, incorrendo também em ganhos de escala.

5. Atualização dos Custos de Projetos Analisados Anteriormente

O mercado global passou por grandes transformações nos últimos três anos ocasionados, em um primeiro momento, pela pandemia de Covid-19 e, em um segundo momento, pelos conflitos entre Rússia e Ucrânia.

Em vários países, os custos de projetos de gasodutos experimentaram uma escalada nos últimos 2 anos. Nos Estados Unidos, por exemplo, foi observado um aumento substancial nos custos de construção e montagem (C&M) dos gasodutos impulsionados, principalmente, pela parcela dos custos de materiais de gasodutos terrestres que aumentaram para aproximadamente US$ 1,2 milhões/km em 2022. O valor anterior era de aproximadamente US$ 515.000/km. Esses aumentos foram decorrentes das restrições sofridas na cadeia de suprimentos e da inflação (OGJ, 2022).

Assim, quando da análise dos custos dos projetos estimados nesta edição do PIG, verificou-se alteração significativa dos custos passados. Nesse sentido, optou-se por atualizar os custos de alguns gasodutos que haviam sido analisados em edições passadas do plano indicativo, uma vez que possuem relação com as temáticas da edição atual. As atualizações foram feitas para a data-base de junho de 2022, de modo que os custos estivessem alinhados com a mesma data-base dos demais gasodutos analisados neste documento.

Dentre os projetos analisados nas edições 2019 e 2020 do PIG, identificou-se aqueles que se destacavam por atenderem às áreas listadas na Lei nº 14.182/2021 e no Decreto nº 11.042/2022. Com isso, foram atualizados os custos dos gasodutos São Carlos/SP – Brasília/DF (Brasil Central) presente no plano indicativo publicado em 2019 e reavaliado no plano de 2020 e os gasodutos Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE e Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA. Os três gasodutos se destacam

5.1. Evolução dos custos de gasoduto no Brasil

Assim como em outros países, no contexto nacional também foi observada uma alta nos custos de projetos de engenharia implementados no Brasil. De forma geral, pode-se observar um aumento de custos por meio da variação dos índices IGP-M e INCC. Entre junho/19 e junho/22, o IGP-M apresentou aumento de aproximadamente 60%, enquanto o INCC aumentou cerca de 35% no mesmo período. Além disso, os índices mais específicos, referentes a itens de custo de gasodutos, também sofreram aumentos consideráveis entre estas duas datas, como é o caso do índice de custo de borracha e plástico, que teve um aumento de cerca de 75% (FGV, 2022).

A Erro! Fonte de referência não encontrada. apresenta a evolução de alguns índices de custo p ara setores específicos com relevante influência nas estimativas de custo de projetos de gasodutos.

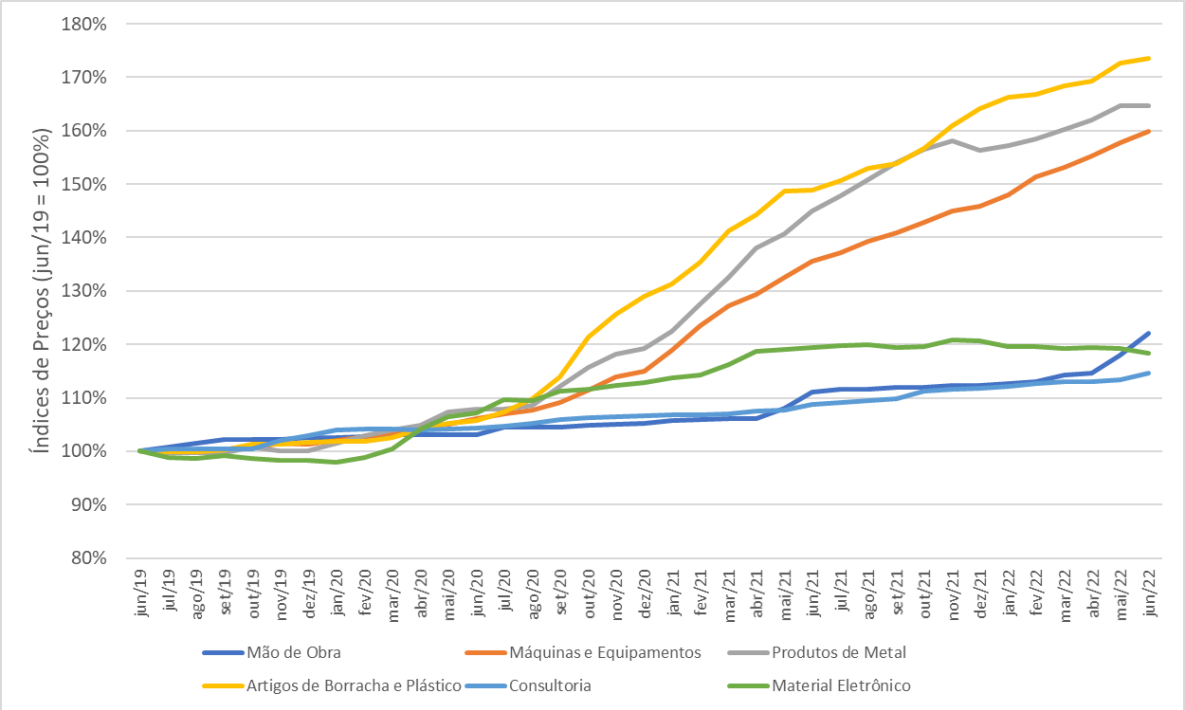


Figura 15. Evolução dos índices econômicos de 2019 até 2022
Fonte: Elaboração própria EPE a partir de FGV (2022).

Outro aspecto importante foi a variação cambial que também exerceu forte influência nos custos de materiais importados tais como a tubulação dos projetos de gasodutos. Percebe-se um aumento expressivo do câmbio nos últimos três anos passando de R$ 3,859/US$ (média compra/venda de junho de 2019) para R$ 5,049/US$ (média compra/venda de junho de 2022).

Por outro lado, percebe-se que um dos principais índices que medem a variação de custo dos tubos de aço no mercado americano, utilizado para estimar o custo de aquisição da tubulação em projetos de gasodutos no PIG, teve um aumento de 103% no custo em dólar entre junho/19 e junho/22.O preço quando se converte para reais por tonelada curta (*short-ton*, equivalente a 0,93 tonelada métrica) teve aumento de 166% no mesmo período no mercado nacional, conforme apresentado na Erro! Fonte de referência não encontrada.. O aumento do custo da tubulação em r eais foi mais expressivo devido à forte variação cambial entre os anos de 2019 e 2022.

Nas seções a seguir, serão apresentados os custos atualizados dos gasodutos São Carlos/SP – Brasília/DF (Brasil Central), Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE e Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA, cujos custos finais evidenciarão a dimensão dos aumentos de custos apontados nesta seção.

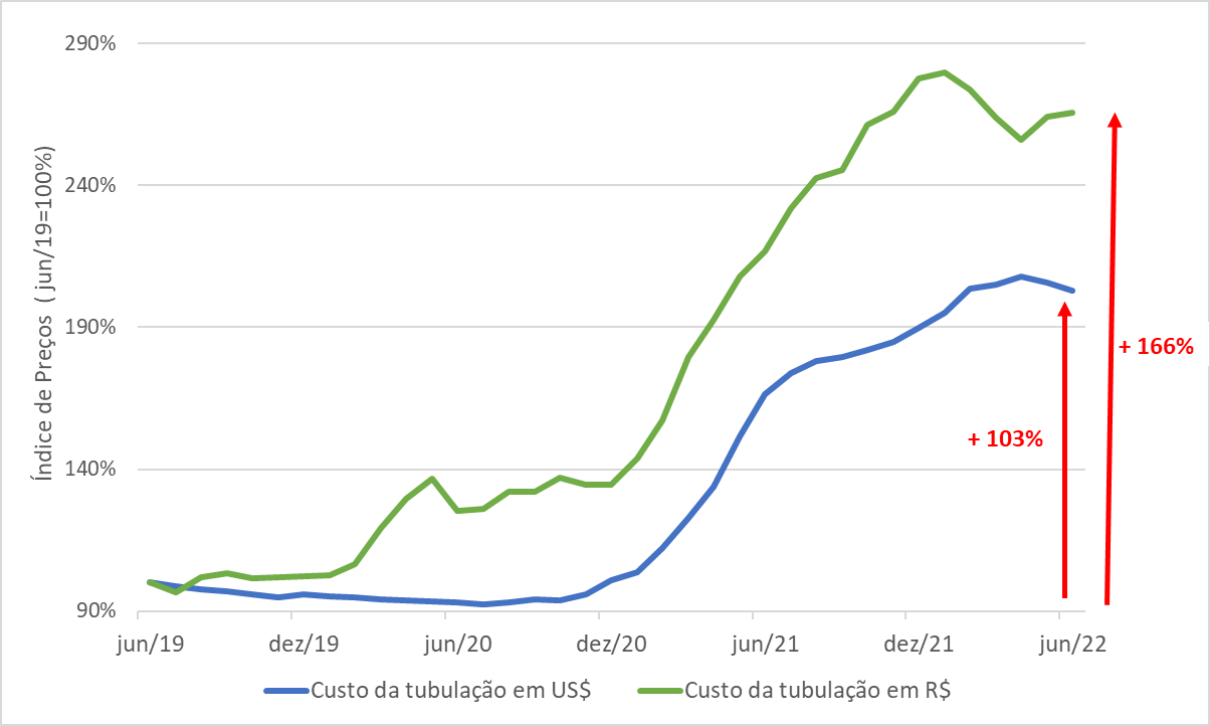


Figura 16. Evolução dos índices de custo de tubulação de 2019 até 2022
Fonte: Elaboração própria EPE a partir de PRESTON PUBLISH (2022).

5.2. Gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF

O gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF conecta o GASBOL, no trecho que este atravessa a cidade paulista de São Carlos, à Brasília. Esse gasoduto foi primeiramente estudado no PIG 2019 e posteriormente teve seu CAPEX atualizado na versão do plano indicativo publicado em 2020.

O gasoduto atravessa os estados de São Paulo, Minas Gerais, Goiás e o Distrito Federal, passando por importantes cidades como Ribeirão Preto (SP), Uberaba (MG), Uberlândia (MG), Goiânia (GO) e Anápolis (GO), antes de chegar à Brasília, promovendo uma opção para a interiorização da oferta do gás natural no País. Esta alternativa inicia-se na estação de compressão (ECOMP) de São Carlos/SP e termina em um ponto de entrega a ser construído em Ceilândia/DF, a 30 km de Brasília. Com uma extensão total de 893 km e um diâmetro de 20 polegadas de São Carlos/SP a Ribeirão Preto/SP e de 18 polegadas no restante do traçado, o gasoduto teria uma vazão total de 7 milhões de m³/dia.

Este gasoduto foi selecionado para ter seu custo atualizado devido à possível conexão com uma das alternativas propostas neste Plano Indicativo, o gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG. Este último será tratado com maiores detalhes na Seção 3.1 deste estudo, destacando, por exemplo, suas motivações.

Na Erro! Fonte de referência não encontrada. é possível verificar a atualização dos custos d iretos e indiretos para a data-base de junho de 2022.

Tabela 10. Custos associados ao projeto do gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF

Descrição		
Custos Diretos	**R$ milhões**	**%**
Tubulação	2.145	19,2
Componentes	125	1,1
Construção e Montagem	4.767	42,7
Instalações complementares	318	2,9
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	56	0,5
Terrenos	364	3,3
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	113	1,0
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	1.696	15,2
Contingências	1.568	14,1
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)	**11.152**	**100**

Fonte: Elaboração própria EPE.
Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Conforme pode ser observado na Erro! Fonte de referência não encontrada. os custos do g asoduto em questão sofreram um aumento de 56% entre as datas bases de junho/19 e junho/22. Esta variação resultou, principalmente, de um aumento substancial nos custos de tubulação e de construção e montagem.

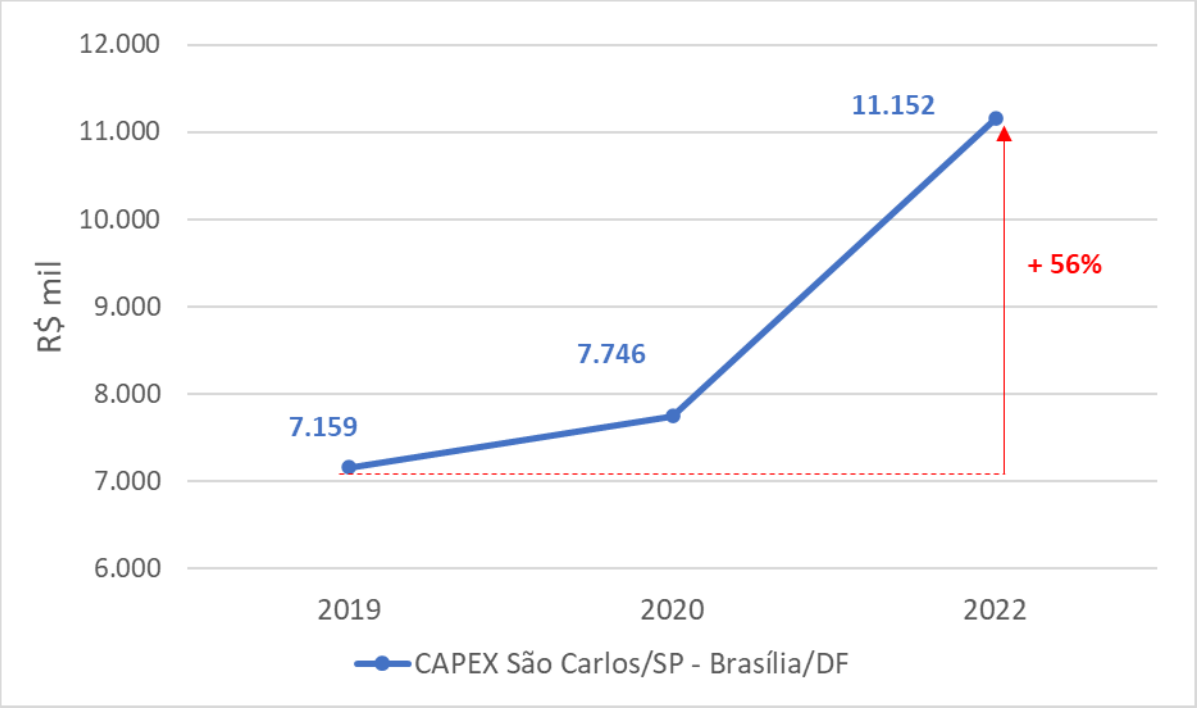


Figura 17. Evolução dos custos do gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF
Fonte: Elaboração própria EPE.

5.3. Gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE

O gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE consiste em uma infraestrutura de transporte de gás natural que conecta, ao longo do seu traçado, os estados do Maranhão e do Piauí, incluindo a capital Teresina à malha integrada. O traçado deste gasoduto possui 684 km de extensão e atravessa 29 municípios no Maranhão, Piauí e Ceará, tendo como extremidades o Complexo Parnaíba em Santo Antônio dos Lopes, no Maranhão e a conexão entre o terminal de GNL de Pecém e o gasoduto existente GASFOR I em Caucaia no Ceará.

Este gasoduto foi selecionado para ter seu custo atualizado devido à possibilidade de expansão da malha integrada a partir de Pecém/CE, solução que será tratada com maiores detalhes na Seção 2.1 deste estudo, destacando, por exemplo, suas motivações.

Na Erro! Fonte de referência não encontrada. é possível verificar a atualização dos custos d iretos e indiretos para a data-base de junho de 2022.

Tabela 11. Custos associados ao projeto do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE

Descrição		
Custos Diretos	**R$ milhões**	**%**
Tubulação	2.373	23,9%
Componentes	123	1,2%
Construção e Montagem	4.281	43,1%
Instalações complementares	458	4,6%
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	41	0,4%
Terrenos	184	1,8%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	35	0,4%
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	1.447	14,6%
Contingências	1.000	10,1%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)	**9.943**	**100**

Fonte: Elaboração própria EPE.
Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Conforme pode ser observado na Erro! Fonte de referência não encontrada. Erro! Fonte de re ferência não encontrada.os custos do gasoduto em questão sofreram um aumento de 61% entre as datas bases de junho/19 e junho/22. Esta variação resultou, principalmente, de um aumento substancial nos custos de tubulação.

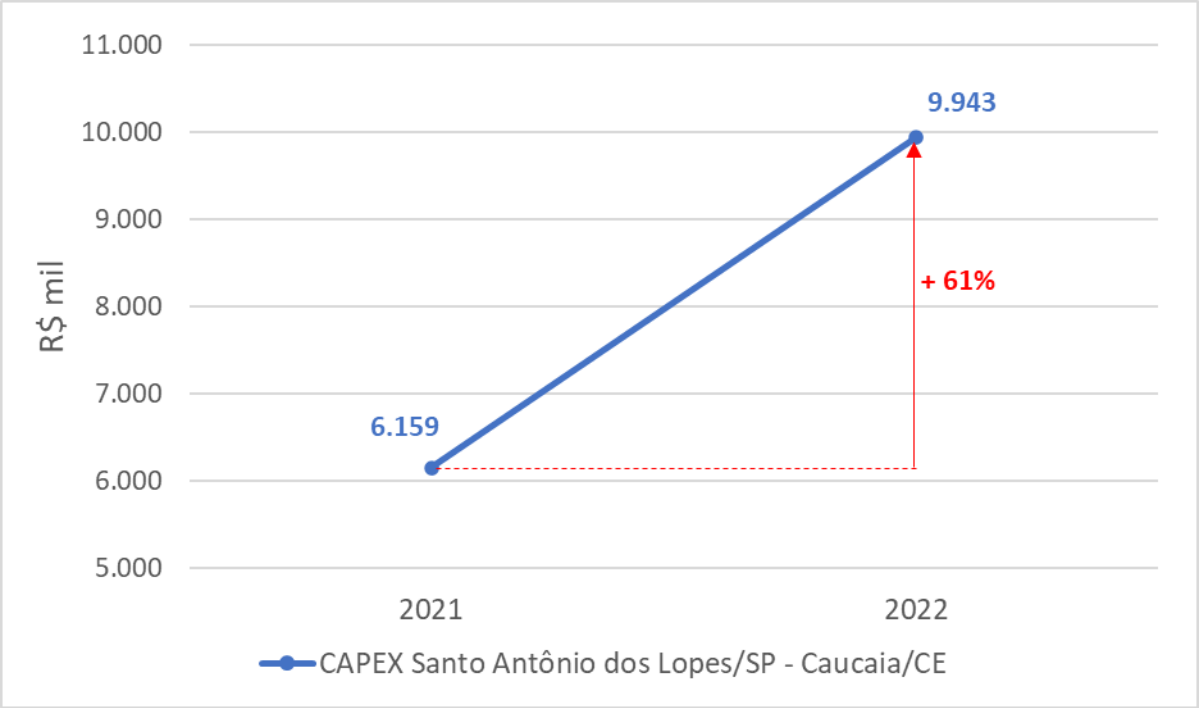


Figura 18. Evolução dos custos do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA-Caucaia/CE
Fonte: Elaboração própria EPE.

5.4. Gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA

Esse gasoduto tem a intenção de conectar a oferta de gás advinda da Bacia do Parnaíba à capital do estado do Maranhão, São Luís, de modo a interligá-la ao Complexo Termelétrico Parnaíba, que já utiliza o gás natural explorado e tratado da região. Assim, caso haja excedente de produção, esse gás poderia ser disponibilizado para São Luís e arredores. Além disso, com a conexão ao gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE é possível que a fonte de suprimento para esse gasoduto seja do Terminal de GNL existente ou do futuro terminal no Porto de Pecém, além do gás nacional da bacia de Sergipe-Alagoas (SEAL).

O gasoduto partindo do Complexo Termelétrico Parnaíba, em Santo Antônio dos Lopes seguiria até as proximidades do Porto de Itaqui, em São Luís ao longo de um traçado de 282 km de extensão que atravessaria 15 municípios do estado do Maranhão.

Este gasoduto foi selecionado para ter seu custo atualizado devido à possibilidade de expansão da malha integrada a partir de Pecém/CE, solução que será tratada com maiores detalhes na Seção 2.1 deste estudo, destacando, por exemplo, suas motivações.

Na Erro! Fonte de referência não encontrada. é possível verificar a atualização dos custos d iretos e indiretos para a data-base de junho de 2022.

Tabela 12. Custos associados ao projeto do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA

Descrição		
Custos Diretos	**R$ milhões**	**%**
Tubulação	924	15,9%
Componentes	33	0,6%
Construção e Montagem	2.347	40,3%
Instalações complementares	107	1,8%
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	18	0,3%
Terrenos	806	13,8%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	16	0,3%
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	912	15,7%
Contingências	659	11,3%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)	**5.821**	**100**

Fonte: Elaboração própria EPE.
Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Conforme pode ser observado na Erro! Fonte de referência não encontrada. os custos do g asoduto em questão sofreram um aumento de 52% entre as datas bases de junho/19 e junho/22. Esta variação resultou, principalmente, de um aumento substancial nos custos de tubulação.

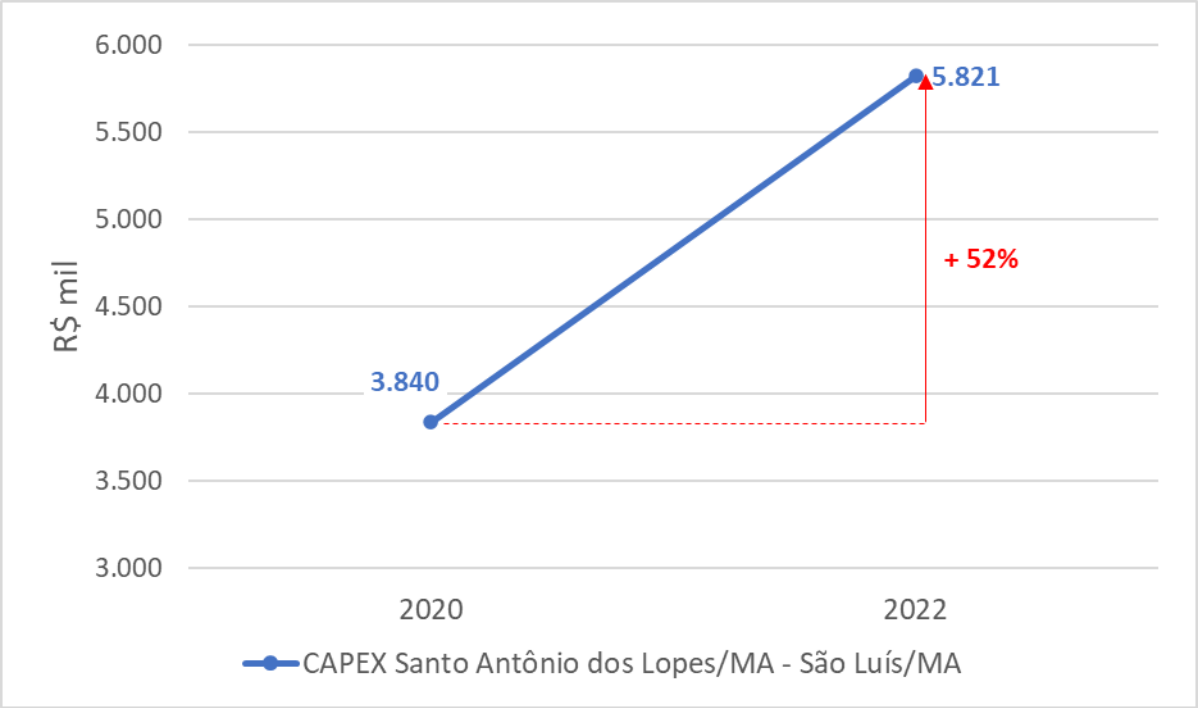


Figura 19. Evolução dos custos do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA - São Luís/MA
Fonte: Elaboração própria EPE.

6. Panorama Atualizado dos Projetos Analisados em Ciclos Anteriores

O ciclo do PIG 2019 mapeou 11 projetos indicativos de gasodutos de transporte, somando cerca de 1.969 km de extensão e investimentos da ordem de R$ 17 bilhões[8] enquanto o PIG 2020 analisou 6[9] projetos indicativos, totalizando 4.380 km de extensão e R$ 44 bilhões[10] em investimentos.

Já, no presente ciclo do PIG foram estudados mais 5 projetos com extensão total de 1.066 km e R$ 20,5 bilhões. As três edições do PIG contabilizam 7.615 km de extensão. Na **Figura 20** são apresentados os projetos estudados nos dois primeiros ciclos do PIG, além dos analisados no presente estudo.

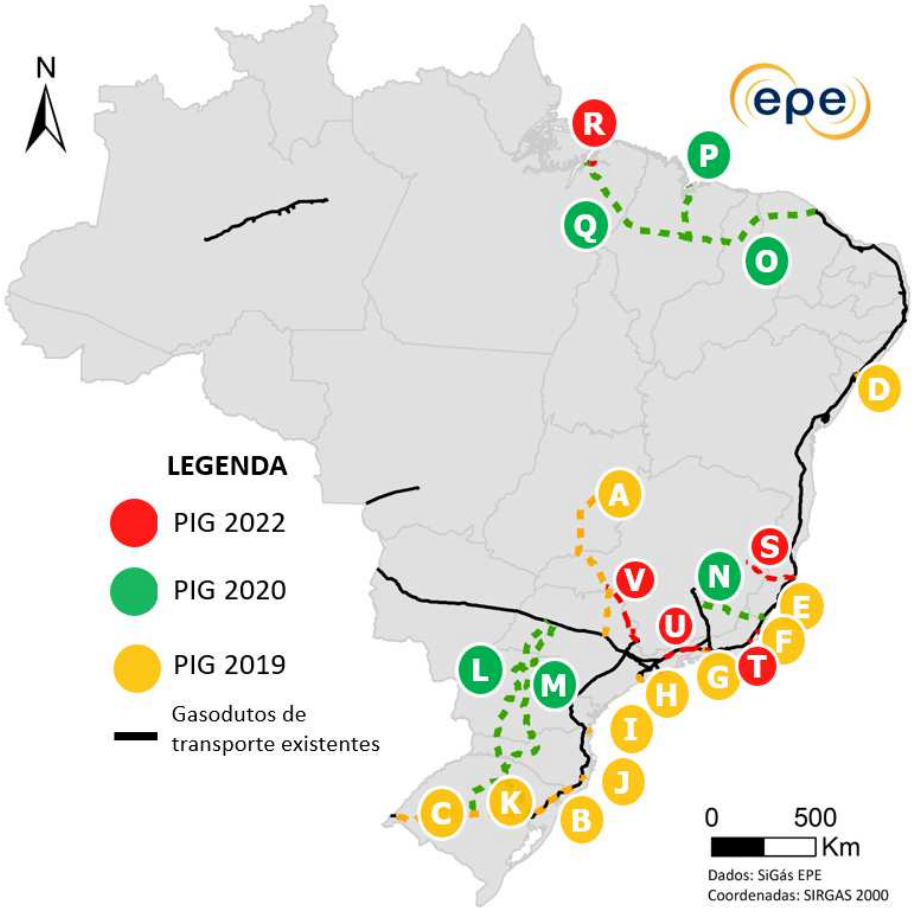


Figura 20. Mapa de alternativas de gasodutos apresentadas no PIG 2019, 2020 e 2022.
Fonte: Elaboração própria EPE.

[8] Data-base de junho/2019.

[9] Embora tenham sido estudadas 6 alternativas, duas delas são concorrentes (Chimarrão A e Chimarrão B) de modo que não se espera que ambas sejam construídas simultaneamente.

[10] Data-base de junho/2020.

De sua concepção até o início da operação, um gasoduto de transporte passa por diversas etapas. A etapa de estudos iniciais inclui a investigação da oferta e demanda preliminares, a realização de análise socioambiental para definição do traçado e a análise técnica para definição da extensão, pontos de entrega e diâmetro. Posteriormente, podem ser iniciados o processo de licenciamento ambiental e a chamada pública para confirmação da capacidade e de agentes interessados – que pode ter diversas etapas de manifestação de interesse e contestações, e ocorrer de forma iterativa.

Em seguida, com a confirmação das características do projeto, além de volumes reservados nas entradas e saídas e listagem de carregadores a serem atendidos, ocorrem a Decisão Final de Investimento (*Final Investment Decision* – FID), a construção do gasoduto e sua operação propriamente dita.

Neste sentido, esta seção tem por objetivo compilar informações acerca dos projetos analisados nos ciclos 2019 e 2020 do PIG de forma a fornecer uma atualização quanto à situação atual destes projetos. É relevante destacar que, dentre os projetos analisados nestes 2 ciclos do PIG até o presente momento, se observam diferentes níveis de avanço em relação ao andamento de seus processos até uma eventual entrada em operação. Assim, a compilação destas informações permite acompanhar a ampliação da infraestrutura brasileira de gasodutos. É importante destacar que a atualização dos projetos foi realizada com as informações encontradas até a data da publicação desta edição do PIG.

O projeto Porto do Açu-GASCAV foi inicialmente tratado no PIG 2019 e se apresenta como uma das possibilidades para escoamento do gás oriundo do terminal de GNL do Porto do Açu (ou de eventual UPGN instalada neste porto), inserindo gás na malha de gasodutos da NTS. Este gasoduto baseou-se no projeto do GASOG, o qual obteve Licença Prévia LP nº IN050785 em dezembro de 2019 (INEA-RJ, 2019). Destaca-se, no entanto, que não se sabe qual projeto será priorizado, em um primeiro momento, pela Gás Natural Açu S. A., para movimentação do gás do porto: GASOG ou GASINF (projeto a partir do qual foi baseado o São João da Barra/RJ-Macaé/RJ, apresentado no presente ciclo do PIG).

O projeto Porto Sergipe-Catu-Pilar/SE apresentou um grande avanço em 2022. As empresas CELSE e TAG celebraram a assinatura do Contrato de Conexão de Acesso para interligação do Terminal de GNL em Sergipe ao gasoduto Catu-Pilar. O projeto de interligação está previsto para operar a partir de 2024 (TAG, 2022).

Quanto ao projeto Terminal Gás Sul/SC – GASBOL foram observados avanços no seu processo de implementação. A empresa NFE recebeu através da autorização ANP 699/2021 permissão para construir o gasoduto *onshore* de 30 km enquanto a TBG obteve através da autorização ANP nº 117/ 2022 a autorização de construção da estação de medição de Garuva além de um gasoduto de aproximadamente 200 metros. Essas instalações terão o objetivo de interligar o gasoduto proveniente do Terminal Gás Sul ao gasoduto GASBOL (ANP, 2022).

Já o projeto Cubatão/SP-GASAN/SP, tratado no PIG 2019, embora tratasse da conexão de uma possível rota de escoamento chegando na Baixada Santista à malha integrada, esta alternativa pode ser comparada ao projeto Subida da Serra, que inclui um duto similar. Este gasoduto ainda apresenta discussões com relação à sua classificação como um gasoduto de transporte ou de distribuição. O projeto, inicialmente classificado como gasoduto de transporte (ANP, 2021) teve sua classificação alterada para distribuição após discussões entre ANP e ARSESP (ABEGAS, 2022; CPG, 2022), resultando, no presente momento, em judicialização deste processo (PETRONOTÍCIAS, 2022).

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022 (0951569) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 203

A **Tabela 13** apresenta o andamento dos projetos estudados neste ciclo e em ciclos anteriores do PIG, com base nos principais marcos citados.

Tabela 13. Andamento dos projetos de gasodutos de transporte analisados no PIG 2019 e 2020

	Alternativas de gasodutos*	Andamento				
		Estudos Iniciais	Em Licenciamento **	FID ***	Em construção	Em operação
A	São Carlos/SP – Brasília/DF (Brasil Central)	■	■			
B	Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS (Duplicação trecho GASBOL)	■				
C	Uruguaiana/RS – Triunfo/RS (Trecho 2 GASUP)	■	■			
D	Porto Sergipe - Catu Pilar/SE	■	■	■		
E	Porto Central - GASCAV/ES	■				
F	Porto do Açu - GASCAV/ES	■	■			
G	Porto de Itaguaí - GASCAR/RJ	■	■			
H	Cubatão/SP - GASAN/SP	■	■			
I	Terminal Gás Sul/SC – GASBOL	■	■	■	■	
J	Terminal Imbituba/SC -GASBOL	■				
K	Mina Guaíba/RS -Triunfo/RS	■				
L	Chimarrão A	■				
M	Chimarrão B	■				
N	Presidente Kennedy/ES - São Brás do Suaçuí/MG	■	■			
O	Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE	■	■			
P	Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA	■	■			
Q	Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA	■	■			

Fonte: Elaboração própria EPE.

Notas: *: As alternativas A a K foram estudadas no PIG 2019 e as alternativas L a Q no PIG 2020.

**: Inclui processos de licenciamento ambiental de projetos similares, de projetos que compartilham trechos ou a totalidade da faixa de servidão, e processos de licenciamento ambiental já expirados.

***: *Final Investment Decision* (FID) ocorre quando os empreendedores confirmam que o projeto tem condições técnicas, operacionais, comerciais e financeiras para avançar para a fase de desenvolvimento e construção.

6.1. Outros Projetos de Infraestrutura

Embora não analisados neste ciclo do PIG, outros projetos de expansão da malha dutoviária brasileira podem ser destacados. No Nordeste, como já mencionado na Seção 5, existem projetos de expansão da transportadora TAG no intuito de aumentar a capacidade máxima atual de transporte de gás natural. O trecho norte da malha Nordeste apresenta limitações que impedem um maior aproveitamento de gás natural oriundo do terminal de regaseificação de GNL de Pecém/CE. Embora haja incertezas quanto à manutenção deste terminal a partir de 2023, há a possibilidade de instalação do terminal do Portocém nos arredores, que teria como objetivo principal abastecimento de uma termelétrica de 1,5 GW, bem como poderia ainda se conectar à malha.

Apesar de ainda não haver informações quanto ao interesse na conexão desta instalação, a remoção de gargalos de infraestrutura neste trecho final poderia influenciar no sentido de uma possível conexão desta oferta à malha integrada, o que poderia elevar a oferta de gás nesta região. Além disso, as ampliações na rede de gasodutos no Nordeste permitiriam uma maior movimentação do gás natural vindo de Pecém e possibilitariam um maior aproveitamento do gás nacional, com destaque para a produção de SEAL, em direção ao extremo norte da malha integrada, caso o terminal de Pecém seja desmobilizado ou o terminal do Portocém opte por não se conectar à malha. Nesse contexto, destacam-se os projetos de duplicação do GASFOR e de um trecho do Nordestão. Para aumentar o fluxo através do sistema GASENE, há ainda a intenção de construção de mais uma ECOMP em Itajuípe/BA (TAG, 2022).

No Norte, a TAG ainda estuda a possibilidade de conectar o Polo de Juruá/AM a Urucu/AM, o que necessitaria de um gasoduto de 170 km de extensão e 20 polegadas de diâmetro. Este gasoduto teria capacidade de transportar até 2,8 milhões de m³/dia e custaria, segundo a própria empresa, o investimento de R$ 2,5 a R$ 4 bilhões. Da mesma forma, a empresa também estuda a possibilidade de conectar o Polo de Urucu/AM a Porto Velho/RO. Neste caso, o duto teria 550 km de extensão e 14 polegadas de diâmetro, tendo a capacidade de transportar também 2,8 milhões de m³/dia de gás natural, e poderia custar, segundo a TAG, um investimento de R$ 4,5 bilhões (TAG, 2022).

Destaca-se que as opções estudadas no PIG não são exaustivas, portanto, há outras opções que não foram detalhadas. Cabe destacar ainda que o plano indicativo conta com etapas bem definidas de cronograma que limitam a inserção de novas alternativas de gasodutos no PIG após determinada fase, e algumas alternativas acabam sendo consideradas apenas para o próximo ciclo do produto, uma vez que se encaixem na nova diretriz.

7. Considerações Finais

No ciclo do PIG 2022, foram estudados 1.066 km de projetos de gasodutos de transporte, que somados representam investimentos da ordem de R$ 20,5 bilhões. Em complemento ao presente estudo, os ciclos do PIG 2019 e PIG 2020, juntos, já haviam mapeados 17 projetos indicativos de gasodutos de transporte, somando cerca de 6.349 km de extensão e investimentos da ordem de R$ 61 bilhões. Assim, os projetos indicativos analisados pela EPE nos ciclos 2019, 2020 e 2022 na metodologia do PIG somam 7.615 km de extensão, com investimentos que alcançam o patamar de R$ 81,5 bilhões[11].

No entanto, para que os projetos deste ciclo venham a ser construídos, em sua maioria, é necessário que projetos de usinas termelétricas enquadradas nas regras da Lei nº 14.182/2021 e no Decreto nº 11.042/2022 se sagrem vencedores e sejam direcionados a serem construídos nas áreas de influência destes gasodutos. Os grandes empreendimentos são naturalmente responsáveis pela maior parcela da demanda necessária para viabilização de gasodutos e, neste caso, a demanda termelétrica tem papel fundamental para ancorar os projetos propostos neste PIG.

É importante destacar, ainda, a possibilidade de acesso ao gás natural em várias regiões atualmente não atendidas pela rede de gasodutos existente. Estas infraestruturas poderiam diversificar as possibilidades de desenvolvimento regional e permitiriam a substituição de outros combustíveis com maiores níveis de emissão de particulados e gases responsáveis pelo efeito estufa pelo gás natural.

Foi observado também, no presente estudo, a necessidade de expansão da capacidade de transporte da malha dutoviária existente frente aos diferentes cenários que se desenham para o futuro do mercado de gás nacional. Através de simulações termofluido-hidráulicas foi possível perceber que para um maior aproveitamento do gás nacional que será ofertado no Nordeste no próximo decênio é necessário, no mínimo, adição de novas estações de compressão, enquanto duplicações de gasodutos poderiam potencializar ainda mais este aproveitamento.

No Sudeste, se torna marcante a necessidade cada vez mais eminente de expandir a capacidade de transporte de gás entre os estados do Rio de Janeiro e São Paulo, tendo em vista a segurança energética e um maior aproveitamento dos recursos nacionais. Hoje, a malha da transportadora TBG tem limitações para obter gás (em vazões equivalentes ao volume importado da Bolívia) através da conexão com a malha da transportadora NTS, onde se espera um aumento considerável da oferta de gás dentro do decênio. Este fato acaba por manter o gás boliviano ainda importante para o atendimento de todas as demandas ao longo do GASBOL, deixando estados brasileiros economicamente relevantes, dependentes da importação de gás natural.

Ressalte-se que os projetos apresentados no PIG são, conforme mencionado, de caráter indicativo de modo que a implementação de cada projeto elencado neste estudo dependerá da existência de agentes interessados, do detalhamento de diversos aspectos socioambientais e de Engenharia, assim como confirmações acerca da demanda e da oferta, e acordos para interconexão com gasodutos existentes. Somente após a realização de tais detalhamentos, por parte das empresas, será possível confirmar quantos e quais dentre os projetos estudados possuem viabilidade

[11] Conforme citado, este valor representa o somatório dos investimentos apresentados em cada um dos ciclos do PIG, no entanto, os custos anteriores não foram reajustados para uma data-base atual.

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022 (0951569) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 206

econômica, qual será o aumento real nos volumes de gás natural movimentados no Brasil e quais municípios serão atendidos.

Note-se que adicionalmente aos gasodutos, diversas tecnologias de transporte de gás natural podem ser avaliadas para suprimento dos mercados, como a utilização de alternativas de distribuição de gás por pequena escala, que são sistemas modulares de transporte de gás natural comprimido ou liquefeito (seja pelo modo rodoviário, ferroviário ou aquaviário) para atendimento da demanda em regiões ainda não supridas por gasodutos convencionais. Cada uma das alternativas de transporte tem uma competitividade relativa maior ou menor entre si dependendo não só da distância até os clientes finais, mas também dos volumes a serem transportados. Não obstante, pode-se destacar a contribuição das alternativas aos gasodutos na criação de pontos de demanda, principalmente para grandes distâncias. Estudos futuros podem considerar a atuação complementar de diferentes modais ao longo do tempo.

Por fim, é importante destacar que a expansão da infraestrutura de gasodutos tem potencial de ampliar o acesso à energia moderna e de mitigar as emissões de setores econômicos de difícil abatimento. Dentre as possíveis formas de movimentação de gás natural, o transporte dutoviário é um dos mais eficientes e de menor emissões específicas. Além disso, a expansão da infraestrutura de gás poderá contribuir para o aproveitamento do potencial de hidrogênio e de biometano através do compartilhamento da infraestrutura de gasodutos. Assim se espera que, no futuro, o hidrogênio também poderá ser um dos motivadores da expansão da rede de gasodutos.

8. Referências bibliográficas

AACEI. Association for the Advancement of Cost Engineering International, 2011. Sistema de Classificação para estimativa de custos. Disponível em: https://web.aacei.org/. Acesso em: nov. 2022.

ABEGAS. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, 2022. Subida da Serra: proposta prevê liberar conexão de gasoduto da Comgás a terminal de GNL – 23/06/2022. Disponível em: https://www.abegas.org.br/arquivos/84180. Acesso em: nov. 2022.

AGÊNCIA BRASIL, 2022. Estatal boliviana reduz 30% do fornecimento de gás natural ao Brasil: Petrobras diz que está tomando medidas para que YPFB cumpra contrato- 21/05/2022. Disponível em: https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2022-05/estatal-boliviana-reduz-30-do-fornecimento-de-gas-natural-ao-brasil. Acesso em: nov. 2022.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2022. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: https://app.anm.gov.br/dadosabertos/SIGMINE/PROCESSOS_MINERARIOS/BRASIL.zip. Acesso em: nov. 2022.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2011. Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT. Disponível em https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-6-2011. Acesso em: nov. 2022.

_____. _____, 2020. Autorização ANP nº 836, de 25 de novembro de 2020. Disponível em: https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-836-2020?origin=instituicao#:~:text=AG%C3%8ANCIA%20NACIONAL%20DO%20PETR%C3%93LEO%2C%20G%C3%81S%20NATURAL%20E%20BIOCOMBUST%C3%8DVEIS,DE%202020.-%20DOU%2025%20DE%20NOVEMBRO%20DE%202020. Acesso em: nov. 2022.

_____. _____, 2021. Resolução de Diretoria RD nº 533/2021. Disponível em: https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-de-diretoria-rd-n-533-2021-classificacao-do-projeto-denominado-gasoduto-subida-da-serra?origin=instituicao&q=subida%20da%20serra. Acesso em: nov. 2022.

_____. _____, 2022. Autorização ANP nº 117, de 25 de fevereiro de 2022. Disponível em: https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-117-2022?origin=instituicao&q=TGS. Acesso em: nov. 2022.

BRASIL, 2004. Presidência da República. Secretaria Geral. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm. Acesso em: nov. 2022.

_____, 2018. Presidência da República. Secretaria Geral. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Decreto/D9616.htm. Acesso em: nov. 2022.

_____, 2021a. Presidência da República. Secretaria Geral. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei nº 14.134, de 08 de abril de 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm. Acesso em: nov. 2022.

_____, 2021b. Presidência da República. Secretaria Geral. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Decreto nº 10.712, de 02 de junho de 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccIVIL_03/_Ato2019-2022/2021/Decreto/D10712.htm. Acesso em: nov. 2022.

_____, 2021c. Presidência da República. Secretaria Geral. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm. Acesso em: nov. 2022.

_____, 2022. Presidência da República. Secretaria Geral. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Decreto nº 11.042, de 12 de abril de 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2022/Decreto/D11042.htm. Acesso em: nov. 2022.

CMSE. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, 2022. Anexo - Datas de Tendência - 8ª Reunião de Monitoramento da Geração de 2022 - 18/08/2022. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2022/anexo-2_datas-de-tendencia-usinas-269a-reuniao-do-cmse-ordinaria-08-09-2022.pdf/@@download/file/Anexo%202_Datas%20de%20Tend%C3%AAncia%20Usinas%20-%20269%C2%AA%20Reuni%C3%A3o%20do%20. Acesso em: set. 2022.

CPG. Click Petróleo e Gás, 2022. Abegás critica interrupção da discussão sobre o gasoduto Subida da Serra e afirma que o Setor de gás será afetado – 09/09/2022. Disponível em: https://clickpetroleoegas.com.br/abegas-critica-interrupcao-da-discussao-sobre-o-gasoduto-subida-da-serra-e-afirma-que-o-setor-de-gas-sera-afetado/. Acesso em: nov. 2022.

CPRM. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais. Serviço Geológico do Brasil, 2010a. Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro. Disponível em: http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapa-de-Declividade-em-Percentual-do-Relevo-Brasileiro-3497.html Acesso: set. 2022.

_____. _____, 2010b. Mapas de Geodiversidade Estaduais. Disponível em: http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Gestao-Territorial/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html. Acesso em: set. 2022.

ELETROBRAS, 2019. Mapoteca de Unidades de Conservacao. [DG/GG/GGA]. Rio de Janeiro: versao: Outubro de 2019.

EPBR, 2022a. NTS quer entrar no negócio de estoque de GNL e mira novos gasodutos – 22/09/2022. Disponível em: https://epbr.com.br/nts-quer-entrar-no-negocio-de-estoque-de-gnl-e-mira-novos-gasodutos/. Acesso em: nov. 2022.

_____, 2022b. NTS quer entrar no negócio de estoque de GNL e mira novos gasodutos – 23/09/22. Disponível em: https://epbr.com.br/nts-quer-entrar-no-negocio-de-estoque-de-gnl-e-mira-novos-gasodutos/0. Acesso em: nov. 2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig. Acesso em: nov. 2022.

_____. _____, 2020. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2020. Acesso em: nov. 2022.

_____. _____, 2022a. Caderno de Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural PDE 2032. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032. Acesso em: nov. 2022.

_____. _____, 2022b. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Disponível em: https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/. Acesso em: out. 2022.

ESRI. Environmental Systems Research Institute, 2022. Arcgis Desktop 10.7.1. Disponível em: https://www.esri.com/en-us/home. Acesso em: out. 2022.

FGV. Fundação Getúlio Vargas, 2022. Índices Gerais de Preços – IGPs. Disponível em: https://portalibre.fgv.br/indices-de-precos. Acesso em: nov. 2022.

FUNAI. Fundação Nacional do Índio, 2022. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Arquivos em formato WFS. Disponível em: https://geoserver.funai.gov.br/geoserver/ows?service=wfs&version=2.0.0&request=GetCapabilities Acesso: nov. 2022.

HYDRO, 2021. Hydro assina contrato para fornecimento de gás natural à Alunorte – 09/09/2021. Disponível em: https://www.hydro.com/pt-BR/imprensa/noticias/2021/hydro-signs-agreement-for-alunorte-natural-gas-supply/. Acesso em: out. 2022.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2020. Base de dados do Sistema Informatizado de Monitoria de Reservas Particulares do Patrimônio Natural – SIMRPPN. Disponível em: http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico. Acesso: jun. 2020.

_____. _____, 2022. Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas, 2022. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: https://www.icmbio.gov.br/cecav/images/stories/downloads/Base_de_dados/Cavernas__canie_2021_geral.zip. Acesso em: jun. 2022.

INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2022a. Terra Quilombola. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: <http://certificacao.incra.gov.br/csv_shp/export_shp.py>. Acesso em: out. 2022.

_____. _____, 2022b. Projetos de Assentamento. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: http://certificacao.incra.gov.br/csv_shp/export_shp.py. Acesso em: out. 2022.

INDE. Infraestrutura Nacional de Dados Espaciais, 2022. Disponível em: https://www.inde.gov.br/. Acesso em: set/ 2022.

INEA-RJ. Instituto Estadual do Ambiente do Rio de Janeiro, 2019. Licença Prévia – LP nº IN050785. Disponível em: http://sistemas.inea.rj.gov.br/visualizarprocesso/frmRelatorio.aspx?relatorio=1&id=51112&marcaDagua=2. Acesso em: nov. 2022.

_____. _____, 2020. RIMA - Relatório de Impacto Ambiental da UPGN e do Gasoduto de Integração Norte Fluminense – GASINF – agosto 2020. Disponível em: http://www.inea.rj.gov.br/wp-content/uploads/2020/09/RIMA_alta.pdf. Acesso em: out. 2022.

INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2022. Clima. Distribuições e densidade de probabilidade. Disponível em: http://clima1.cptec.inpe.br/distribuicao/pt Acesso em: out. 2022.

IPHAN. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2022. Sítios Arqueológicos Georreferênciados. Arquivos em formato WFS. Disponível em:

http://portal.iphan.gov.br/geoserver/SICG/ows?service=WFS&version=1.0.0&request=GetFeature Acesso em: out. 2022.

OGJ. Oil & Gas Journal, 2022. Pipeline materials´ cost increases lift overall construction price. Oct. 03, 2022. Disponível em: https://www.ogj.com/pipelines-transportation/pipelines/article/14283934/pipeline-materials-cost-increases-lift-overall-construction-price. Acesso em: nov. 2022.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2015a. Portaria MMA nº 42, de 18 de setembro de 2015. DOU nº 181, Seção 1, 21 de setembro de 2015.

_____. _____, 2015b. Portaria Interministerial nº 60, de 24 de março de 2015. DOU nº 57, Seção 1, 25 de março de 2015.

_____. _____, 2022. Delimitação das Unidades de Conservação do Brasil. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm Acesso: out. 2022.

MME. Ministério de Minas e Energia, 2021. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, 2021a. Portaria nº 1.098, de 6 de dezembro de 2021. Disponível em: https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-1.098/spe/mme-de-6-de-dezembro-de-2021-365059189. Acesso em: out. 2022.

PETRONOTÍCIAS, 2022. ABEGÁS diz que judicializar discussão sobre gasoduto Subida da Serra vai prejudicar a abertura do mercado – 08/09/2022. Disponível em: https://petronoticias.com.br/abegas-diz-que-judicializar-discussao-sobre-gasoduto-subida-da-serra-vai-prejudicar-a-abertura-do-mercado/. Acesso em: nov. 2022.

PRESTON PUBLISH 2022. Preston Pipe & Tube Report, edição Agosto/2022. Disponível em: https://prestonpipe.com/publications/. Acesso em: out. 2022.

REVISTA ALUMINIO, 2021a. Hydro firma acordo para uso de gás natural na Alunorte em 2022 – 20/04/2021. Disponível em: https://revistaaluminio.com.br/hydro-firma-acordo-para-uso-de-gas-natural-na-alunorte-em-2022/. Acesso em: out. 2022.

_____, 2021b. Hydro investe R$ 1,3 bilhão na troca de combustível da Alunorte – 13/12/2021. Disponível em: https://revistaaluminio.com.br/hydro-investe-r-13-bilhao-na-troca-de-combustivel-da-alunorte/. Acesso em: out. 2022.

TAG. Transportadora Associada de Gás Natural, 2022. Press Release. CELSE e TAG celebram a assinatura do Contrato de Conexão de Acesso para interligação do Terminal de GNL em Sergipe – 13/06/2022. Disponível em: https://ntag.com.br/press-releases/celse-e-tag-celebram-a-assinatura-do-contrato-de-conexao-de-acesso-para-interligacao-do-terminal-de-gnl-em-sergipe/. Acesso em: nov. 2022.

COMITÊ 2

Acesso ao Mercado de Gás Natural

RELATÓRIO DO GRUPO DE TRABALHO DO PROGRAMA GÁS PARA EMPREGAR

ABRIL DE 2024

GÁS PARA EMPREGAR

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Alexandre Silveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valerio

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

Diretor do Departamento de Gás Natural
Marcello Gomes Weydt

Ministério de Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios – Bloco "U" – 9º andar

70065-900 – Brasília – DF

Tel.: (55 61) 2032 5555

www.mme.gov.br

Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar

Comitê 2

Ministério de Minas e Energia (MME)

Marcello Gomes Weydt – Líder do Comitê 2

Fernando Massaharu Matsumoto – Suplente do Comitê 2

Participantes do Comitê 2

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

Alessandra Moura

Anna Clara

Bruno Valle de Moura

Bruno Vieira Gullo

Guilherme Biasi

Guilherme Eduardo Papaterra

Luis Eduardo Esteves

Marcelo Kim

Mário Jorge Figueira Confort

Patricia Huguenin Baran

Saulo Quadros Santiago

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

Fernando Caixeta

Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)

Ricardo Cunha

Casa Civil da Presidência da República (CC/PR)

Anderson Barreto Arruda

Anderson Lozi

Cleyton Miranda Barros

João Henrique Lima

Julia Sechi Nazareno

Karla Branquinho

Leila Przytyk

Odenir Jose Reis

Regis Fontana Pinto

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Aline Maria dos Santos

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Carolina Oliveira de Castro

Claudia Maria Chagas Bonelli

Heloisa Borges Bastos Esteves

Henrique Plaudio G. Rangel

Marcelo Ferreira Alfradique

Ministério da Agricultura e Pecuária (MAPA)

José Carlos Polidoro

Tiago Nunes de Freitas Dahdah

Vinício Bertazzo Rossato

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

Adriana Arruda Pessoa

Alexandre Messa

Ana Caroline Suzuki Bellucci

Arnaldo Nobre

Brenner Ferreira Soares

Cláudio Evangelista de Carvalho

Claudio Navarro

Eliezer Lopes

João Geovane

Leonardo Durans

Luciana Machado Rodrigues

Maurício Marins Machado

Ministério da Fazenda (MF)

Carlos Cabral

Daniela Godoy Martins Corrêa

Gustavo Henrique Ferreira

Magno Antonio Calil Resende Silveira

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

Annara Myrella

Daniel Pego

Diogo Baleeiro

Edie Andreeto

Eleazar Hepner

Fellipe Castro

Jackeline Guedes

Jair Rodrigues

João Alencar

Karine Domingos

Mariana Ferreira Carriconde de Azevedo

Maurício de Oliveira Abi-Chahin

Ministério dos Portos e Aeroportos (MPOR)

Alexandre Vaz Sampaio

Ministério do Transporte (MT)

Allan Machado

Antonio Alberto Castanheira

Clonilo Moreira

Constantino Alves

George Santoro

Vicente Correia Lima Neto

Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA)

Flavio Tojal

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

Rafael Bastos da Silva

Reinaldo da Cruz Garcia

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

Cassio Giuliani

Gustavo Manfrim

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

André Luiz Ceciliano

José Ilário Gonçalves

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 7

2 OBJETIVO 9

3 OFERTA DE GÁS NATURAL: COMITÊ TEMÁTICO 2 – ACESSO AO MERCADO DE GÁS NATURAL 9

3.1 Metodologia 10

4 DIAGNÓSTICO SETORIAL E ANÁLISE DOS PROBLEMAS 11

4.1 Diagnóstico Inicial do Comitê Temático 2 14

4.1.1 Composição do Preço Médio Nacional Observado pelas Concessionárias dos Serviços Locais de Gás Canalizado e Consumidores Livres 15

4.1.2 A Modelagem Econômica do Escoamento Dutoviário e das Unidades de Processamento e do Hub de Gás Natural como Modelo de Negócio 33

4.1.3 O Impacto dos Tributos na Cadeia Econômica do Gás Natural 44

4.2 Considerações sobre a Formação de Preços de Gás Natural 52

4.3 Os atuais valores do acesso cobrado como modelo de negócio 55

4.4 Os preços de gás natural e a perda de competitividade do setor produtivo nacional 56

4.5 Participação e Diagnóstico apresentados pelos Agentes do Setor e pelos Consumidores 59

5 PROPOSTAS DO COMITÊ 2 (GT-GE) QUANTO AO ACESSO AO MERCADO DE GÁS NATURAL 78

5.1 Proposta nº 01: Modelo de Negócio Específico para a Infraestrutura de Escoamento e de Processamento de Gás Natural 80

5.1.1 Autorização de Infraestrutura de Escoamento e de Processamento de Gás Natural 83

5.1.2 Requisitos da Outorga e do Contrato de Autorização de Infraestrutura de Gás Natural. 87

5.1.3 Considerações finais relativas à Proposta nº 01 90

5.2 Proposta nº 02: Planejamento Integrado do Setor de Gás Natural (PISGN) 91

5.2.1 Detalhamento da Proposta de Planejamento Integrado do Setor de Gás Natural (PISGN). 94

5.2.2 Planejamento Integrado, Monopólio Natural e Participação Social 97

5.2.3 Ganho de escala no planejamento integrado e coordenado 99

5.2.4 Estudos Nacionais e Experiência Internacional (benchmarking) 100

5.3 Proposta nº 03: Remuneração do Acesso Adequado, Justo e Razoável às Infraestruturas Nacionais 108

5.3.1 Detalhamento da Remuneração do Acesso Adequada, Justa e Razoável 109

5.3.2 Considerações sobre o Acesso Negociado no Marco Regulatório do Gás Natural 113

5.3.3 Do Valor de Acesso Negociado entre as Partes 117

5.3.4 Necessidade de Regulação Econômica em Indústrias de Rede 118

5.3.5 Experiência internacional (benchmarking) 121

5.4 Proposta nº 04: Medidas de Transparência e Publicização de Informações no Setor de O&G 123

5.4.1 Detalhamento das Medidas de Transparência e Publicização de Informações no Setor de O&G 124

5.5 Proposta nº 05: Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN) 125

5.5.1 O Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN) 126

5.5.2 Ações Coordenadas pelo CMSGN 128

5.6 Proposta de ações 133

5.6.1 Ação nº 01: Leilões de Blocos Exploratórios de O&G 134

5.6.2 Ação nº 02: Aprovação dos Planos de Desenvolvimento de Campos de O&G 134

5.6.3 Ação nº 03: Aprovação dos Planos Anuais de Produção de Campos de O&G 135

5.6.4 Ação nº 04: Acompanhamento e Monitoramento das Atividades de E&P 135

5.6.5 Ação nº 05: Monitoramento da Concorrência do Mercado de Gás Natural 135

5.6.6 Ação nº 06: Acesso e Compartilhamento de FPSOs 136

5.6.7 Ação nº 07: Unidade Produtiva de Gás Natural Compartilhada 136
5.6.8 Ação nº 08: Planejamento Nacional Integrado e Coordenado do Setor de Gás Natural 137
5.6.9 Ação nº 09: Pesquisa de Oferta e de Demanda de Gás Natural, Biogás e Biometano... 138
5.6.10 Ação nº 09-A: Transparência dos Dados de Oferta e de Demanda de Gás Natural, Biogás e Biometano 138
5.6.11 Ação nº 10: Regras de Estruturação do Mercado de Gás Natural 139
5.6.12 Ação nº 10-A: Regras de Estruturação de Mercado em Sistemas Isolados..... 139
5.6.13 Ação nº 11: Requisitos para Autorização de Construção de Infraestruturas de Gás Natural 140
5.6.14 Ação nº 12: Regras para Expansão de Capacidade das Infraestruturas do Setor de Gás Natural 141
5.6.15 Ação nº 13: Estabelecimento de Metas de Eficiência de Operação 141
5.6.16 Ação nº 14: Transparência do Retorno e Remuneração das Infraestruturas de Gás Natural 141
5.6.17 Ação nº 15: Transparência das Características Técnicas, Operacionais e de Utilização das Infraestruturas de Gás Natural 142
5.6.18 Ação nº 16: Valor do Acesso às Infraestruturas de Gás Natural 142
5.6.19 Ação nº 17: Código de Acesso Único e Comum para as Infraestruturas de Gás Natural143
5.6.20 Ação nº 18: Terminais de GNL Integrantes do Sistema de Transporte Dutoviário 143
5.6.21 Ação nº 19: Segregação do Custo de Importação de Gás Natural Boliviano e GNL..... 144
5.6.22 Ação nº 20: Operador Dedicado de Infraestruturas de Gás Natural..... 144
5.6.23 Ação nº 21: Detalhamento dos custos de acesso às infraestruturas nos contratos de suprimento de gás natural 145
5.7 OUTRAS PROPOSTAS 145

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS 146

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 217

1 INTRODUÇÃO

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

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

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

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

Ao GT-GE compete estudar dentre outras medidas:

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 218

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

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

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

Quadro 1: Estrutura e liderança dos Comitês Temáticos.

Fonte: MME, 2023.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 219

2 OBJETIVO

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

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

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

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

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 220

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

3.1 Metodologia

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

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 221

natural da Noruega e do Reino Unido, assim como a legislação setorial americana e as diretivas, orientações e recomendações da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e da Agência Internacional de Energia (IEA), sobre o setor de infraestrutura e de gás natural, aplicáveis à resolução dos problemas mapeados e identificados.

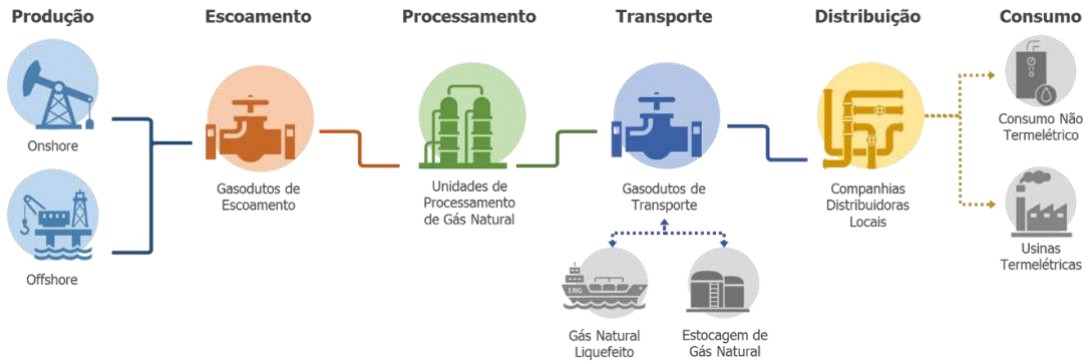
Por fim, será verificado no marco regulatório do setor O&G vigente se as soluções apontadas possuem aderência legal ou se precisariam de regulação e/ou regulamentação adicional (*enforcement* institucional).

4 DIAGNÓSTICO SETORIAL E ANÁLISE DOS PROBLEMAS

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

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

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



Fonte: EPE.

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

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

BALANÇO DE GÁS NATURAL (MMm³/dia)	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Produção nacional	111,94	122,43	127,45	133,75	137,86	143,24
Reinjeção	35,10	43,17	54,66	60,84	68,38	73,41
Queima e perda	3,72	4,36	3,37	3,38	3,48	4,15
Consumo nas unidades de E&P	13,74	14,16	14,62	14,31	14,53	15,09

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

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

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

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

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

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

Essa primeira aproximação foi feita com as seguintes informações públicas:

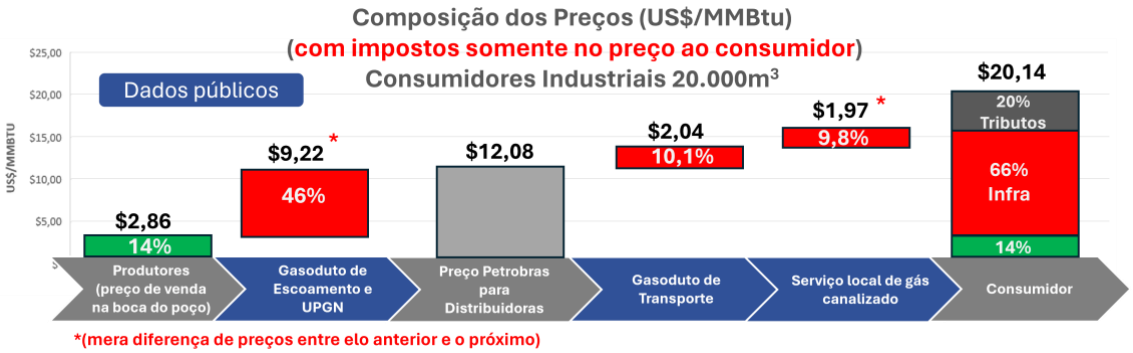
- **Preço de venda na boca do poço:** utilizou-se o preço médio obtido a partir dos dados do Relatório Semestral de Atividades Relacionadas aos Contratos de Partilha de Produção para Exploração e Produção de Petróleo e Gás

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 223

Natural – 1º semestre de 2023, divulgado no *site* do MME[1]. Assumiu-se valor líquido de tributos;

- **Preço Petrobras para Distribuidoras:** utilizou-se a média aritmética dos preços da molécula dos três contratos do Preço Petrobras para as Distribuidoras, sem tributos, publicados no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do mês de março de 2023;
- **Tarifa de Transporte:** utilizou-se a média aritmética da parcela de transporte dos três contratos do Preço Petrobras para as Distribuidoras, sem tributos, publicados no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do mês de março de 2023; e
- **Preço ao Consumidor:** utilizou-se o preço ao consumidor final para a faixa de consumo de 20.000 m³/dia do segmento industrial, com tributos, publicado no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do mês de março de 2023.

Gráfico 1: Estimativa de composição do preço do gás natural, para consumidores industriais de 20.000 m³/dia.



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

[1] https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/relatorio-de-atividades-relacionadas-aos-contratos-de-partilha-producao-de-petroleo-e-gas-natural/relatorios-publicados/rel_sem1_2023_mme-ppsa.pdf/view
Para a estimativa, foram utilizados os dados da seção **4.2 Receitas para União** do mencionado Relatório, considerando a receita relativa à comercialização de gás natural e respectivas quantidades em MMBtus, ex-tributos. A conversão para dólar foi feita com a cotação média do 1º semestre de 2023 (R$ 5,047/US$ 1,00).

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

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

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

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

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

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

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

4.1 Diagnóstico Inicial do Comitê Temático 2

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

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

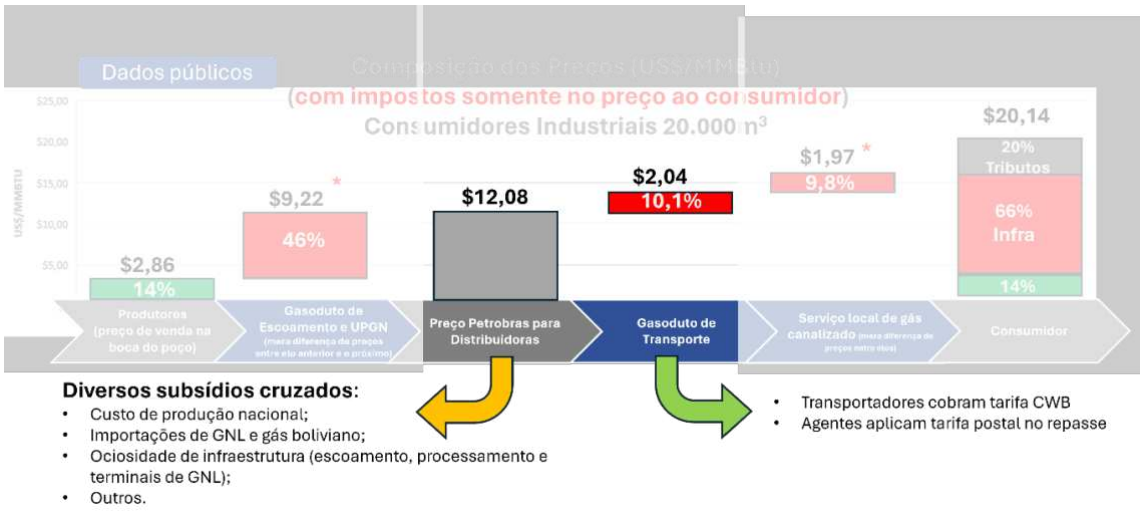
Esta subseção tem como objetivo fazer uma análise inicial sobre o preço observado pelas Concessionárias dos Serviços Locais de Gás Canalizado e consumidores livres, sob a ótica de formação de preço no âmbito da regulação de competência federal.

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

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

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

Gráfico 2: Subsídios observados no preço médio nacional ofertado.



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

[3] http://comexstat.mdic.gov.br

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 227

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Diagnóstico

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

Proposta

É desejável que:

Atividades de Importação e Produção Nacional:

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 229

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

Contratos de Venda de Gás Natural:

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

Oferta de Gás Natural e Biometano Nacional:

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

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

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

4.1.1.2 Importação de GNL

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

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

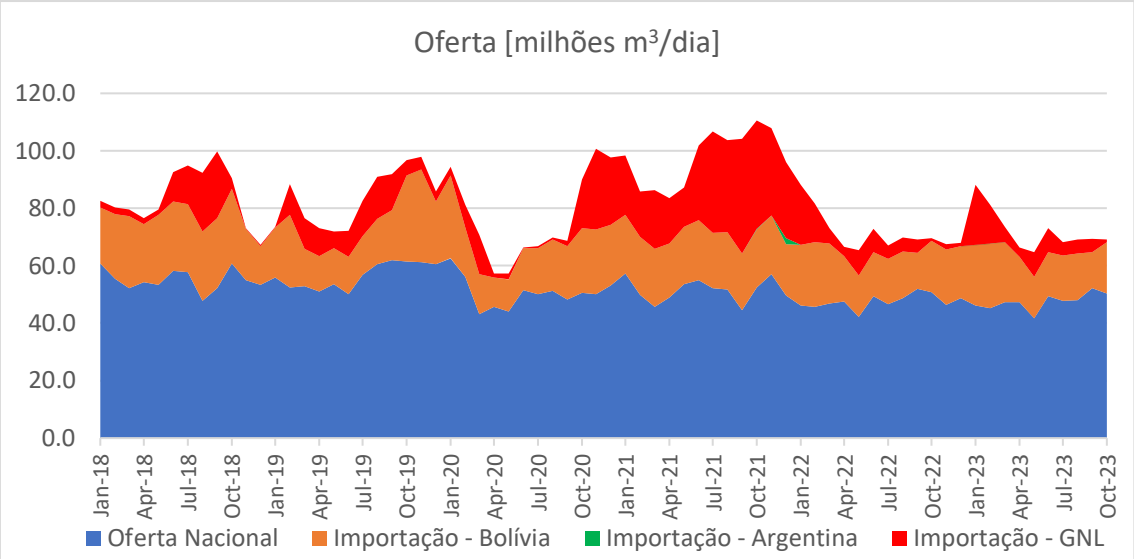
Já o Gráfico 4 mostra a variação do preço do gás no mercado nacional (preços dos contratos da Petrobras) e referências internacionais.

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

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

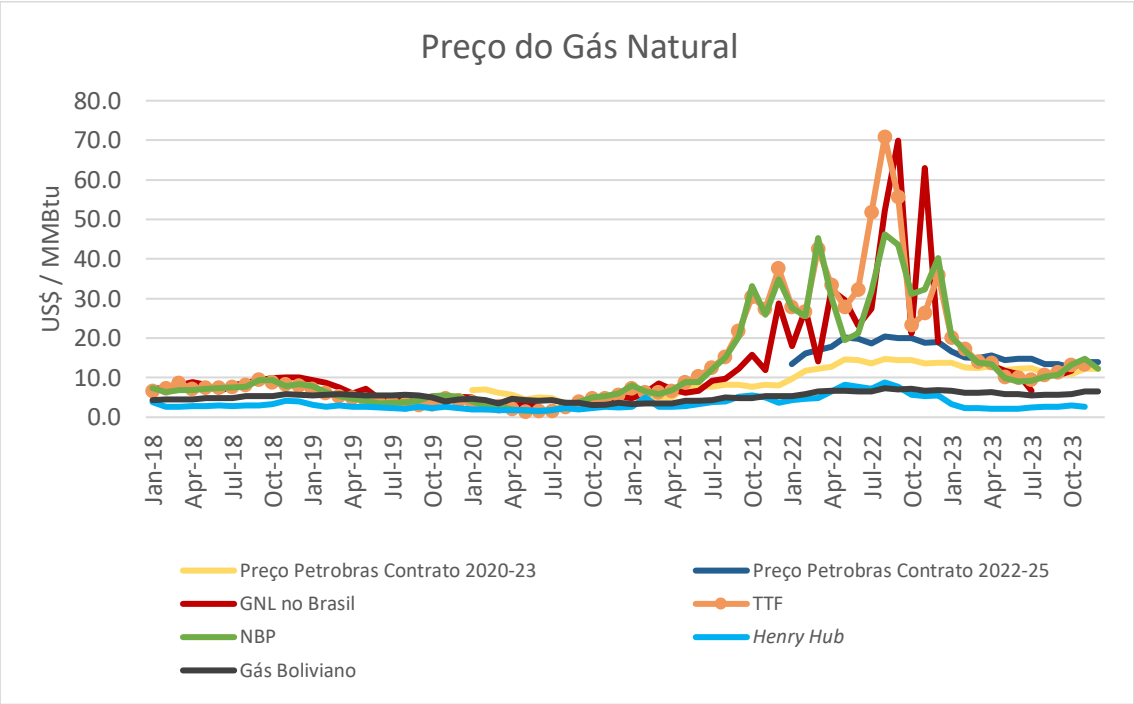
graves efeitos na competitividade do país no cenário internacional e na geração de emprego e renda nacional.

Gráfico 3: Participação do GNL na oferta de gás natural



Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural

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



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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 232

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

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

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

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

Durante o GT-GE, observamos os Estados Unidos agindo na prática na qual o Governo Americano indica "Administração Biden-Harris anuncia pausa temporária nas aprovações pendentes de exportações de gás natural liquefeito[4]"

> Hoje, a Administração Biden-Harris anuncia uma pausa temporária nas decisões pendentes sobre as exportações de Gás Natural Liquefeito (GNL) para países não ACL até que o Departamento de Energia possa atualizar as análises subjacentes às autorizações.
>
> **As atuais análises econômicas** e ambientais que o DOE utiliza para sustentar as suas autorizações de exportação de GNL **têm cerca de cinco anos e já não consideram adequadamente considerações como potenciais aumentos dos custos de energia para os consumidores e fabricantes americanos**, para além das autorizações atuais.

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 233

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 234

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

> (f) **PRINCÍPIOS COMPETITIVOS QUE REGEM A OPERAÇÃO DE GASODUTOS**
>
> 1) [...] o transporte por dutos sobre ou através da Plataforma Continental exterior de petróleo ou gás exigirá que o duto seja operado de acordo com os seguintes princípios competitivos:
>
> (A) O duto deve fornecer acesso aberto e não discriminatório tanto aos carregadores proprietários quanto aos não proprietários.
>
> (B) A pedido específico de um ou mais carregadores proprietários ou não proprietários capazes de fornecer um nível garantido de volume de transferência, e na condição de que o carregador ou os carregadores que solicitam tal expansão sejam responsáveis por suportar sua parte proporcional dos custos e riscos relacionados a ele, a ***Federal Energy Regulatory Commission* pode, ao constatar**, após audiência plena, com o devido aviso às partes interessadas, **de que tal expansão está dentro dos limites tecnológicos e de viabilidade econômica**, **ordenar uma subsequente ampliação da capacidade de transferência** de qualquer duto para o qual a licença, licença, facilidade, direito de passagem ou outra concessão de autoridade seja aprovada...

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

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

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

Diagnóstico

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 235

Propostas

É desejável que:

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

4.1.1.3 Ociosidade das Instalações Nacionais

4.1.1.3.1 Terminais de GNL

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

Tabela 4: Volumes regaseificados de GNL nos terminais de GNL, em MM m^3/dia

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 236

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

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

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

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

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

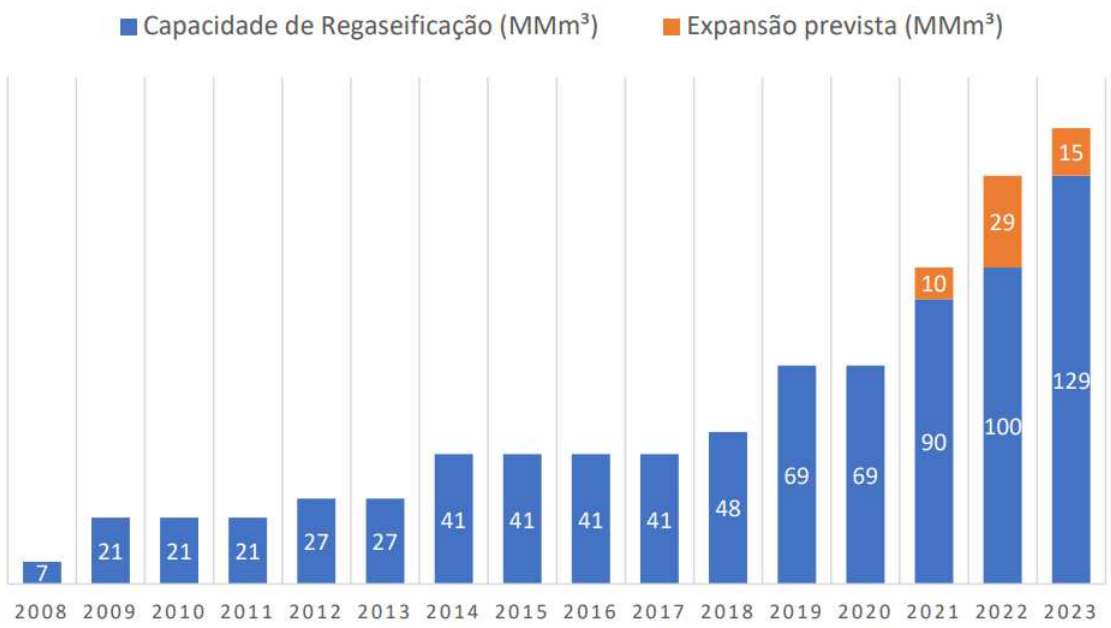
Ao observarmos a capacidade de todos os terminais de GNL instalados no país, observamos uma capacidade disponível superior ao maior pico de demanda por gás natural no Brasil, conforme Gráfico 5, constante do Plano Indicativo de Terminais de GNL realizado pela EPE.

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 237



Diagnóstico

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

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

Proposta

É desejável que:

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

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

- modicidade tarifária no transporte dutoviário, tendo em vista a maior demanda no sistema, e os baixíssimos investimentos necessários para conexão.

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

4.1.1.3.2 Ociosidade das UPGNs

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

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

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

Tabela 2.34 - Capacidade de processamento[1] de gás natural, segundo polos produtores - 31/12/2022

Polos produtores	Município (UF)	Início de operação	Capacidade nominal (mil m³/dia)	Carga de Produção em 2022 (mil m³)[1]	Capacidade Utilizada em 2022 (mil m³/dia)	Fator de Utilização %
Total			**101.810,0**	19.574.754,8	53629,46521	53%
Urucu	Coari (AM)	1993	12.200,0	4.302.916	11788,81137	97%
Lubnor	Fortaleza (CE)	1987	350,0			0%
Guamaré	Guamaré (RN)	1985	5.700,0	103.885	284,6156822	5%
Origem Energia	Pilar (AL)	2003	1.800,0	320.231	877,3446877	49%
Catu	Pojuca (BA)	2022	2.000,0	492.750	1349,998767	67%
Estação Vandemir Ferreira	São Francisco do Conde (BA)	2007	6.000,0	962.102	2635,89589	44%
Cacimbas	Linhares (ES)	2008	18.100,0	745.475	2042,39726	11%
Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2.500,0	40.705	111,5205479	4%
Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1983	5.000,0	389.902	1068,224938	21%
Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	25.160,0	7.219.621	19779,78361	79%
RPBC	Cubatão (SP)	1993	2.500,0			0%
Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	20.000,0	4.841.799	13265,20274	66%
Alvopetro	Mata de São João (BA)	2020	500,0	155.369	425,6697205	85%

Fonte: ANP/SPC, conforme a Resolução ANP nº 852/2021.
[1]Volume no estado gasoso.

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

Vale considerar também que a UPGN do Polo Gaslub, mencionado anteriormente, com capacidade de processamento de 21 MM m³/dia de gás rico, está em construção desde 2008, no que era conhecido como Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), com previsão inicial de entrega em 2012, porém com atraso de 10 anos. A ela está conectada o gasoduto de escoamento denominado Rota 3, de 18 MM m³/dia, o qual está praticamente concluído, mas, pela falta da UPGN, não pode entrar completamente em operação (a Rota 3 tem conexão, em seu traçado, com outro

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Diagnóstico

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

Propostas

É desejável que:

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 243

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

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

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

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

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

Diagnóstico

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

Propostas

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 244

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

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

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

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

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

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

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

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

[6] disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/20581/1/Relatorio_Gas_Desenvolvimento%20Final.pdf

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 245

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

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

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

		Distâncias (km)							
	Vazão (MMm3/dia)	200 km		250 km		300 km		*onshore* (10 km)	
		Diâmetro (pol)	CAPEX (US$ milhões)	Diâmetro (pol)	CAPEX (US$ milhões)	Diâmetro (pol)	CAPEX (US$ milhões)	Diâmetro (pol)	CAPEX (US$ milhões)
CAPEX **COM** internação (US$ milhões)	**5**	18	574,3	18	687,9	18	791,3	16	11,2
	10	22	707,4	22	853,3	24	1.109,1	20	14,2
	15	26	879,7	26	1.066,6	28	1.385,9	24	17,0
	20	28	974,3	30	1.280,6	30	1.501,5	28	20,4
	25	32	1.159,7	32	1.414,1	34	1.816,0	32	24,0
	30	34	1.265,2	34	1.546,0	36	1.985,8	34	26,1

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

Vazão (MMm3/dia)	CAPEX da UPGN (US$ milhões)	
	SEM Internação	**COM** Internação
5	182,6	273,8
10	315,5	473,2
15	359,5	539,3
20	502,6	753,9
25	561,0	841,5
30	642,3	963,5

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

4.1.2.1 Premissas utilizadas

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

Dimensionamento e orçamentação

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 246

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

<u>Econômicas</u>

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

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

- estudos de escoamento de gás natural: 25%
- estudos de tarifas de processamento de gás natural: 30%

- custo de capital de terceiros: 7,89%;
- inflação: 4,22%;
- câmbio: 5,242 R$/US$;
- depreciação acelerada: 16,4 anos.

4.1.2.2 Resultados dos estudos

No Gráfico 6, são apresentados tarifas ou custos de escoamento (com a remuneração do investimento incorrido) para um gasoduto de 300 km de extensão e diversas capacidades de movimentação (5, 10, 15, 20, 25, 30 MM m³/dia).

Em outro cenário hipotético, foi calculado o custo do processamento (Gráfico 7), simulando o processamento com e sem a venda dos derivados de gás natural (denominado "com líquidos") (C_1, C_2, C_3, C_4, C_5+). Observa-se, neste caso, que uma UPGN com capacidade para processar os derivados de gás natural, a sua venda mais do que paga o custo de processamento.

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

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

Gráfico 6: Vazão (MMm³/dia) x Tarifa de Escoamento (US$/MMBTU), em duto de 300 km.

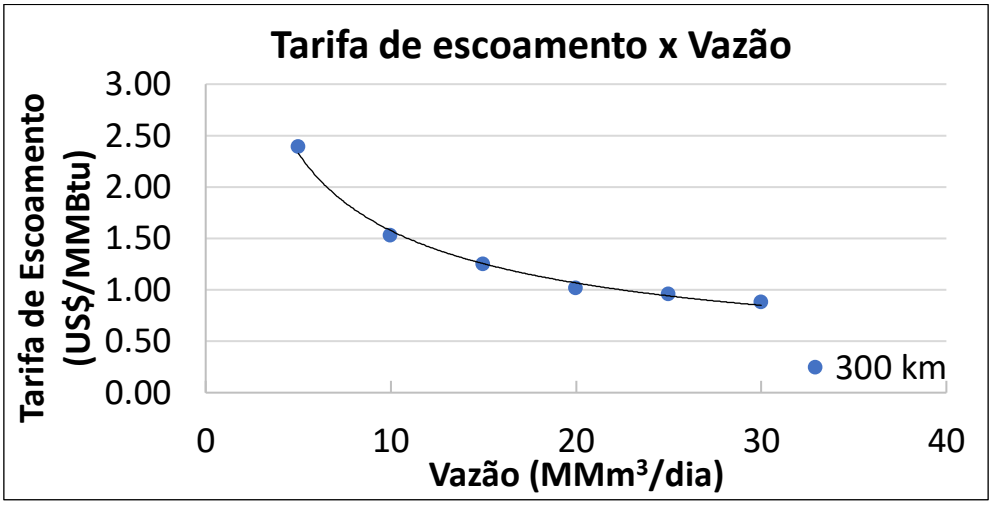
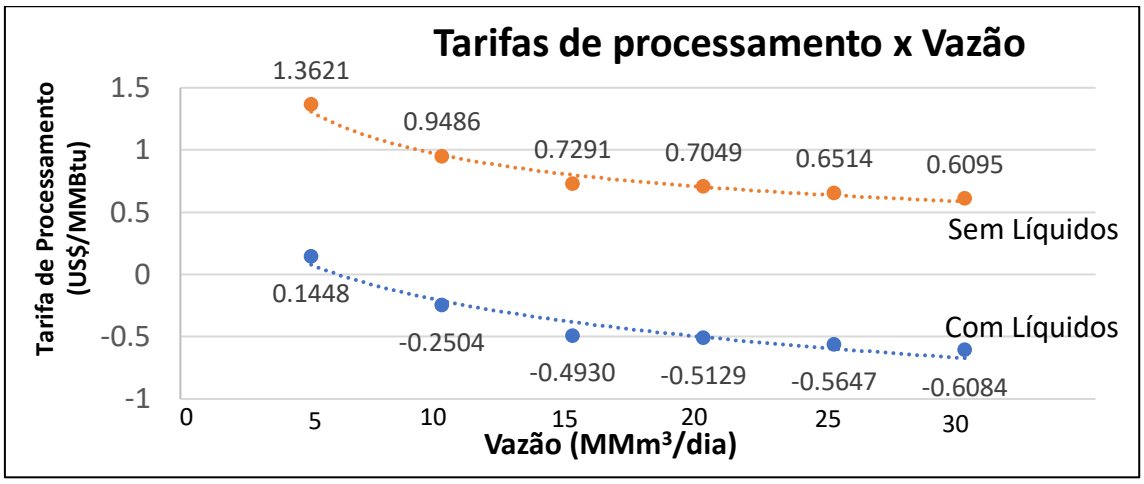


Gráfico 7: Vazão (MMm³/dia) x Tarifa de Processamento (US$/MMBTU), com e sem líquidos.



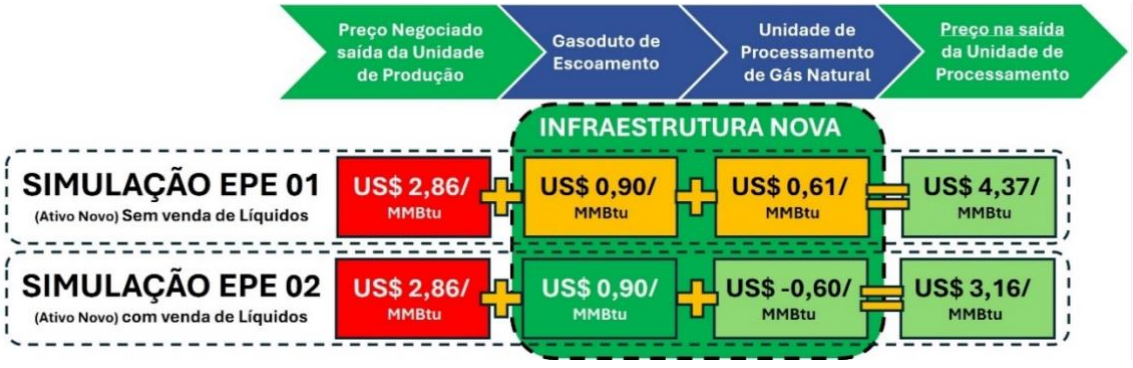
Já no melhor cenário, instalações com maior capacidade de escoamento e de processamento, com a venda de líquidos, o valor da tarifa ou custo de ambas as atividades é de US$ 0,30/MMBtu.

De posse dos resultados acima, foi possível estimar a formação de preços de gás natural por uma infraestrutura de escoamento da produção e de unidade de processamento novas, com capacidade de 30 MMm^3/dia, que pudesse processar uma carga típica de um campo do Pré-sal.

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

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

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



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

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

4.1.2.3 A devida remuneração de capital em cada elo da cadeia

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

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

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

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

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 251

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

> Caso a **exportação de gás não tenha sido prevista no projeto dos sistemas de produção**, para escoar o gás provavelmente **será necessário substituir a Unidade de Produção ou então implantar um "hub" dedicado ao tratamento e escoamento do gás,** implicando em adicionar novos investimentos e custos ao projeto. **Nesse cenário, cabe estimar as eventuais receitas com a monetização do gás para fins de remuneração dos investimentos**. **Alternativamente**, mesmo no cenário de reinjeção total, **a UEP poderia ser projetada e construída com a flexibilidade para uma futura disponibilização do gás, como já se verifica em alguns projetos** do Pré-Sal.
>
> Nesses casos, **seja por meio de um "hub" dedicado ou pelo tratamento do gás na própria UEP, a disponibilização do gás natural resultará em receitas advindas da sua comercialização** que devem ser consideradas para as avaliações de remuneração dos investimentos e viabilidade econômica dos projetos. *(Grifos nossos)*

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 253

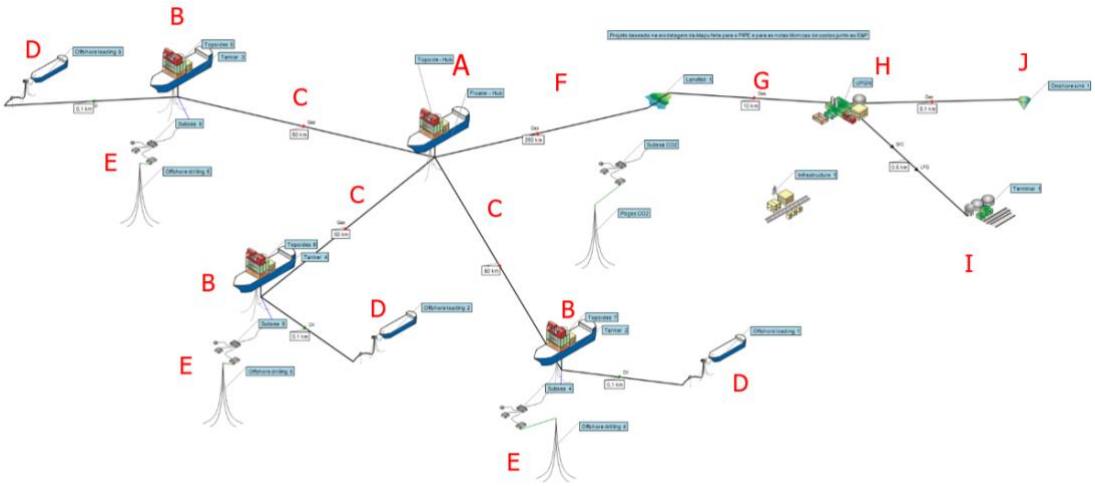


Tabela 8: Cenários de custo das FPSOs.

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

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

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

> A utilização de uma configuração de hub não resulta em alteração expressiva no CAPEX do sistema de produção como um todo. No entanto, é possível observar uma redução em torno de 35% dos custos das plataformas de produção, em função de todos os sistemas de especificação do gás ficarem na plataforma hub.
>
> Neste sentido, esta redução pode incentivar a entrada de outros operadores, tanto na produção quanto na operação da plataforma hub. Isso permitiria uma redução do desembolso na atividade de produção, visto os menores custos das plataformas de produção, necessitando, por outro lado, do pagamento de uma tarifa para utilização dos serviços da plataforma hub, para adequação do gás. Deste modo, o pagamento desta tarifa dilui os custos relativos ao tratamento do gás longo do tempo.

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

<u>Propostas</u>

É desejável que:

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

4.1.3 O Impacto dos Tributos na Cadeia Econômica do Gás Natural[7]

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

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

[7] Esta subseção foi elaborada com a colaboração do advogado Diogo Martins Teixeira, sócio do Escritório Machado Meyer Advogados.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 255

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

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

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

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

4.1.3.1 ICMS

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

Em linhas gerais, o ICMS incide sobre:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

As alíquotas internas, por sua vez, usualmente correspondem entre 17% e 20%, a depender do Estado, mas muitas Unidades Federadas são signatárias do Convênio ICMS n° 18/1992, que autoriza os Estados a reduzirem a base de cálculo do ICMS de forma que a carga tributária resulte em 12%.

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

4.1.3.2 PIS/Pasep e Cofins

[8] Art. 21. O sujeito passivo deverá efetuar o estorno do imposto de que se tiver creditado sempre que o serviço tomado ou a mercadoria entrada no estabelecimento:
I - for objeto de saída ou prestação de serviço não tributada ou isenta, sendo esta circunstância imprevisível na data da entrada da mercadoria ou da utilização do serviço;
II - for integrada ou consumida em processo de industrialização, quando a saída do produto resultante não for tributada ou estiver isenta do imposto;
III - vier a ser utilizada em fim alheio à atividade do estabelecimento;
IV - vier a perecer, deteriorar-se ou extraviar-se.
§ 1º Revogado
§ 2º Não se estornam créditos referentes a mercadorias e serviços que venham a ser objeto de operações ou prestações destinadas ao exterior ou de operações com o papel destinado à impressão de livros, jornais e periódicos.
§ 3º O não creditamento ou o estorno a que se referem o § 3º do art. 20 e o caput deste artigo, não impedem a utilização dos mesmos créditos em operações posteriores, sujeitas ao imposto, com a mesma mercadoria.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 257

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

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

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

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

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

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

4.1.3.3 A incidência dos tributos na cadeia econômica do gás natural

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

[9] Art. 2º da Lei nº 9.718/98.
[10] Art. 8º da Lei nº 10.637/02 e art. 10 da Lei nº 10.833/03.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 258

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

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

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

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

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

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

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

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

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

[12] Art. 8º, § 1º do Anexo II do RICMS/SP, aprovado pelo Decreto Estadual nº 45.490/2000.
[13] Conforme art. 155, § 2º, X, 'b' da CF/88.
[14] Em alguns Estados, há a previsão de tratamentos diferenciados para mitigar esse efeito adverso na cadeia do gás natural para a geração de energia elétrica.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 259

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 260

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

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

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

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

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

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

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

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

[18] Lei nº 8.654/2019, regulamentada pelo Decreto nº 47.057/2020.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 261

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 262

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

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

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

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

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

4.2 Considerações sobre a Formação de Preços de Gás Natural

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

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 263

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 264

> As barreiras à entrada podem assumir uma ampla variedade de contornos, que a seguir se apresentam, por exemplo:
>
> **Barreiras naturais:** As barreiras à entrada podem resultar de fatores naturais como as **economias de escala decorrentes de custos fixos (ou gerais) muito elevados**.
>
> **Barreiras associadas aos custos irrecuperáveis (custos afundados) da entrada**: Em mercados nos quais os custos irrecuperáveis sejam muito elevados, podem ocorrer barreiras à entrada. Os custos irrecuperáveis constituem uma componente perdida do custo. Isto é, trata-se dos custos que uma empresa não pode reaver se optar por abandonar um dado setor. Estes custos refletem essencialmente a natureza altamente especializada de determinados fatores produtivos, para os quais não existem, consequentemente, muitas alternativas de utilização.

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

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

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

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

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

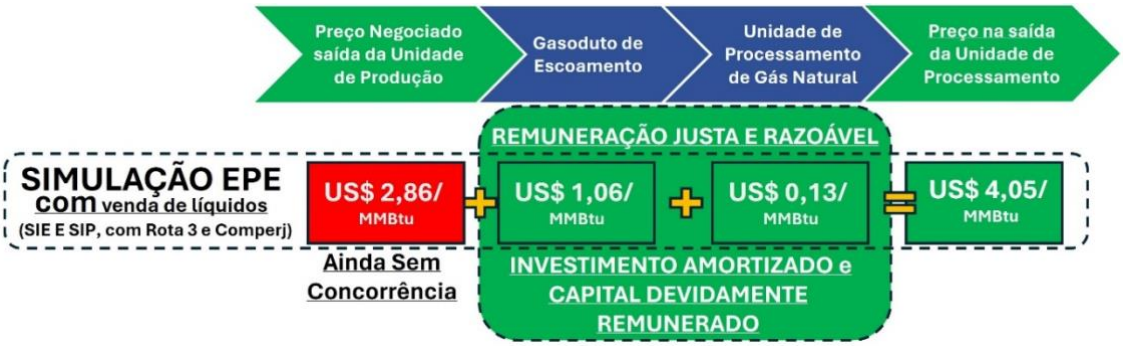
A partir dos valores calculados pela EPE e reorganizada a informação visando desagregar o valor adequado para uma remuneração justa e razoável (considerando as parcelas de depreciação e amortização) para os elos de escoamento (US$ 1,06/MMBTU), de processamento (US$ 0,13/MMBTU), que agrupados totalizam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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 265

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



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

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

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

4.3 Os atuais valores do acesso cobrado como modelo de negócio

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

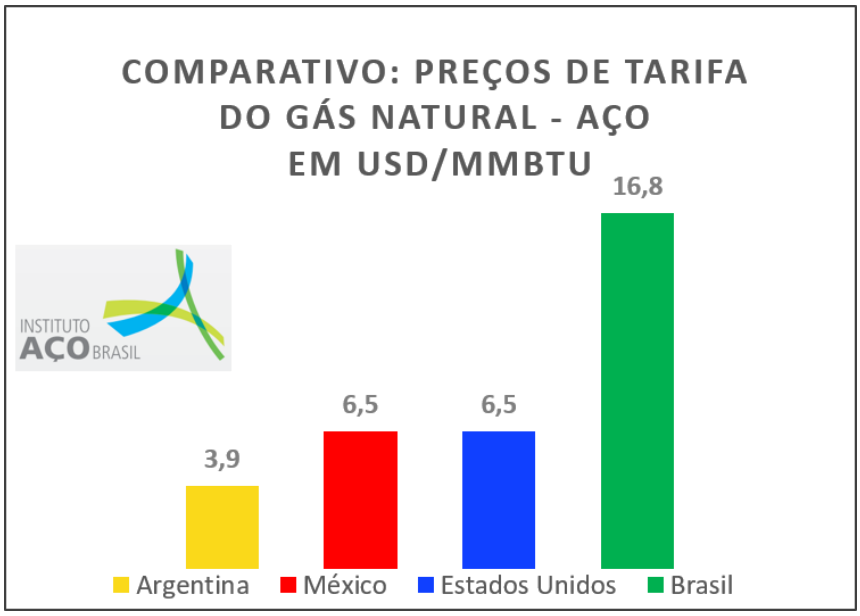
4.4 Os preços de gás natural e a perda de competitividade do setor produtivo nacional

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 267

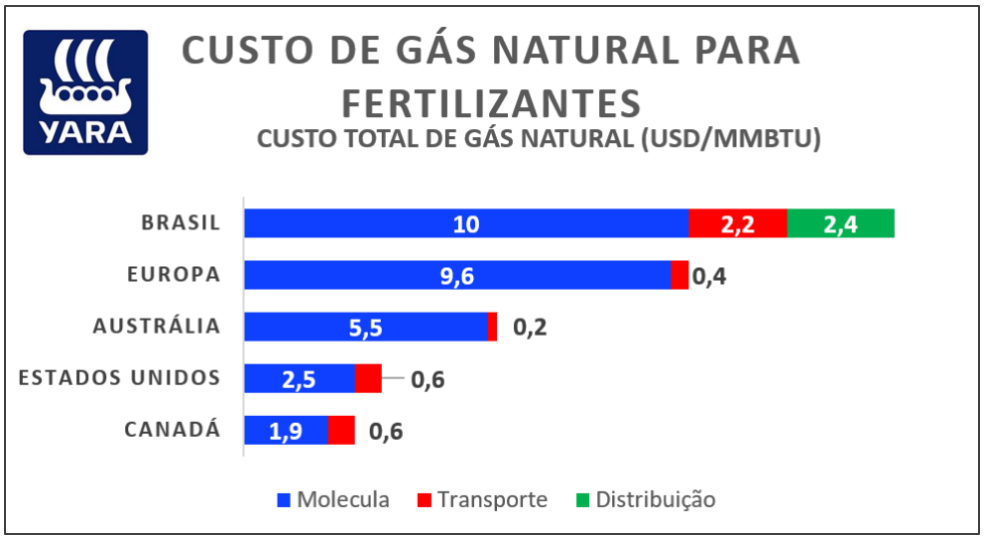
Os Gráficos 8 e 9 ilustram o comparativo de preços do gás natural, no mercado doméstico e internacional, para dois setores produtivos intensivos em gás natural. A disparidade de preços afeta a sua competividade frente a outros países com disponibilidade dos insumos a preços menores, o que acaba por abrir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

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



Fonte: Instituto Aço Brasil.

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



Fonte: Empresa Yara.

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

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

Receita Federal

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

UNIDADE: R$ MILHÕES

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Escoamento, Processamento e Transporte (problemas comuns aos elos)
<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u> ***Penalidades no Acesso às Infraestruturas (escoamento, processamento e transporte):*** • altos valores de penalidades, mesmo quando as ocorrências não prejudicam o sistema; • penalidades diferentes para situações idênticas (cada operador de infraestrutura com uma penalidade diferente); • penalidade sendo paga pelo agente que não deu causa; • regras de penalidades não aderentes com as condições normais de oferta e demanda; e • penalidades inibem maior oferta de gás natural (elevado risco observado pelos acessantes tem inibido maior oferta de gás natural). **<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>** É essencial: • a revisão das regras de penalidades; • a negociação para adequação dos contratos existentes; • a promoção de produtos de flexibilidade para mitigação de penalidades; e • o desenvolvimento de ambiente para negociação de capacidade de transporte em mercado secundário.
<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u> ***Falta de mecanismos de flexibilidade:*** • necessidade de gás de balanceamento e de produtos de curto prazo.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 270

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

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Necessidade de celeridade na agenda regulatória da ANP:

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

Propostas do Comitê 2 (GT-GE):

É essencial:

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

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

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

Propostas do Comitê 2 (GT-GE):

É essencial:

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

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Portal único para contratação de capacidade e transparência de informações:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE):</u>

É essencial:

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

Escoamento e Processamento (Infraestrutura existente)

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Falta de transparência:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Remuneração da infraestrutura:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Ampliação de capacidade existente:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Planejamento das infraestruturas:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Alto custo do acesso ao escoamento e processamento:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Penalidades:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

- revisão dos parâmetros para as penalidades em novos contratos;

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Proporcionalidade das penalidades/elevada penalidade:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Penalidades viram receita para detentor da infraestrutura:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Forma de contratação - negociação do contrato:

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

<u>Propostas de Comitê 2 para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Forma de contratação do acesso:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Prazo longo de contratação:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Direito de preferência de proprietário:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Código de conduta e prática de acesso à infraestrutura:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

Específicos de Processamento de Gás Natural (Infraestrutura existente)

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

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

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

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

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

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Processamento não é contratualmente integrado:

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

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

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Especificação do gás natural:

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 278

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

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

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

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

Transporte (Infraestrutura existente)

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Processo de contratação do serviço de transporte:

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

Propostas do Comitê 2 (GT-GE):

É essencial:

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Conexão de outros modais alternativos no sistema de transporte dutoviário:

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

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

Propostas do Comitê 2 (GT-GE):

É essencial:

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Possibilidade de tarifas de transporte diferentes para determinados segmentos:

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

Propostas do Comitê 2 (GT-GE):

É essencial:

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Integração das malhas de transporte:

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

Propostas do Comitê 2 (GT-GE):

É essencial:

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Possibilidade de conexão de unidades industriais diretamente ao sistema de transporte

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

Propostas do Comitê 2 (GT-GE):

É essencial:

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Remuneração para atração de investimentos em infraestruturas de transporte dutoviário:

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

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

É essencial:

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Imprevisibilidade de demanda das infraestruturas de transporte:

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

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

É essencial:

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

Novas infraestruturas (Escoamento, Processamento e Transporte)

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

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

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

Investidores Terceiros

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE):</u>

É essencial:

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

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Incorporação de novos investimentos na base de remuneração:

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

<u>Propostas do Comitê (GT-GE) para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Financiabilidade:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Licenciamento ambiental:

- necessidade de maior agilidade no processo de licenciamento ambiental.

<u>Proposta do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

Serviço Local de Gás Canalizado Estaduais (SLGC)

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 283

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Harmonização Regulatória com as Distribuidoras

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

Propostas do Comitê 2 (GT-GE):

É essencial:

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Harmonização Tributária

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

Propostas do Comitê 2 (GT-GE):

É essencial:

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

Estocagem

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Não há instalações de estocagem de gás natural:

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

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

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Necessidade de sistema fiscal e tributário para estocagem:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

Mercado e Outros

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Riscos à abertura do mercado de gás natural:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

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

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Necessidade de produtos de flexibilidade e redução de riscos:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Formação do Preço:

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

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

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

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

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

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

- incentivar renegociação dos contratos entre as partes.

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Contratos legados de serviço de transporte:

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

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

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

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

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

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

- incentivar renegociação dos contratos entre as partes.

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

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

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

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

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Integração com biometano:

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

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

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Clareza de competência regulatória para GNC:

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

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

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

Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:

Relatórios periódicos sobre condições do mercado concorrencial de gás natural:

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

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

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Térmicas inflexíveis:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

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

<u>Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:</u>

Integração com setor elétrico:

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

<u>Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:</u>

- encaminhamento para o Comitê 5, para análise.

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

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

a) aumentar o número de ofertantes de gás natural no mercado doméstico; e

b) atrair investimentos privados para as infraestruturas.

Colimados aos objetivos específicos foram detalhados os seguintes tópicos:

i) Avaliar *mecanismos para atrair investimentos privados* em infraestruturas nacionais;

ii) Transparência na *formação de preços nacionais* (a participação das infraestruturas na formação de preços);

iii) Proporcionar *aumento sustentável do investimento, da produção e do consumo* de gás natural;

iv) Estruturação de mercado para uma *indústria competitiva, eficiente e baixo custo de transação* entre elos da cadeia;

v) Como proporcionar as *externalidades positivas para os consumidores*;

vi) Identificação e transparência das *restrições técnicas das infraestruturas existentes*; e

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 289

vii) Outras medidas que julgar conveniente.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 290

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 291

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

> É importante **desenvolver um novo modelo de negócio de operação de gasodutos** no Brasil, buscando a **implantação de infraestrutura de gasodutos de escoamento compartilhada entre diversas operadoras** de petróleo e gás. Os **novos gasodutos de escoamento deveriam ter participação de várias empresas** de petróleo, bem como **de investidores institucionais**, **podendo ou não ter a participação da Petrobras**. Em tal cenário, os **novos gasodutos poderiam continuar operados por produtoras** de petróleo e gás ou, **alternativamente**, por uma **empresa operadora de gasodutos**.
>
> A **materialização de tal modelo de negócio** no Brasil poderia ser **fomentada por meio da criação de uma sociedade de propósito específico** (SPE), **responsável pela operação da infraestrutura compartilhada de escoamento**, que, **no continente**, estaria **conectada a uma UPGN** e, **no mar**, por meio de uma **plataforma *offshore* concentradora**, um ***hub***, se **interconectaria aos campos produtores de gás natural de diversas empresas ou consórcios.** Em resumo, **as operadoras** de petróleo e gás **conectariam seus campos produtores à plataforma *hub* em alto-mar**, que **disponibilizaria um gasoduto para escoamento de grande escala**, com **capacidade para transferir a produção de gás de diversos campos até a UPGN no continente**. **Depois do tratamento, a UPGN forneceria o gás especificado à malha de transporte**.

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

> Ao **BNDES**, caberia um **papel de destaque**, no qual **deveria**: (**i**) fomentar esse modelo de negócio e os projetos decorrentes; (**ii**) responsabilizar-se pela elaboração da estrutura financeira e contratual do projeto; (**iii**) financiar o projeto na modalidade *project finance*; (**iv**) articular o cofinanciamento com outros agentes financeiros; e (**v**) realizar *road shows* para divulgar a oportunidade de investimento e negócios para possíveis investidores.
>
> Haveria também a necessidade de **participação de uma empresa líder** com **larga experiência no negócio envolvido**. A empresa líder seria **responsável**: (**i**) pelo projeto de engenharia; (**ii**) pela implantação do projeto; e (**iii**) pela operação da infraestrutura construída. Cabe destacar que **não se requer que a empresa líder**, necessariamente, **tenha uma participação diferenciada na SPE**. O que dela se requer é que seja uma **empresa com experiência** em **dimensionamento e operação de gasodutos *offshore***, **sendo produtora de petróleo e gás ou não**.

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 293

> necessário também que a **curva de produção dos campos atendidos seja tal que permita às produtoras contratar uma capacidade mínima de utilização da infraestrutura, que assegure a financiabilidade do projeto e a remuneração dos investimentos**.
>
> Portanto, como exposto, as **características dos campos offshore** são **fatores cruciais** nas decisões relacionadas à **monetização do gás natural e implantação de infraestrutura**. De acordo com **o potencial de volume disponível nos campos, suas localizações e os cronogramas previstos de exploração dos reservatórios de gás do pré-sal, os agentes do mercado deverão optar por rotas dedicadas ou compartilhadas**.

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

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

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

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

> Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:
>
> I - preservar o interesse nacional;
>
> II - promover o desenvolvimento, **ampliar o mercado de trabalho** e **valorizar os recursos energéticos**;
>
> III - **proteger os interesses do consumidor quanto a preço**, qualidade e oferta dos produtos;
>
> V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;
>
> **VI - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;**
>
> IX - promover a livre concorrência;
>
> **X - atrair investimentos na produção de energia;**
>
> XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.
>
> XVIII - mitigar as emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes nos setores de energia e de transportes, inclusive com o uso de biocombustíveis.

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

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

> Art. 177. Constituem monopólio da União:

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 294

> I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;
>
> II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;
>
> III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;
>
> IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;
>
> § 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei.
>
> § 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre:
>
> I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;
>
> II - as condições de contratação;
>
> III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União (art. 177, I a IV, § 1º, § 2º, I a III, da CF/1988).

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

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

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

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

> Art. 4º Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:
>
> IV – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.
>
> ...
>
> Art. 6° Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições:
>
> II – Gás Natural ou Gás: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros;
>
> VI – Tratamento ou Processamento de Gás Natural: conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

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

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

> Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como **órgão regulador da indústria** do petróleo, **gás natural**, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.
>
> Art. 8º A ANP terá como **finalidade promover a regulação**, a **contratação** e a **fiscalização** das **atividades econômicas integrantes da indústria** do petróleo, **do gás natural** e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:
>
> I - **implementar**, em sua esfera de atribuições, a **política nacional** de petróleo, **gás natural** e biocombustíveis, **contida na política energética nacional**, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na **garantia do suprimento de** derivados de petróleo, **gás natural** e seus derivados, e de biocombustíveis, **em todo o território nacional**, e na **proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos** (art. 7º c/c art. 8º, I, da Lei nº 9.478/1997).

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

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

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

> Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:
>
> II – promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;
>
> ...
>
> IV - elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 296

> V - autorizar a prática das atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento;
>
> VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei (art. 8º, II, IV a VI, da Lei nº 9.478/1997).

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

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

> Art. 3º Na execução de suas atividades, a ANP observará os seguintes princípios:
>
> I - satisfação da demanda atual da sociedade, sem comprometer o atendimento da demanda das futuras gerações;
>
> II - prevenção de potenciais conflitos por meio de ações e canais de comunicação que estabeleçam adequado relacionamento com agentes econômicos do setor de petróleo, demais órgãos do governo e a sociedade;
>
> III - regulação para uma apropriação justa dos benefícios auferidos pelos agentes econômicos do setor, pela sociedade e pelos consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo;
>
> IV - regulação pautada na livre concorrência, na objetividade, na praticidade, na transparência, na ausência de duplicidade, na consistência e no atendimento das necessidades dos consumidores e usuários;
>
> V - criação de condições para a modicidade dos preços dos derivados de petróleo, dos demais combustíveis e do gás natural, sem prejuízo da oferta e da qualidade;
>
> VI - fiscalização exercida no sentido da educação e orientação dos agentes econômicos do setor, bem como da prevenção e repressão de condutas violadoras da legislação pertinente, das disposições estabelecidas nos contratos e nas autorizações;
>
> VII - criação de ambiente que incentive investimentos na indústria do petróleo e nos segmentos de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool combustível;
>
> VIII - comunicação efetiva com a sociedade (art. 3º, I a VIII, do Decreto nº 2.455/1998).

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

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

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

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

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

> Art. 170. A ordem econômica, fundada na valorização do trabalho humano e na livre iniciativa, tem por fim assegurar a todos, existência digna, conforme os ditames da justiça social, observados os seguintes princípios:
>
> [...]
>
> Parágrafo único. É assegurado a todos o livre exercício de qualquer atividade econômica, independentemente de autorização de órgãos públicos, salvo nos casos previstos em lei.
>
> [...]
>
> Art. 174. Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado (arts. 170, parágrafo único; 173 e 174, da CF/1988), grifo nosso.

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 298

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

> Art. 1º Esta Lei institui normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e de importação e exportação de gás natural, de que tratam os incisos III e IV do caput do art. 177 da Constituição Federal, bem como para a exploração das atividades de **escoamento**, tratamento, **processamento**, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.
>
> § 1º As **atividades econômicas** de que trata este artigo serão **reguladas** e **fiscalizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis** (**ANP**) e poderão ser **exercidas por empresa** ou consórcio de **empresas** constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

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

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

> Art. 3º Ficam estabelecidas as seguintes definições para os fins desta Lei e de sua regulamentação:
>
> XXIV - gasoduto de escoamento da produção: conjunto de instalações destinadas à movimentação de gás natural produzido, após o sistema de medição, com a finalidade de alcançar as instalações onde será tratado, processado, liquefeito, acondicionado ou estocado;
>
> XXVIII - indústria do gás natural: conjunto de atividades econômicas relacionadas com exploração, desenvolvimento, produção, importação, exportação, escoamento, processamento, tratamento, transporte, carregamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural;
>
> XLIII - tratamento ou processamento de gás natural: conjunto de operações destinadas a tratar ou processar o gás natural a fim de permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 299

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

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

> Art. 4º Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:
>
> I - a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;
>
> II - a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;
>
> III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;
>
> IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.
>
> Art. 5º As atividades econômicas de que trata o art. 4º desta Lei serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.
>
> Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:
>
> V - autorizar a prática das atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento;
>
> Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º desta Lei poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento, de liquefação, de regaseificação e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade.
>
> § 1º A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.
>
> § 2º Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.
>
> Art. 54. É permitida a transferência da titularidade da autorização, mediante prévia e expressa aprovação pela ANP, desde que o novo titular satisfaça os requisitos expressos no § 1º do artigo anterior.

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 300

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

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

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

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

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

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

5.1.3 Considerações finais relativas à Proposta nº 01

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

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

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

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

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

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

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

i) **necessidade** de ser executado um **planejamento setorial coordenado** e **integrado;**

ii) **não há planejamento** da ampliação da capacidade existente ou construção de novas infraestruturas visando ao **atendimento dos campos adjacentes**, inclusive **blocos** ou **campos futuros**;

iii) **falta de coordenação entre todos os campos de exploração e produção** (E&P) e produtores de biogás para **construção de infraestruturas compartilhadas**, inclusive pelo surgimento de novos projetos de oferta ao longo do tempo;

iv) **necessidade** de considerar no projeto da UPGN não só as características do gás a ser escoado, mas também, **o atendimento da demanda dos consumidores** quanto ao GN e aos seus **subprodutos após o processamento** na UPGN;

v) **planejamento** deve **abranger desde** o **elo de escoamento** até o **serviço local de gás canalizado** (**SLGC**), para que se planeje as infraestruturas à montante, a partir do conhecimento da demanda representada pelos consumidores finais, localizados à jusante na cadeia da IGN; e

vi) **necessidade de sinalização para o planejamento dos investimentos** (carteira de projetos associado às novas regras de autorização) e capacidades de longo prazo, que, uma vez constatada a necessidade de ampliação da capacidade, a **decisão deve ser tomada e implementada pela ANP**.

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

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

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

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

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

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

i) **Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE):** tem como objetivo apresentar os projetos de gasodutos de escoamento e unidades de processamento de gás natural (UPGNs) previstos para construção e entrada em operação no Brasil, além dos projetos que podem vir a ser implementados nos próximos anos;

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 303

ii) **Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG):** é parte dos estudos de planejamento energético realizados pela EPE no setor de gás natural e busca apresentar as análises quanto aos gasodutos de transporte que podem vir a ser implementados nos próximos anos no Brasil, com base em estudos de oferta e demanda, além de análises técnico-econômicas e socioambientais;

iii) **Plano Indicativo de Terminais de GNL (PITER):** apresenta informações sobre possíveis terminais de GNL que poderão ser implementados no Brasil. Assim, com base em estudos de oferta e demanda associados aos demais estudos publicados pela empresa, o PITER traz análises técnico-econômicas de cada alternativa estudada de projeto de terminal de GNL; e

iv) **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (ZNMT):** trata-se de um estudo contínuo e bienal, contendo informações georreferenciadas do setor de O&G indicando o potencial das bacias sedimentares e que servem de base para a definição de áreas prioritárias para o desenvolvimento e manutenção das atividades da indústria do petróleo e gás natural no território e na plataforma continental brasileira.

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

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 304

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

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

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

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

i) os blocos que estão contratados na fase exploratória;

ii) os campos em fase de desenvolvimento;

iii) os campos em produção com as respectivas curvas futuras de produção; e

iv) demais blocos que serão ofertados e demais potenciais da bacia sedimentar.

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 305

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 306

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

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

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

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

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

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

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

i) quando for executar o leilão de blocos exploratórios, a ANP indicará as infraestruturas de escoamento existentes ou planejadas, à qual deverá ser conectado o campo; e

ii) quando for aprovar o Plano de Desenvolvimento de um campo, o novo usuário (agente acessante) poderá indicar a sua conexão com a linha existente (gasoduto tronco). O custo de conexão do seu projeto deve ser suportado pelo usuário, sendo que, caso haja necessidade de expansão de capacidade e o operador da infraestrutura existente não deseje fazer o investimento, deve ser dada opção para o agente acessante fazer.

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

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

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

5.2.2 Planejamento Integrado, Monopólio Natural e Participação Social

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

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

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

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

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

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

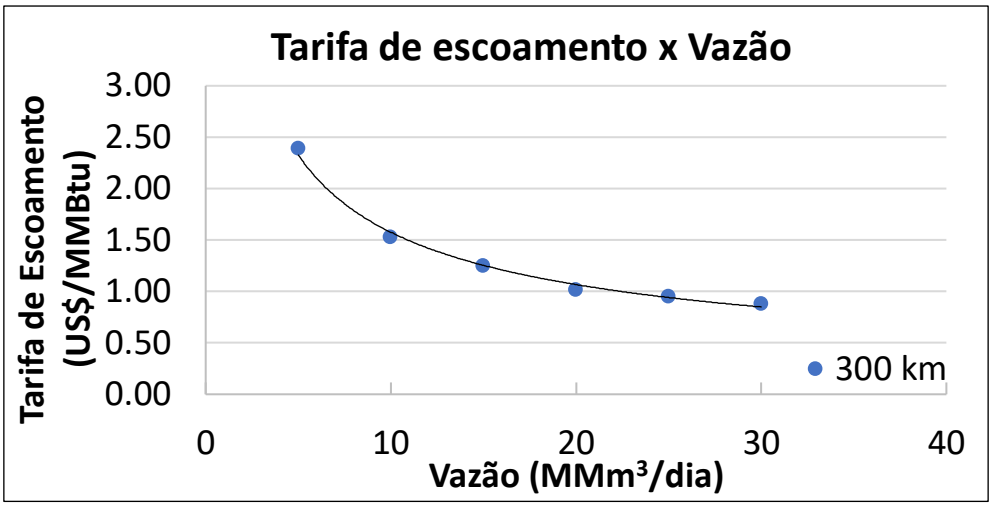
O planejamento que se propõe deve ser realizado periodicamente, sugerindo a periodicidade de dois anos, com ampla participação social em diversos momentos. Vale destacar que estão previstas participações sociais:

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

5.2.3 Ganho de escala no planejamento integrado e coordenado

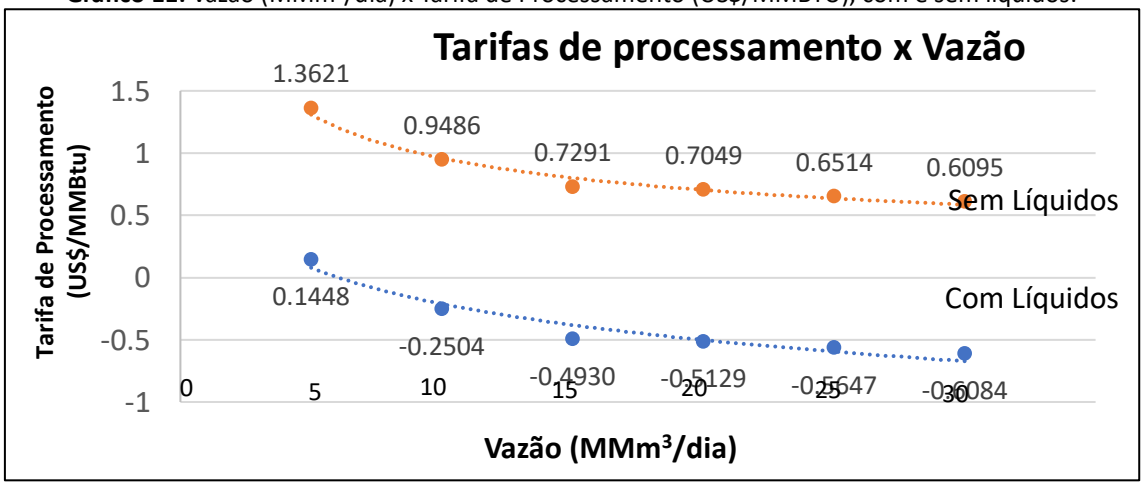
Por solicitação da Coordenação do GT-GE, a EPE calculou, a partir de uma situação hipotética, os custos de um gasoduto de 300 km, variando a vazão (pelo aumento de diâmetro) correlacionando-a ao valor da tarifa de escoamento. No Gráfico 10, observa-se **a redução do valor cobrado pelo escoamento, quando se amplia a capacidade do duto**, possibilitando **uma redução de 63% no custo marginal do valor de escoamento entre 5 e 30 milhões de m³/dia de capacidade**.

Gráfico 10: Vazão (MMm³/dia) x Tarifa de Escoamento (US$/MMBTU), em duto de 300 km.



Em outro cenário hipotético, calculou-se o custo do processamento, simulando o processamento com e sem a separação de líquidos (C_1, C_2, C_3, C_4, C_5+) de gás natural. Observa-se que uma UPGN com capacidade para processar tais derivados de gás natural mais do que paga o custo de processamento, proporcionando ainda uma redução de 56% no custo marginal de processamento quando se amplia a capacidade do duto, conforme se observa no Gráfico 11.

Gráfico 11: Vazão (MMm³/dia) x Tarifa de Processamento (US$/MMBTU), com e sem líquidos.



A articulação interinstitucional entre a EPE e a ANP no dimensionamento da infraestrutura de processamento deve atender a separação de líquidos (C_1, C_2, C_3, C_4,

C_{5+}) do gás natural rico, **tendo por base o conhecimento da necessidade dos consumidores nacionais de tais derivados de gás natural**.

O planejamento integrado, dessa forma, permite otimizar o sistema de escoamento, processamento e de transporte, visando à economia de escala e assegurando o acesso de terceiros às infraestruturas necessárias para a oferta de gás natural ao mercado. Do lado da demanda, também busca o atendimento das necessidades dos agentes quando à segurança do abastecimento energético.

5.2.4 Estudos Nacionais e Experiência Internacional (*benchmarking*)

A necessidade de um planejamento setorial pode ser extraída do documento "**Estudo sobre o aproveitamento do gás natural do pré-sal**" (Brasil, 2020), estudo realizado pelo MME, EPE, ANP, BNDES e PPSA, e que faz o **diagnóstico dos principais entraves** para o aproveitamento do gás natural encontrado no pré-sal, tais como (grifos nossos):

> **Infraestrutura:** a infraestrutura hoje disponível para escoamento do gás natural do Pré-Sal deverá estar **saturada após 2025**, o que demandará **novos investimentos em gasodutos de escoamento**. Como são **investimentos complexos**, levam-se anos desde a sua concepção até sua implementação, ou seja, para um novo gasoduto entrar em operação a partir de 2025, devem-se **iniciar assim que possível os respectivos estudos de viabilidade**. A sua **estruturação**, possivelmente com **diversos agentes**, demandará esforços adicionais. Para evitar gargalos na infraestrutura de escoamento de gás natural a partir de 2025, haveria a **necessidade de iniciar o fomento e a estruturação de projetos o mais breve possível**.
>
> **Relação oferta e demanda:** a oferta proveniente do Pré-Sal é de Gás Natural Associado à produção de petróleo, ou seja, uma **oferta de gás firme**. Essa condição exige **característica firme também do consumo na ponta**, representado principalmente pelas demandas industrial, termelétrica na base, comercial, residencial e veicular. **Sem aumento e consolidação da demanda firme**, o **investidor nos campos de produção de petróleo e gás** poderá continuar **optando por reinjetar o gás nos reservatórios em vez de realizar investimentos em infraestruturas de escoamento e processamento de gás** no futuro.

O referido estudo aponta a necessidade de análises sobre os seguintes temas (grifos nossos):

> Devido aos **elevados investimentos no sistema de escoamento e processamento de gás**, é recomendável, para o Pré-Sal, **não analisar projeto a projeto**, mas sim trabalhar com a **visão de plano diretor**, com o **grupamento dos projetos de desenvolvimento em áreas próximas** (mesmo sendo consórcios distintos) para **uso da mesma infraestrutura**.
>
> A **análise dos projetos de desenvolvimento dos campos** do Pré-Sal **deve considerar os indicadores econômicos**, como o **Valor Presente Líquido** (**VPL**) e o **investimento necessário para estabelecimento de infraestrutura de escoamento**, mas também o **melhor aproveitamento do recurso natural**, por meio de **análise de sensibilidade nos parâmetros econômicos frente às alternativas estudadas**.
>
> Estabelecer diretrizes que permitam **quantificar**, de forma integrada, os **ganhos associados ao cenário de exportação de gás** pelos projetos do pré-sal. Entre eles o **efeito em cadeia provocado pela comercialização do gás**, incluindo a **redução de custos na indústria**, **aumento da atividade econômica no país**, **geração de empregos, arrecadação de tributos,** etc.

Observa-se que as recomendações do estudo se encontram alinhadas com elementos da **Proposta nº 02**, que propõe a abordagem por *cluster* (agrupamento por proximidade) de locais que produzem gás natural e que devem ser escoados por rede de

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 311

dutos otimizados, a partir do planejamento setorial integrado (planos diretores). Com isso, visa-se maximizar os resultados do aproveitamento de uma mesma estrutura dimensionada para o *cluster*, de forma a atender diversos projetos de E&P conjuntamente, e não de forma individual projeto a projeto. Deve-se, ainda, nas análises de viabilidade, utilizar parâmetros econômico-financeiros de forma transparente e previamente regulados pela ANP, quanto aos valores a serem adotados nas análises do estudo de viabilidade técnica e econômica (EVTE).

O documento conjunto da **Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE)** e o **Fundo Monetário Internacional (FMI),** denominado "***OECD/IMF Reference Note on the Governance of Quality Infrastructure Investment***" (OCDE/FMI, 2019), também vai no mesmo sentido. Importa ressaltar que as discussões deste documento estão alinhadas com os **Princípios do G20** para o **Investimento em Infraestruturas de Qualidade** (**QII**), de onde se extraiu informações que permitem refletir sobre a necessidade de aperfeiçoamento do marco regulatório visando atrair investimento na infraestrutura de gás natural.

A OCDE/FMI (2019), ao discutir sobre a governança de infraestrutura capaz de atrair investimentos, assim argumenta (em livre tradução):

> A forte governança de infraestrutura em todas as etapas do ciclo de investimento em infraestrutura é fundamental para garantir um crescimento econômico sustentável.
>
> Países com estruturas mais fortes de governança de infraestrutura têm investimentos: i) mais eficientes; ii) previsíveis; iii) confiáveis; e iv) produtivos.

Quanto aos aspectos macroeconômicos, o documento assevera que a existência de uma governança sólida de suas infraestruturas é essencial para garantir a sustentabilidade global da dívida pública, porquanto o investimento em infraestruturas pode ter impacto significativo nas finanças públicas de um país. Torna-se relevante o foco em tal governança, quando se tem grande necessidade de infraestruturas para se alcançar um crescimento econômico sustentável e equitativo, principalmente, quando limitado pelo espaço fiscal e elevada dívida pública. Como forma de contornar tal problema, os países buscam promover parcerias com o objetivo de efetuar a atração de investimentos privados no provimento de infraestrutura (OCDE/FMI, 2019).

O documento da OCDE/FMI (2019) afirma que a existência de *"fluxos de caixa de receita previsíveis gerados por ativos de infraestrutura poderia ajudar a* ***expandir o pool de investidores e incentivar o setor privado a expandir seus investimentos*** *em projetos de infraestrutura"* (em livre tradução, com grifos nossos).

A OCDE/FMI (2019) agrupa três elementos estruturantes da política pública, de onde se extrai algumas dimensões de análise proporcionando reflexão quanto à sua aplicabilidade em relação à infraestrutura de gás natural. Vejamos no Quadro 3, quais sejam tais dimensões:

Quadro 3: Elementos estruturantes da política pública.

Elemento Estruturante	Dimensões de Análise
Visão estratégica e planejamento nacional	Atender às necessidades de serviço dos usuários a longo prazo; e Ser financeiramente sustentável.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 312

Ambiente de habilitação	Garantir um bom *design* regulatório; Gerir, analisar e divulgar dados úteis; Realizar consulta pública no início do processo; Coordenar a política de infraestrutura em todos os níveis de governo; e Estabelecer o retorno do investimento aos investidores e à sociedade.
Desempenho e resiliência	Ativo deve ser eficiente e funcionar ao longo de sua vida; e Usar de mecanismos de financiamento para manter o ativo.

No elemento estruturante da **visão estratégica** e de **planejamento nacional**, ressalta-se a necessidade do estabelecimento de uma **visão estratégica nacional de longo prazo**, objetivando atender às necessidades de serviços de infraestrutura. O documento da OCDE/FMI (2019) entende que um planejamento estratégico adequado é uma condição necessária para um programa de infraestrutura bem-sucedido.

O planejamento permite identificar quais seriam os investimentos necessários a serem realizados, quais deles são financeiramente sustentáveis, bem como determinar quais seriam os compromissos essenciais para viabilizar o investimento.

De tal forma, o planejamento deve fornecer as orientações sobre a forma como tais necessidades podem ser satisfeitas, com ajustes em face de novas informações. Tal plano deve, ainda, considerar o alinhamento da diversidade de perspectivas dos interessados, cujo resultado deve ser politicamente validado e coordenado entre os níveis de governo, a partir de pressupostos claros, por meio de opções de políticas públicas contendo: i) um plano estratégico de longo prazo alinhado a projetos quantificados e dotados de recursos orçamentários; ii) atualização periódica dos custos dos projetos de infraestrutura de longo prazo, cujos desembolsos estejam ajustados às despesas de médio prazo; iii) quadros estratégicos de implementação dos investimentos.

Tal detalhamento reflete a necessidade de que o planejamento e os planos estratégicos de infraestrutura devem ser concebidos a longo prazo, inclusive sendo consideradas as ociosidades de capacidade durante a etapa de dimensionamento. Essas ociosidades são necessárias para o aproveitamento do ganho de escala de capacidade proporcionada por todas as infraestruturas de rede, reduzindo impacto destas no preço observado pelo consumidor ao longo da sua vida útil, por mais que o consumidor suporte inicialmente este custo. A decisão regulatória deve ser baseada na lógica de eficiência econômica e a infraestrutura deixa de ser uma barreira de entrada tanto ao novo ofertante de gás, quanto para a garantia do abastecimento dos consumidores ao médio ou longo prazo.

Assim, a infraestrutura deve ter os parâmetros de seu fluxo de caixa e valor da base regulatória atualizada de forma plurianual para viabilizar a implementação dos investimentos públicos e/ou privados e considerar o devido pagamento pelo consumidor e recebimento pelo investidor.

No elemento estruturante do **ambiente de habilitação**, existe a necessidade de se **garantir um bom desenho regulatório**. No documento da OCDE/FMI (2019) tal dimensão é abordada da seguinte forma (livre tradução, grifos nossos):

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 313

> A **incerteza quanto às "regras do jogo"** ou **à baixa qualidade dessas regras** afetará a vontade de investir, manter, atualizar e desativar (descomissionar) as infraestruturas e, em última análise, afetará a qualidade da prestação de serviços.
>
> Os projetos envolvem muito das vezes, muitas áreas políticas, vários níveis de legislação e regulamentação, e diferentes níveis de governo. Sistemas regulados e padronizados devem ser estabelecidos com o objetivo de se analisar viabilidade ambiental e impacto social da alternativa dos projetos de investimento.
>
> Um **bom desenho regulatório** e **a sua entrega** são necessários para **garantir uma infraestrutura sustentável** ao longo da **vida útil de um ativo**.

Nesse sentido, é necessário estabelecer as regras quanto ao comportamento da demanda dos serviços prestados pelas infraestruturas. É necessário identificar como se dá a inserção e a continuidade dos usuários nos sistemas, de forma a aumentar cada vez mais a previsibilidade de demanda e a dinâmica da relação com outros modais logísticos, visando à expansão dos sistemas e gerando, assim, um binômio de previsibilidade para o investidor e de modicidade de preços percebidos pelos consumidores.

Quanto à dimensão da **consulta pública**, o documento ressalta que tais processos de consulta podem resultar no **aumento da abertura e de legitimidade de um projeto entre as partes interessadas**. Uma consulta bem executada pode proporcionar um sentimento de compartilhamento da solução. Recomenda que as opiniões das partes interessadas, das pessoas e comunidades afetadas devem ser integradas desde o início do processo, para que as decisões se beneficiem de um envolvimento significativo das partes interessadas.

As consultas nas fases subsequentes do ciclo do projeto de infraestrutura apoiam uma conduta empresarial responsável (*Responsible Business Conduct – RBC*) nos investimentos de infraestrutura, enquanto parte da governança por incentivar que o setor privado considere os objetivos socioambientais, a partir de uma prestação rentável e sustentável dos serviços de infraestrutura.

Por fim, o documento da OCDE/FMI (2019) ressalta que os processos de consulta devem ser proporcionais à dimensão do projeto e ter em conta o interesse público e os pontos de vista das partes interessadas relevantes. O processo deve ser aberto, amplo, inspirar o diálogo e basear-se no **acesso do público à informação** e **às necessidades dos usuários**.

Na dimensão relacionada à necessidade de **coordenar a política de infraestrutura em todos os níveis de governo**, o documento da OCDE/FMI (2019), argumenta que, em se tratando do investimento de interesse público, normalmente este envolve diferentes níveis de governo em alguma fase do processo de investimento – seja na tomada de decisões, nas competências políticas compartilhadas ou de acordos de financiamento em conjunto.

Destaca, ainda, a necessidade de que deverá existir mecanismos robustos de coordenação para a política de infraestruturas dentro e entre níveis de governo. Os mecanismos de coordenação deverão encorajar um equilíbrio entre os setores do governo central e dos respectivos entes subnacionais.

Na dimensão do eestabelecimento do **retorno do investimento aos investidores e à sociedade** perpassa a questão relacionada com o financiamento e o binômio qualidade/preço, que também pode ser representada pela relação de custo-benefício. Neste quesito, o documento da OCDE/FMI (2019) ressalta que (livre tradução, grifos nossos):

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 314

> A **relação custo-benefício global dos projetos** de investimento deve ser cuidadosamente avaliada através de uma combinação de ferramentas quantitativas (como análise de custo/benefício) e **qualitativas buscando estabelecer o retorno do investimento para os investidores e à sociedade**.
>
> Os governos, também, devem considerar cuidadosamente a qualidade dos termos de financiamento. A adoção de padrões internacionais de relatórios financeiros ajuda aos investidores e às partes interessadas na compreensão da qualidade de um investimento e o seu tratamento financeiro.

Na dimensão dos princípios públicos da publicidade e da transparência encontra-se no documento da OCDE/FMI (2019), os vocábulos "**gerir, analisar e divulgar dados úteis**", traduzindo o esforço da política pública em **diminuir a assimetria de informação entre o regulador e os agentes privados**, em especial, como no caso brasileiro, onde o setor de gás natural se encontra sob regime de mercado regulado pelo Estado, num ambiente de monopólio da União estabelecido constitucionalmente. Tal dimensão da coleta, tratamento, análise e divulgação de dados sobre a infraestrutura, o referido documento assim se manifesta (livre tradução, grifos nossos):

> A **política de infraestrutura deve basear-se em dados** para **informar a tomada de decisões** e o envolvimento das partes interessadas, conforme identificado no Princípio 6.4 dos Princípios do G20 para QII, que inclui o uso de tecnologia digital.
>
> Os **governos devem implementar sistemas que garantam uma coleta sistemática de dados relevantes e a responsabilidade institucional pela análise, disseminação e aprendizado com esses dados**. Os **dados relevantes devem ser divulgados ao público num formato acessível e em tempo útil**. Devem ser concebidos e integrados no processo de tomada de decisão, quadros eficazes de acompanhamento e avaliação.

À guisa de informação, o Princípio 6.4 dos Princípios do G20 para o Investimento em Infraestruturas de Qualidade (QII), apresenta o seguinte enunciado:

> 6.4 O acesso a informações e dados adequados é um fator que permite apoiar a tomada de decisões de investimento, a gestão e a avaliação de projetos. O acesso à informação e aos dados deve estar disponível no país para ajudar a realizar análises de custos e benefícios, apoiar a tomada de decisões governamentais e o monitoramento de políticas, e facilitar os processos de preparação e gestão de projetos.

Observa-se ainda, que a questão relacionada à discussão da transparência e publicização de informações do setor de petróleo e gás natural será tratada ao longo deste relatório.

No elemento estruturante do **desempenho da infraestrutura**, o documento da OCDE/FMI (2019) discorre sobre a dimensão da análise quanto à vida útil da infraestrutura, porquanto tal **ativo deve ser eficiente e funcionar ao longo de sua vida**, assim ponderando (em livre tradução):

> Os países devem garantir um foco no desempenho de um ativo ao longo de sua vida útil, implementando sistemas e instituições de monitoramento. Deve ser prestada especial atenção às disposições contratuais e à capacidade de controle nas fases posteriores de um projeto, a fim de garantir que os incentivos não se deteriorem.

No elemento estruturante da **resiliência** da infraestrutura no documento da OCDE/FMI (2019), discorre sobre a dimensão da análise ao afirmar que a infraestrutura pública precisa ser resiliente. Para que tal atributo seja efetivo, o referido documento destaca a seguinte assertiva (livre tradução, grifos nossos):

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 315

> É essencial um quadro de governança que assegure medidas de resiliência aplicadas a setores de infraestruturas críticas. Isso se deve às dependências funcionais e interdependências entre diferentes setores da infraestrutura crítica.
>
> A resiliência refere-se ao uso de mecanismos de financiamento, como seguros de redução de riscos de desastres, bem como, o projeto e a manutenção de ativos de infraestrutura. As opções políticas incluem:
>
> i) **Noções básicas sobre interdependências entre sistemas de infraestrutura**.
>
> ii) Os mecanismos de seguro podem ajudar a reduzir os riscos ligados aos projetos que estão em fase de operação.
>
> iii) **Ter em conta os custos económicos**, ambientais e sociais das **interrupções de serviço no cálculo dos benefícios dos investimentos em infraestruturas críticas**.
>
> iv) Definição da combinação de políticas para dar prioridade a medidas de resiliência eficazes em termos de custos em todo o ciclo de vida da infraestrutura.

Nos elementos estruturantes do **desempenho** e **resiliência da infraestrutura**, o ciclo de vida útil da infraestrutura pressupõe a existência de mecanismos de financiamento para manter o ativo em funcionamento. Isto é, não basta construir a infraestrutura, mas sim assegurar recursos para seu adequado funcionamento e atendimento às necessidades dos seus usuários.

A Agência Internacional de Energia (IEA) no documento "*Implementing Gas Market Reform in Brazil: Insights from European experience"*, ao discutir sobre a realidade brasileira, discorre sobre a **necessidade do planejamento de rede de gás natural**. Do documento, extrai-se as seguintes assertivas (livre tradução, negritos nossos):

> *Em* primeiro lugar, o **tipo de infraestrutura sujeito ao planejamento central precisa ser claramente definido**.
>
> Na Europa, há países onde o **planejamento central envolve não apenas gasodutos de transmissão**, mas também **outras instalações** a **montante** (*upstream*) ou a **jusante** (*downstream*), tais como terminais de GNL, armazenamentos subterrâneos, pontos de injeção de gás renovável, e assim por diante.
>
> Um **planejamento eficiente da rede** requer um **fluxo adequado de informações entre as partes interessadas** envolvidas na gestão dos sistemas de transportes.

Importa ressaltar que a discussão sobre a assimetria de informação, transparência e publicização de dados será tratado na Proposta nº 04.

Cabe destacar que, no caso brasileiro, além de dutos de transporte, as estações de compressão, os *city gates*, as UPGNs e os terminais de GNL, também, podem ser considerados parte do sistema de transporte e incluídos no planejamento da rede.

Salienta-se, ainda, que cada uma destas atividades está atualmente sujeita à regulamentação e planejamentos específicos, a exemplo dos planos desenvolvidos pela EPE, conforme comentado.

De acordo com o órgão responsável pelas políticas de desenvolvimento da exploração de petróleo e gás natural dos Estados Unidos da América (*Bureau of Ocean Energy Management – BOEM*) na plataforma continental marítima do país, cuja missão consiste em realizar análises econômicas em apoio às políticas de exploração *offshore* de petróleo, gás natural, energia renovável, minerais críticos e, recursos marinhos na

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 316

Plataforma Continental Exterior dos EUA, que sejam ambiental e economicamente responsáveis. O BOEM destaca que (em livre tradução):

> A economia é um componente crítico no seu trabalho.
>
> A análise econômica é rigorosa, clara, precisa e oportuna sobre uma ampla variedade de tópicos, incluindo: concepção de arrendamento e termos fiscais; conclusão de análises econômicas para exploração dos recursos em tal área; análise do impacto regulatório; análises de impacto econômico e; formulação de projeções orçamentárias.

Observa-se, nas assertivas do BOEM, a preocupação com a dimensão econômica representada pelo desenvolvimento da exploração e produção dos recursos minerais energéticos do país, assim como a necessidade de gerenciamento de tais recursos por um ente regulador. Em comparação com o Brasil, entende-se que boa parte das atividades desenvolvidas pelo BOEM caberia à ANP, enquanto Agência Reguladora e titular do exercício do monopólio da União no setor de O&G. As atividades econômicas empreendidas pelas empresas privadas neste setor decorrem do desenho de mercado e das regras de contratualização estabelecidas pela União, por meio da ANP, com foco na responsabilidade econômica, na proteção dos interesses do consumidor quanto a preço e na devida remuneração dos investidores ao longo do tempo, de forma justa e razoável.

O BOEM, no documento *2017–2022 OCS Oil and Gas Leasing Proposed Program,* apresenta uma abordagem do **planejamento regionalizado** ao **relacionar** os **locais onde haverá exploração e produção de O&G** com o **atendimento às necessidades do mercado de energia nas dimensões regionais e nacionais do país**. Ao detalhar tal abordagem, destaca que suas análises consideram (em livre tradução):

> A evolução recente dos mercados energéticos, incluindo o acompanhamento da sazonalidade e flutuações dos preços do petróleo e do gás.
>
> As projeções do Departamento de Energia dos EUA (DOE) sobre a produção e consumo nacional e regional, de acordo com o Annual Energy Outlook da EIA.
>
> A contribuição potencial da produção de petróleo e gás da Plataforma Continental Exterior dos EUA para atender às necessidades internas do país; os mercados regionais de energia e a localização de áreas de planejamento na Plataforma Continental e, outras alternativas à produção neste local.
>
> A descrição do ambiente socioeconômico (população, emprego, renda e justiça ambiental) para cada região da Plataforma Continental e das áreas terrestres próximas, **incluindo a infraestrutura existente de petróleo e gás natural e sua relação com novas locações**. Os recentes Relatórios de Impacto Ambiental nas áreas de exploração de petróleo e gás da Plataforma Continental e outros documentos da política ambiental, também, fornecem informações relevantes relacionadas à distribuição e ao processamento regional de petróleo e gás natural da Plataforma Continental Exterior dos EUA.

Observa-se, que no planejamento das áreas a serem delegadas para E&P de O&G, são consideradas as infraestruturas existentes no ambiente *offshore* (escoamento) e *onshore* (processamento), bem como a distribuição de petróleo e gás do país, a partir de uma abordagem regionalizada, mas também, de abrangência nacional.

O BOEM, ainda no mesmo documento citado anteriormente, aborda o planejamento da E&P de O&G na Plataforma Continental Exterior dos EUA, que, para fins de planejamento, foi subdividida em 26 áreas agrupadas em quatro regiões: i) Região do Alasca; ii) Região do Pacífico; iii) Região do Golfo do México e; iv) Região do Atlântico.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 317

No referido documento, há informações sobre o histórico das bacias sedimentares existentes nessas regiões e suas respectivas áreas de planejamento.

No seu Capítulo 4 – Considerações, quanto à localização das áreas de planejamento, o documento descreve de forma analítica sobre as necessidades regionais e nacionais de energia, subdividindo a análise em três seções (em livre tradução):

> A primeira seção discorre sobre o amplo conceito das necessidades energéticas nacionais, enfatizando a importância do petróleo e do gás natural para a economia da Nação.
>
> A segunda seção centra-se nos mercados energéticos nacionais e no papel que a futura delegação de áreas de E&P de O&G na Plataforma Continental Exterior dos EUA pode vir a desempenhar.
>
> A terceira seção, também, aborda o papel que a futura delegação de áreas de E&P de O&G na Plataforma Continental Exterior dos EUA pode vir a desempenhar, contudo a partir de um recorte quanto aos mercados energéticos regionais.

À guisa de exemplo, cumpre destacar a amplitude do conceito das necessidades energéticas do país, porquanto abrangem análises sobre os seguintes temas: i) contribuição do O&G à economia nacional; ii) o consumo por fonte de energia; iii) a balança de pagamento e o comércio de O&G, quanto às exportações/importações; iv) a segurança energética; v) as novas tecnologias empregadas na indústria e no setor de O&G; e vi) o emprego e as receitas públicas produzidas pelo setor de O&G.

Outro exemplo de planejamento que merece destaque no documento se dá no detalhamento do item 4.4, que aborda a análise dos mercados regionais de energia e sua relação com a localização das áreas na Plataforma Continental Exterior dos EUA passíveis de E&P. A abordagem do BOEM abrange todo o país, que é subdividido em áreas administrativas denominadas de "Administração de Petróleo para Distritos de Defesa (PADDs)", agrupando os 50 estados americanos em cinco distritos. A configuração dos PADDs (PADD1 – Costa Leste; PADD2 – Meio-oeste; PADD3 – Costa do Golfo; PADD4 – Montanhas Rochosas; PADD5 – Costa Oeste) permite aos agentes de mercado (empresas de O&G) e ao BOEM, analisar os movimentos regionais de gás natural e petróleo.

Nesta abordagem de PADDs, cumpre salientar a possibilidade de análise do transporte regional de O&G. O documento destaca a importância de tal abordagem (em livre tradução):

> Embora existam claramente diferenças entre os níveis de produção e consumo de cada PADD, os recursos devem ser transportados entre regiões para garantir que cada PADD seja capaz de satisfazer as suas necessidades de consumo.
>
> Dado que o petróleo bruto e o gás natural raramente são adequados para consumo sem passar por uma fase de refinação/processamento durante a qual são extraídos vários produtos finais, as refinarias e as instalações de processamento de gás são os principais mercados para o petróleo e o gás.
>
> A energia é fungível, ainda mais depois de refinada e processada, tornando a localização menos relevante nesta última fase.
>
> Portanto, uma componente chave da capacidade de cada região para apoiar a sua própria procura energética ou a procura nacional de energia é a capacidade de refino dentro dessa região.

Isto é, tal planejamento sistêmico entre a produção e consumo de O&G, a partir de uma leitura regional e nacional, permite identificar a necessidade de fornecimento

de produtos de O&G e seus derivados para cada região dos Estados Unidos. Salientando, ainda, que, na movimentação de tais produtos, tem-se, para cada PADD, as informações sobre quantidade de instalações (terminais, refinarias, UPGNs, dutos de produção, dutos de transporte entre as regiões) e as suas capacidades, assim como, a logística e os modos de transportes (cabotagem, dutos, ferrovias e rodovias) necessários à movimentação de tais produtos entre os PADDs, de forma a assegurar o abastecimento das respectivas regiões e estados.

Assim, a exemplo dos EUA, das recomendação da OCDE e FMI para atração de investidores privados em infraestruturas e as recomendações da IEA para abertura do mercado no Brasil, reforçadas no ***Product Market Regulation*** **(PMR)[21], da OCDE**, que analisou o processo de reforma do setor de gás natural no Brasil, é essencial que o país desenvolva um **planejamento integrado**, a ser **realizado conjuntamente e interinstitucionalmente articulado entre a EPE e ANP e consultados os agentes do setor, inclusive os consumidores**, de forma que as instalações apresentadas no plano constituam uma carteira de projetos a serem ofertados pela ANP por meio de um processo seletivo público (competitivo) a investidores que buscam retorno de capital**, ampliando assim a participação de empresas privadas nas atividades econômicas do setor de O&G**, que se dá num **mercado regulado e sob regime de monópolio da União**, conforme discutido ao longo das Propostas nº 01, nº 02 e nº 03, que dialogam entre si.

Sem esquecer que a característica de nossas jazidas de O&G tem sido de campos de poços de petróleo com gás natural associado, o planejamento deve abranger ambos os setores de O&G, cujo tema está parcialmente tratado no **Comitê Temático 1 - Disponibilidade do Gás Natural**, analisando a questão da reinjeção de gás natural, visando ampliar a sua disponibilidade no país, ao invés de reinjetá-lo, e no **Comitê Temático 3 - Modelo de Comercialização de Gás Natural da União,** que trata do tema da comercialização de gás natural da União, de competência da PPSA, bem como do aproveitamento do biogás/biometano apontado no **Comitê Temático 5 – Papel do Gás Natural na Transição Energética**, fortalecendo o país na descarbonização de diversos setores por meio da utilização do gás natural, biogás e biometano, de forma a seguir e manter o país como líder da transição energética.

5.3 Proposta nº 03: Remuneração do Acesso Adequado, Justo e Razoável às Infraestruturas Nacionais

De acordo com o relatado pelos agentes do setor de petróleo e gás natural, a situação atual aponta para um conjunto de problemas caracterizadores da **falta** ou **dificuldade de coordenação dos agentes do setor** de **O&G**, cujos relatos nas oitivas dos agentes do mercado podem ser resumidos no que tange ao **problema do acesso** aos elos de escoamento e de processamento. A **falta de coordenação** relaciona-se à dimensão do **planejamento** e **governança** das infraestruturas de gás natural, abordados anteriormente, cujas **Propostas nº 01** e **02 contribuem** e **dialogam** com esta **Proposta nº 03**, visando sanar os problemas relatados. Aponta-se a seguinte situação **quanto ao acesso ao escoamento e ao processamento na indústria de gás natural**:

[21] Disponível em: https://www.oecd-ilibrary.org/governance/regulatory-reform-in-brazil_d81c15d7-en.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 319

i) **não há atenção sobre a forma da ampliação da capacidade existente** ou **construção de novas infraestruturas visando atendimento dos campos adjacentes**, inclusive **blocos** ou **campos futuros**;

ii) **falta de coordenação entre campos de exploração e produção** (E&P) para **construção de gasodutos de escoamento**, que sejam **estruturantes** e **interligados** com as **UPGNs**;

iii) o **alto custo** cobrado pelo **acesso é excessivo** e **desproporcional**;

iv) o **empilhamento dos custos** de todos os **elos da cadeia de gás natural** acaba fazendo com que a **venda do gás para o consumidor** seja **menos vantajosa** e **mais onerosa**, **inibindo**, também, a **utilização do gás como energético** ou **insumo de produção** de outras cadeias produtivas da economia nacional; e

v) o **elevado custo do acesso prejudica** a **competitividade**, cujo preço do gás natural constitui-se numa **barreira a novos entrantes** que **ofertem GN** num **mercado mais competitivo** e com **maior liquidez** na **oferta de GN aos consumidores**.

vi) **regras de acesso com elevado risco aos acessantes**, o que desmotiva a oferta de gás natural no mercado nacional, gerando prejuízos à União pela perda de arrecadações governamentais e perda de atração da exploração e produção, aos consumidores pela restrição de oferta (que impede a concorrência na venda do energético) e aos próprios produtores, pela perda de receita obtida pela venda do energético no mercado.

vii) **quem paga pelo acesso é o consumidor** que **arca** com o **ônus do empilhamento de custos com grave impacto nos preços que chega ao consumidor final nos diversos setores da economia**.

Na **Proposta nº 03**, para que se alcance a **situação desejada** de **redução dos custos de acesso aos elos de escoamento e de processamento**, há necessidade de que se **identifique o valor real do custo de acesso a tais infraestruturas**, que podem já ter sido **depreciadas** e **amortizadas**, devendo-se, ainda, discutir qual seria **remuneração adequada de capital** daquelas infraestruturas de gás natural, conforme **discorrido na Proposta nº 01**, relativa ao **modelo de negócio específico**.

5.3.1 Detalhamento da Remuneração do Acesso Adequada, Justa e Razoável

Em certa medida, o detalhamento da **Proposta nº 03** encontra-se **lastreada na Proposta nº 01**, pois propugna que existam parâmetros econômico-financeiros possibilitando o desenho regulatório de modelos de negócio específicos para cada um dos diferentes elos da cadeia da IGN (escoamento, processamento, terminais de GNL, dutos de transporte) com tratamento regulatório semelhante, visando atrair investidores privados, mas diferenciado em relação às especificidades técnicas, econômico-financeiras e jurídicas.

Resumidamente, apresenta-se, a seguir, um diagnóstico de problemas atribuídos a cada elo da cadeia do IGN.

Nos **gasodutos de escoamento**, atualmente, os custos de investimento de capital são ancorados em EVTEs de cada um dos campos, ao invés de *cluster* de campos, jazidas e blocos, conforme discutido na **Proposta nº 02**. Tal visão limitada do investimento piora

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 320

o resultado econômico do EVTE do campo, induzindo à decisão pela reinjeção do gás natural, pois a vinculação dos seus custos a um único campo pode não apresentar viabilidade econômica.

Nas **unidades de processamento de gás natural** (**UPGNs**), a **ausência de regulamentação do regime de autorização** (por meio de contratos de autorização administrativa) não tem sido suficientemente atrativa aos investimentos privados no setor de gás natural. Dessa forma, espera-se que a adequada regulação da autorização, por meio de contratos e atos administrativos, estabeleça direitos e obrigações entre as partes e delas com a União, dando segurança jurídica e previsibilidade. No que diz respeito aos investimentos privados, estes decorreram da lógica citada anteriormente, dos gasodutos de escoamento ancorados em campos de O&G. Tais investimentos carecem, ainda, de parâmetros econômico-financeiros, como por exemplo, de uma base regulatória de ativos (BRA).

Quanto aos **terminais de GNL**, embora o assunto de gás natural importado não seja objeto do GT-GE, o diagnóstico sinaliza que **há capacidade de regaseificação instalada no país muito superior à demanda de gás natural**. A ociosidade dessas instalações, de alguma forma, é suportada pela sociedade. No caso dos terminais de GNL isolados do sistema de transporte dutoviário, que fazem suprimento a UTEs com exclusividade, esse custo é suportado na forma de tarifa de energia elétrica. O compartilhamento das infraestruturas reduziria a ociosidade e, por conseguinte, o custo para a sociedade. Para tanto, a conexão de todos os terminais de GNL ao sistema de transporte dutoviário seria essencial para viabilizar o compartilhamento. Além disso, seria imprescindível a definição de uma remuneração justa, adequada e razoável para o acesso de terceiros aos terminais de GNL.

Ainda em relação aos terminais de GNL, deve-se destacar a Resolução ANP nº 50, de 23/setembro/2011, que dispôs sobre as informações a serem prestadas para a ANP relativas a esses terminais e os critérios para definição dos gasodutos que são parte integrante deles. A Resolução ANP nº 50/2011 foi editada ainda na vigência da antiga Lei do Gás, Lei nº 11.909/2009. Considerando que o marco legal, naquele momento, não obrigava os detentores de terminais de GNL a darem acesso a terceiros, a Resolução tratou do caso em que o operador voluntariamente daria acesso. Não obstante, a regulação foi incisiva e tratou, dentro das competências da ANP, da padronização dos contratos, do custo eficiente do serviço, das informações a serem prestada para a ANP e até da transparência na definição da remuneração do serviço, que deveria ser justa e adequada ao investimento. Com a Lei nº 14.134/2021, que assegura o acesso de terceiros aos terminais de GNL, a Resolução poderia ser aperfeiçoada para ter maior rigor nos dispositivos já tratados.

No caso de **gasodutos de transporte**, a **falta de uma regulação clara definindo parâmetros econômico-financeiros**, a exemplo da própria **definição da base regulatória de ativos (BRA)** de uma atividade regulada, tem gerado insegurança para os investimentos dos transportadores, inclusive para os já realizados, bem como apreensão aos carregadores quanto às tarifas de transporte.

No caso da **estocagem subterrânea de gás natural**, houve várias contribuições mostrando as vantagens para a segurança energética e para a flexibilidade do sistema dutoviário de gás natural. No entanto, até o momento, não houve a implantação de nenhuma instalação de estocagem subterrânea de gás natural. Entre os motivos, está a

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 321

ausência de definição do modelo de negócio, da forma de sua remuneração e das regras para acesso de terceiros.

O acesso de terceiros interessados às infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural e aos terminais de GNL está assegurado pelo art. 28 da Lei nº 14.134/2021. O acesso de terceiros às instalações de estocagem subterrânea de gás natural está assegurado pelo art. 22 dessa Lei, nos termos da regulação da ANP. Já em relação ao transporte de gás natural, a atividade é regulada e as tarifas de transporte são propostas pelos transportadores e aprovadas pela ANP, conforme dispõe o parágrafo único do art. 9º da Lei nº 14.134/2021.

No caso das infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, as Propostas nº 01 e nº 02 visam ao maior uso das infraestruturas existentes, inclusive com ampliação de capacidade, se houver necessidade e viabilidade, aproveitando-se dos ganhos de escala. Produtores de gás natural de um determinado *cluster*, como discutido na Proposta nº 02, devem acessar a "linha tronco" para o escoamento da sua produção. Nessa condição, é fundamental o estabelecimento de uma regulação econômica, para evitar o abuso de poder de mercado pelo detentor da infraestrutura. Não obstante, essa regulação econômica pretende dar as balizas para a negociação de acesso entre as partes, respeitando o disposto no art. 28 da Lei nº 14.134/2021, principalmente porque as necessidades e as características do gás produzido podem variar de um produtor para outro.

Assim, nesta **Proposta nº 03, discutem-se** as **diretrizes necessárias para a remuneração do acesso às infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural**. Os requisitos definidos serão vinculados à autorização e devem permitir ao investidor auferir uma receita com remuneração justa e adequada ao investimento realizado na infraestrutura, ao mesmo tempo em que o custo do acesso seja também justo e adequado para o consumidor, que, ao final, arca com o ônus do empilhamento de todos os custos da cadeia da IGN.

Dessa forma, para que se tenha um valor justo e adequado para a remuneração do investimento e para o custo do acesso por terceiros, deve-se considerar:

i) quanto ao **valor de investimento de capital** (**CAPEX**), verificar se o CAPEX já estaria amortizado e depreciado, ou não, devendo, ainda, **estabelecer critério** ou **metodologia de valoração do ativo**, se por **custo histórico depreciado** ou por **custo de reposição de ativo novo amortizado**;

ii) a definição da metodologia de remuneração dos ativos, a exemplo do custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Capital Cost – WACC*);

iii) até a edição de uma regulação clara sobre o tema, avaliar o estabelecimento de uma remuneração pré-definida, para dar segurança aos investimentos novos ou em andamento;

iv) definição do **índice de correção inflacionária**, para atualização do investimento não amortizado e depreciado; sugere-se a adoção do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA);

v) quanto ao **período de depreciação do ativo**, a prática tem sido de depreciação linear por um período de 30 anos; uma hipótese a ser considerada seria a possibilidade da dilatação desse prazo, visando reduzir o custo do acesso; e

vi) quanto aos **custos de operação** e **manutenção** (**OPEX**) e de **abandono** (**ABEX**), dentre outros, é necessário que tais custos sejam transparentes na formação dos valores a serem cobrados dos acessantes (terceiros interessados no compartilhamento do uso da infraestrutura de gás natural).

Uma discussão relevante se dá quanto à necessidade de definição da forma de cálculo da base regulatória de ativos (BRA), que, por sua vez, guarda relação com a questões relativas à Proposta nº 03, principalmente quanto à apropriação de custos que fundamentam os valores cobrados no acesso aos gasodutos de escoamento e da UPGNs por terceiros interessados.

No processo da Consulta e Audiência Públicas nº 8/2019 da ANP, que teve o objetivo de obter subsídios e informações adicionais sobre o Edital de Chamada Pública para a contratação de capacidade de transporte de gás natural referente ao Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), realizado em 2019, houve ampla participação de agentes da indústria do gás natural, consultorias e academia, com contribuições para vários aspectos, entre eles, a definição da base regulatória de ativos (BRA) e remuneração.

O Grupo de Economia da Energia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GEE/UFRJ) foi um dos participantes da audiência pública, em que fez uma apresentação com o título Base Regulatória de Ativos: Melhores Práticas e o Caso Brasileiro22. Na sua apresentação, o GEE/UFRJ fez as seguintes recomendações:

i) a BRA deve ser fixada com base em critérios claros e informações verificáveis;

ii) o regulador deve garantir eficiência econômica: os ativos que integram a BRA devem ser analisados e autorizados pelo regulador;

iii) a BRA deve permitir a manutenção da capacidade de investimento do agente detentor da infraestrutura; e

iv) deve haver compromisso regulatório, com estabilidade da regulação e aplicação de princípios regulatórios para todos os casos.

O GEE/UFRJ ainda comentou, que na prática internacional, há vários métodos de avaliação da BRA, mas dois métodos são preponderantes:

i) **custo histórico do ativo existente**: trata-se da valoração dos ativos pelo seu valor contábil. Os ativos são reavaliados com o passar do tempo, por meio da dedução de uma provisão de depreciação a cada ano. Entende-se que este método assegura ao investidor um retorno justo de seus ativos, ao abordar os custos históricos para a remuneração. O foco, assim, seria na **justiça**. Ainda com relação ao custo histórico, é possível considerar o valor contábil líquido, o custo histórico depreciado e o valor de aquisição, se for o caso; e

ii) **custo de reposição:** o valor da BRA é calculado com base no custo de replicar uma nova infraestrutura da forma mais eficiente possível. Pode ser usado para definir uma empresa de referência. O objetivo, neste caso é fornecer sinais de preço eficientes para os participantes do mercado,

[22] Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2019/arquivos/cp-8-2019/gee-ie-ufrj.pdf.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 323

focando, assim, na **eficiência**. Para o cálculo da BRA, o valor de reposição deve ser depreciado e otimizado.

Outros métodos poderiam ser o valor de mercado para as empresas abertas e o lance em privatizações.

Embora a apresentação do GEE/UFRJ tenha sido para um ativo de transporte de gás natural, entende-se que é possível sua aplicação para infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural.

5.3.2 Considerações sobre o Acesso Negociado no Marco Regulatório do Gás Natural

Preliminarmente, registra-se que, na interpretação da Lei nº 14.134/2021 e do Decreto nº 10.712/2021, além da estrita obediência aos ditames constitucionais do monopólio da União no setor de gás natural, deve estar aderente e em harmonia com os demais diplomas legais do marco regulatório do setor de gás natural, dentre os quais a Constituição Federal de 1988, a Lei nº 9.478/1997 e o Decreto nº 2.455/1998, por exemplo, assim como outros normativos setoriais que podem integrar a análise do caso em concreto, como a Lei nº 9.847/1999.

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

> Art. 1º Esta Lei institui normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e de importação e exportação de gás natural, de que tratam os incisos III e IV do caput do art. 177 da Constituição Federal, bem como para a exploração das atividades de **escoamento**, tratamento, **processamento**, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.
>
> § 1º As **atividades econômicas** de que trata este artigo serão **reguladas** e **fiscalizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis** (**ANP**) e poderão ser **exercidas por empresa** ou consórcio de **empresas** constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

Em que pese citar apenas os incisos III e IV, do art. 177, da CF/1988, o inciso III faz remissão aos incisos I e II, do art. 177, da CF/1988, abrangendo todo o setor de O&G, conforme apontado na Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) nº 3.273 e ADI nº 3.366, do Supremo Tribunal Federal, em que houve questionamento sobre constitucionalidade de determinados dispositivos da Lei nº 9.478/97 e o entendimento consolidado pela Corte foi de que a aplicação dessa Lei não se dá de forma isolada e nem desvinculada da Constituição Federal, ressaltando a prevalência do regime de monopólio da União de que trata o seu art. 177.

Os elos de escoamento, processamento e transporte são objeto da regulamentação da Lei nº 14.134/2021, devendo destacar a competência da ANP na contratação, regulação e fiscalização das empresas que exploram o setor de gás natural, conforme os mesmos tratamentos observados na Lei nº 9.478/97 e na Lei nº 14.134/2021, independente do termo refino ou processamento de gás natural.

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

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

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 324

> [...]
>
> XXIV - gasoduto de escoamento da produção: conjunto de instalações destinadas à movimentação de gás natural produzido, após o sistema de medição, com a finalidade de alcançar as instalações onde será tratado, processado, liquefeito, acondicionado ou estocado;
>
> [...]
>
> XXVIII - indústria do gás natural: conjunto de atividades econômicas relacionadas com exploração, desenvolvimento, produção, importação, exportação, escoamento, processamento, tratamento, transporte, carregamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural;
>
> [...]
>
> XLIII - tratamento ou processamento de gás natural: conjunto de operações destinadas a tratar ou processar o gás natural a fim de permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

Dessa maneira, evidencia-se que os elos de escoamento e de processamento estão sob a égide do monopólio da União, sendo a ANP o titular do exercício desse monopólio, o qual se dá pela contratação dos agentes do setor, bem como da adequada regulação e fiscalização das atividades econômicas exercidas pelas empresas que compõem a indústria do gás natural.

O art. 26, parágrafo único, da Lei nº 14.134/2021, apresenta a previsibilidade de que empresas possam "receber autorização da ANP" para atuar em atividades econômicas de gás natural nos elos de tratamento e de processamento de gás natural, sem que se estabeleça objetivamente quais são os critérios para outorga de autorização da infraestrutura de gás natural, seja no caso de novas infraestruturas (*greenfield*) ou ampliação das existentes (*brownfield*), deixando a questão para posterior regulamentação e regulação, por exemplo, o estabelecimento dos requisitos econômicos pela regulação.

> Art. 26. Empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização da ANP para exercer as atividades de construção, ampliação de capacidade e operação de unidades de processamento ou tratamento de gás natural.
>
> Parágrafo único. O exercício da atividade de processamento ou tratamento de gás natural **poderá ser autorizado** para as empresas que **atendam aos requisitos técnicos**, **econômicos** e **jurídicos estabelecidos na regulação**.

Por sua vez, o art. 27, **caput**, da Lei nº 14.134/2021, contempla genericamente que empresas constituídas sob as leis brasileiras "podem receber autorização" da ANP para explorar atividades econômicas nos elos de escoamento, liquefação e regaseificação de gás natural, deixando para regulação (art. 27, parágrafo único, da Lei nº 14.134/2021), a definição de **critérios de habilitação e as condições** para "receber" da ANP tal outorga de autorização, conforme transcrito abaixo:

> Art. 27. Empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização da ANP para construir e operar unidades de liquefação e regaseificação de gás natural, bem como gasodutos de transferência e de escoamento da produção.
>
> Parágrafo único. A **regulação deverá disciplinar a habilitação dos interessados e as condições para a outorga da autorização**, bem como para a transferência de sua titularidade, respeitados os requisitos de proteção ambiental e segurança das instalações.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 325

Não obstante, o art. 28, §§ 1º a 4º, da Lei nº 14.134/2021, contém dispositivos que buscam estabelecer direitos pré-constituídos, conforme abaixo:

> Art. 28. Fica **assegurado o acesso não discriminatório** e **negociado de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção**, às **instalações de tratamento** ou **processamento de gás natural** e aos terminais de GNL.
>
> § 1º O **proprietário da instalação terá preferência** para **uso da própria infraestrutura**, na forma da regulação da ANP.
>
> § 2º Os proprietários das instalações relacionadas no caput deste artigo deverão elaborar, em conjunto com os terceiros interessados, observadas **as boas práticas da indústria e as diretrizes da ANP**, **código de conduta** e **prática de acesso** à **infraestrutura**, bem como **assegurar a publicidade** e **transparência desses documentos.**
>
> § 3º A **remuneração a ser paga ao proprietário** de gasoduto de escoamento da produção, de instalações de tratamento ou processamento de gás natural e de terminal de GNL pelo terceiro interessado, bem como o prazo de duração do instrumento contratual, **serão objeto de acordo entre as partes**, com **base em critérios objetivos**, **previamente definidos** e **divulgados** na **forma do código** de **conduta** e **prática de acesso à infraestrutura** de que trata o § 2º deste artigo.
>
> § 4º Na **eventualidade de controvérsia** sobre o disposto neste artigo, **caberá à ANP decidir sobre a matéria**, **considerado o código de conduta e prática de acesso** à **infraestrutura** de que trata o § 2º deste artigo, **ressalvada a possibilidade de as partes**, **de comum acordo**, elegerem **outro meio de resolução de disputas legalmente admitido no Brasil** (art. 28, §§ 1º a 4º, da Lei nº 14.134/2021)

O art. 28, caput, da Lei nº 14.134/2021, assegura o acesso não discriminatório e negociado de terceiros à infraestrutura de escoamento ou de processamento de gás natural, entre outros. Embora preveja a negociação do acesso entre as partes, vale destacar que a possibilidade de livre estabelecimento do valor de acesso (desregulação plena) pode, na prática, vir a constituir um impedimento à concorrência e instrumento de discriminação via preço, principalmente caso o valor de acesso não seja transparente a todos os usuários.

A transparência, deve-se ressaltar, é elemento essencial para que os usuários da infraestrutura possam identificar eventuais desequilíbrios ou abusos, inclusive na utilização pelo usuário proprietário, com vistas a mitigar impactos à livre concorrência entre todos os ofertantes de energia. O valor e as regras do acesso podem se configurar imposição de uma barreira, com reflexos econômicos e concorrenciais, motivo pelo qual devem ser amplamente transparentes.

Além disso, oportuno transcrever trechos do entendimento do Relator Ministro Carlos Ayres Brito na ADI nº 3.273, do STF, comentado anteriormente:

> 26. Chegando-se a esta compreensão das coisas, já se pode acoplar as duas ordens de disposições constitucionais (a geral e a especial) para fixar o regime jurídico do petróleo e do gás natural segundo estas novas coordenadas mentais, algumas delas complementarmente justificadas em notas de rodapé:
>
> **Petróleo e gás natural**
>
> I – **são bens da União**, sejam os encontrados no subsolo, sejam os situados na "*plataforma continental, no mar territorial ou zona econômica exclusiva*" (art. 20, inciso IX e § 1º);
>
> [...]
>
> VIII – embora submetidas ao precitado regime de monopólio da União quanto à "pesquisa", "lavra", "refinação", "importação", "exportação", "transporte marítimo"

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 326

> e “transporte por meio de conduto” (incisos de I a IV do art. 177 da *Lex Legum*), podem ter todas essas atividades contratadas entre a União e brasileiros, ou entre a União e empresas estatais ou privadas (§ 1º do art. 177), **contanto que estas últimas atendam ao requisito do mencionado § 1º do art. 176** (“empresas constituídas sob as leis brasileiras e que tenha sua sede e administração no País”). Contratação, que, **para preservar o necessário regime de monopolização estatal do setor**, **só pode significar a mera execução de um trabalho que se faz para o ente monopolizador e em nome deste. Embora certos riscos de todas essas atividades possam ficar por conta das empresas contratadas, cabendo à lei dispor sobre o tipo de remuneração ou contrapartida financeira cabível. Vale dizer, a União remunerando ou compensando economicamente a contraparte privada, seja por um preço antecipadamente estipulado, a partir de critérios fixados com base na relação custo/lucro do particular, seja por um preço ou percentual que tenha como base até mesmo o produto da lavra (o concessionário a participar de coisa pública, e não a União a participar de coisa privada, entenda-se). Mas em que a União decaia jamais da altaneira posição de ente monopolizador de todo o setor petrolífero e de gás natural,** como está na cabeça do art. 177 e reafirma o inciso III do § 2º desse emblemático artigo, e

Nesse sentido, o § 3º do art. 28 da Lei nº 14.134/2021 estabelece que a **remuneração a ser paga ao proprietário das infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural**, dentre outras, pelo terceiro interessado, serão objeto de acordo entre as partes **com base em critérios objetivos, previamente definidos** e divulgados na forma do código de conduta e prática de acesso à infraestrutura.

E o § 2º desse mesmo art. 28 estabelece que **a elaboração do código de conduta e prática de acesso à infraestrutura** cabe aos proprietários dessas instalações, em conjunto com os terceiros interessados, observadas as boas práticas da indústria e **as diretrizes da ANP**.

Dessa forma, entende-se que a regulação deve estabelecer balizas para os critérios objetivos que definirão a remuneração a ser paga pelos terceiros interessados aos detentores das infraestruturas, exigindo a regulação econômica, que se insere nos requisitos econômicos e condições para a outorga das autorizações dessas atividades.

Esse entendimento é fundamental, especialmente associado às **Propostas nº 01 e nº 02**, que tratam as atividades de escoamento e de processamento de gás natural como modelos de negócio e que atribuem ao planejamento integrado e coordenado a otimização e o melhor aproveitamento das infraestruturas. Em adição ao monopólio da União e reconhecendo a existência de características de monopólio natural no exercício dessas atividades, o melhor aproveitamento das infraestruturas existentes levará ao monopólio regulatório, ao exigir que os produtores de gás natural de um determinado *cluster* utilizem essas infraestruturas até sua capacidade máxima, inclusive com ampliações, se houver necessidade e viabilidade, antes de permitir a construção de novas infraestruturas.

O objetivo é que o ganho de escala dessas infraestruturas e a previsibilidade da demanda por seus serviços permitam a redução dos riscos dessas atividades, refletindo em uma remuneração, justa e adequada, menor do que aquela requerida pelos agentes que exercem as atividades de E&P. No caso concreto de infraestruturas em operação há vários anos, deve-se discutir também a questão da amortização e depreciação dos ativos, devendo remunerar somente o que ainda não estiver amortizado e depreciado, em benefício de um custo de acesso menor para os novos acessantes.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 327

5.3.3 Do Valor de Acesso Negociado entre as Partes

O gás natural extraído do reservatório de petróleo e gás natural é denominado gás rico e contém hidrocarbonetos e contaminantes. Os hidrocarbonetos são compostos formados por carbono (C) e hidrogênio (H). À medida que aumenta o número de átomos de carbono, a molécula se torna mais pesada. Dessa forma, o gás natural é composto majoritariamente pelos hidrocarbonetos de menor número de carbono, como o metano - C_1 (denotando um átomo de carbono na molécula, sendo o menor e mais simples hidrocarboneto), etano - C_2, propano - C_3 e butano - C_4. A presença das moléculas maiores, que podemos denominar genericamente de C_{5+}, se torna cada vez menor no gás rico, pois, do contrário, o composto se tornaria líquido, na forma de óleo.

Já o gás natural especificado, que é aquele utilizado pelo consumidor final, contém majoritariamente metano. Compete à ANP regular a especificação desse gás. A especificação do gás rico é feita nas unidades de tratamento e de processamento de gás natural, em que há a separação dos contaminantes e das frações mais pesadas. Estas são consideradas derivados do gás natural ou, a depender de sua composição, líquidos de gás natural.

A composição do gás rico, extraído dos reservatórios de petróleo e gás natural, varia de campo para campo, ou ainda no mesmo campo ao longo do tempo. A variedade de composição do gás proveniente de diversos campos, que acabarão sendo misturados para escoar e processar, pode dar certa complexidade ao escoamento e, principalmente, ao processamento.

A depender da composição dos gases, as necessidades técnicas das infraestruturas podem variar. Por exemplo, gás mais rico pode exigir mais equipamentos na unidade de processamento para sua especificação. Eventualmente até para a separação de cada derivado de gás natural. Por sinal, o poder calorífico aumenta com a presença de mais átomos de carbono, o que reflete também em seu maior valor econômico no mercado.

Considerando isso, é razoável permitir às partes (detentor da infraestrutura e produtor de gás natural rico) negociarem o valor do acesso às infraestruturas.

O que se propõe é estabelecer a **regulação econômica da infraestrutura**, de modo que o **investidor tenha uma receita decorrente de uma remuneração justa e adequada do ativo**, considerando ainda os riscos da atividade, distintos das atividades de E&P e que serão reduzidos com o planejamento integrado.

Destaca-se que, sob a ótica dos usuários da infraestrutura e da garantia do acesso isonômico entre as partes, o foco está relacionado ao valor do acesso negociado, porém, sob a ótica do investidor, o que lhe interessa é a receita auferida ao final pelo desempenho da atividade, de forma a remunerar adequadamente o investimento incorrido.

Visando à isonomia no acesso, de forma a preservar a concorrência entre os produtores na oferta do gás natural ao mercado nacional, é necessária **a transparência das negociações de acesso para todas as partes**. Por meio da transparência das negociações e dos seus termos, os usuários dos serviços poderão julgar as diferenças entres as negociações e identificar se houve a devida alocação de custos entre os usuários. O valor cobrado pelo acesso deve ser justo e razoável e considerar, por exemplo, as diferentes cargas de entrada nas unidades de processamento, bem como a

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 328

adequada alocação dos produtos processados para cada um dos contratantes, na saída da unidade de processamento. Deve haver também **transparência das condições de acesso do usuário proprietário, com tratamento isonômico em relação aos demais acessantes**.

Faz-se um destaque para a situação em que não haja disponibilidade de capacidade na infraestrutura de gás natural existente. Nesse caso, antes da negativa de acesso, é necessário que os agentes (terceiro interessado e o operador da infraestrutura) avaliem a viabilidade técnica e econômica de ampliação de capacidade. O operador da infraestrutura deve fornecer todas as informações necessárias para a avaliação pelo terceiro interessado sobre a ampliação da infraestrutura.

Uma vez **identificada a viabilidade técnica e econômica da ampliação, torna-se mandatória a sua execução, visando ao melhor aproveitamento sistêmico das infraestruturas**. Nessa condição, o detentor da infraestrutura pode suportar o investimento necessário para a ampliação e, assim, ser remunerado por ele, ou, caso não queira, deve-se dar oportunidade para o terceiro acessante fazer o investimento. Nesse caso, vislumbra-se que o terceiro acessante e o detentor da infraestrutura poderiam estabelecer uma *joint venture*, o que evitaria confusão patrimonial e eventual perda de identidade das empresas partícipes.

O valor a ser cobrado deve considerar vários parâmetros, como a abrangência dos benefícios da ampliação, a alocação dos riscos e, obviamente, quem aportou o capital necessário.

Em qualquer situação, é importante ter a transparência da negociação, inclusive das justificativas da negativa de acesso, se for o caso. Mesmo no caso de ampliação para atender o usuário proprietário, as informações e os impactos nos valores de acesso dos terceiros devem ser transparentes e divulgados publicamente.

5.3.4 Necessidade de Regulação Econômica em Indústrias de Rede

A economia de um país é composta por setores econômicos, como primário, secundário e terciário. Entre esses setores encontra-se o de infraestrutura, que contém as indústrias de infraestrutura que, de modo geral, visam à prestação de atividades de interesse público ou até de prestação de serviço público, pois buscam atender às necessidades essenciais da sociedade, e muitas vezes utilizam um sistema de redes para prover adequadamente os serviços.

A indústria de rede, por sua vez, apresenta algumas características comuns, tais como:

a) necessidade de grande volume de investimentos com longo prazo de maturação (indústrias intensivas em capital);

b) alto custo fixo inicial, justamente devido ao grande volume de investimentos, e, após maturado o investimento, o custo fixo tenderá a zero e os custos marginais baixos para atender novos consumidores;

c) as instalações geralmente são superdimensionadas, pela expectativa de pico de demandas futuras, buscando melhor aproveitamento dessas infraestruturas;

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 329

d) presença de custos irrecuperáveis (*sunk costs*), devido às especificidades dessas instalações não poderem ser aproveitadas em outras atividades;

e) presença de economias de escala que geram um custo médio descrente, tendo em vista uma elevada escala mínima de eficiência, o que justifica a presença de uma única empresa e se denomina como Monopólio Natural;

f) presença de economias de escopo, que ocorre em uma firma multiproduto, quando há redução de custos comuns na produção de dois ou mais serviços;

g) possibilidade de haver demandas de pico para atendimento a diversos segmentos não coincidentes no espaço e no tempo, de modo que a agregação da demanda de pico não precisa ser igual à soma de todas as demandas individuais;

h) possibilidade de rotas alternativas de oferta, dando maior confiabilidade no fornecimento, mesmo em situações adversas;

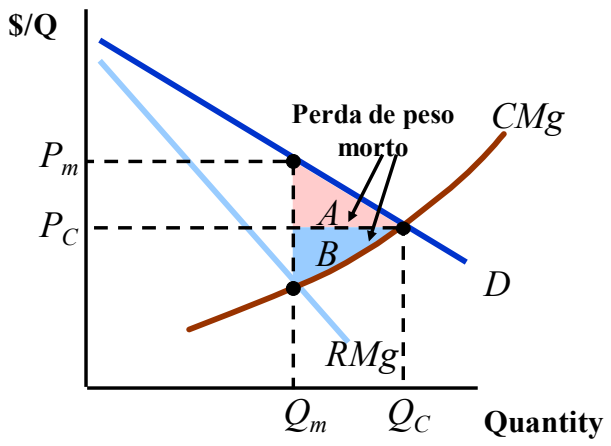
i) tamanho das redes e avanços tecnológicos que interagem permitindo a adoção de diferentes serviços;

j) geração de economias de aprendizagem; e

k) geração de externalidades positivas e negativas, como o desenvolvimento econômico gerado em uma região próxima da infraestrutura e os impactos ambientais adversos gerados na implantação ou na operação das redes, respectivamente.

Sabe-se que a situação de mercado com a presença de monopólio é pior para o consumidor do que se mercado fosse competitivo, conforme pode ser observado no Gráfico 12 a seguir. Observa-se que o equilíbrio para o mercado competitivo se obtém a um preço Pc menor e uma quantidade produzida Qc maior que ao nível de monopólio (Pm, Qm). A diferença entre as duas situações de equilíbrio, ao adotar o equilíbrio de monopólio, é representada pelos triângulos A e B, que denota a perda de peso morto ou de bem-estar para a sociedade:

Gráfico 12: Equilíbrios em mercado competitivo versus Monopólio.



Fonte: adaptado de PINDYCK, Robert S; Rubinfeld, Daniel L. Microeconomia, 5 ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2002, p. 347.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 330

As indústrias de rede são geralmente caracterizadas por serem monopólio natural, o que, por definição, é mais eficiente a presença de apenas uma empresa fornecendo o serviço para todo o mercado consumidor a um menor custo do que qualquer outra situação, inclusive de várias menores em competição entre si, devido ao aproveitamento das economias de escala e de escopo.

Entretanto, nessas indústrias, o poder de mercado é provavelmente o caso de falha de mercado mais relevante, uma vez que, para um monopolista, a única restrição sobre os preços que essa firma pode praticar seria a disposição a pagar dos consumidores, expressa pela curva de demanda, que então seria usada para definir a quantidade a ser produzida voltada para a maximização de seus lucros, tipicamente implicando um nível de preço acima do que seria cobrado em um mercado competitivo (igual ao custo marginal).

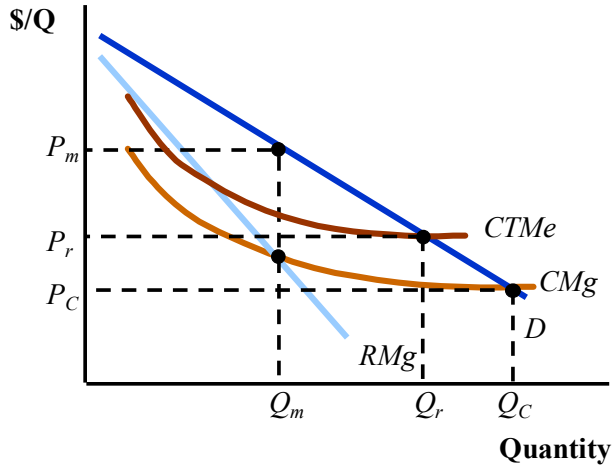
Além disso, geralmente os consumidores nesses mercados de serviços de infraestrutura apresentam demandas inelásticas por serviços de infraestrutura, de modo que o poder de mercado potencial das firmas que atuam nesses setores é grande.

Na situação de monopólio natural, a empresa fixaria o preço ao nível de Pm com produção Qm, com um preço alto e restringindo o consumo de um serviço de infraestrutura essencial e fundamental para sociedade, reduzindo muito o bem-estar social.

Nesse caso, cabe à regulação econômica da atividade buscar a fixação de um preço abaixo do nível de monopólio natural, considerado alto para a sociedade.

Entretanto, observando o Gráfico 13 a seguir, que representa uma empresa monopolista natural, a busca por fixar o preço ao nível de concorrência perfeita (igual à curva CMg), conhecido como solução *First Best*, não seria sustentável para essa empresa, pois incorreria em prejuízo na falta de algum subsídio (equilíbrio Pc, Qc). Dessa forma, parte-se para a solução *Second Best*, ao nível de Custo Médio (curva CTMe), onde a empresa pagará todos os seus custos e ainda terá uma remuneração adequada, **emulando a situação que ocorreria num mercado em concorrência perfeita (equilíbrio Pr, Qr)**.

Gráfico 13: Determinação de preço para empresa monopolista natural.



Fonte: PINDYCK, Robert S; Rubinfeld, Daniel L. Microeconomia, 5 ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2002, p. 349.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 331

Esse equilíbrio é definido pelo órgão regulador por meio da determinação de tarifas reguladas (que no caso de escoamento e processamento seria um valor de acesso baseado numa faixa de valores que gerem a receita necessária baseada no custo de serviço com a devida remuneração do capital investido), de modo a proteger o consumidor e a sociedade de uma situação de mercado muito desequilibrada. Em relação à ótica do exercício da atividade econômica pelo monopolista, considera-se o estabelecimento da Receita Máxima Permitida.

Vale ressaltar que, sem a regulação econômica, o equilíbrio que maximiza o lucro da empresa monopolista natural é (Pm, Qm), muito acima do equilíbrio (Pr, Qr) trazendo prejuízos à sociedade.

Dessa forma, **justifica-se a regulação econômica que reduza o poder de monopólio da firma em fixar o preço num nível muito alto que maximize seus lucros, mas oneram demasiadamente a sociedade, principalmente quando se trata de indústrias de redes caracterizadas pelo monopólio natural**.

Vale sempre ressaltar que o que se busca é um valor de acesso a todas as infraestruturas que seja suficiente para pagar todos os seus custos e remunere adequadamente o investimento incorrido, considerando o risco do negócio. Busca-se um equilíbrio tarifário que atraia investimentos, remunerando adequadamente o negócio e ao mesmo tempo, tudo que deve ser pago pelos consumidores.

Os elos da cadeia de escoamento, processamento e transporte de gás natural apresentam características de indústria de rede e de monopólio natural, cabendo ao Estado uma regulação econômica adequada de modo a buscar equilibrar os interesses do investidor e dos consumidores, trazendo benefícios para a sociedade e para a economia, de forma sustentável.

5.3.5 Experiência internacional (*benchmarking*)

A regulação americana é um exemplo de aplicação de princípios competitivos para operação de dutos de petróleo e gás natural. A fonte do direito é o Código dos Estados Unidos (*The United States Code – US Code*), que consolida e codifica por assunto as leis americanas. O *US Code* é compilado pela Câmara dos Representantes dos Estados Unidos.

A referência ao tema de compartilhamento da infraestrutura de gasoduto é encontrada no *US Code*, Título 43 – Terras Públicas, Capítulo 29 – Terras Submersas, Subcapítulo III – Terras da Plataforma Continental Exterior; § 1334. Administração da locação, item "f", que estabelece os princípios competitivos que regem a operação de gasodutos.

De acordo com o *US Code* (livre tradução, grifos nossos):

> [...] toda autorização, licença, servidão, direito de passagem ou outra concessão de autoridade para o **transporte por oleoduto ou através da plataforma continental externa de** petróleo ou **gás exigirá** que o **gasoduto será operado de acordo** com os seguintes **princípios competitivos**:
>
> (A) O duto **deve fornecer acesso aberto e não discriminatório tanto para os carregadores proprietários quanto para os não-proprietários**.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 332

> (B) Mediante **solicitação específica de um ou mais carregadores proprietários ou não proprietários**, **capazes de fornecer** um **nível garantido de rendimento**, e sob a condição de que o embarcador ou embarcadores que solicitarem tal expansão **sejam responsáveis por arcar com sua parcela proporcional dos custos e riscos relacionados** para isso, a **Comissão Federal Reguladora de Energia poderá**, ao constatar, **após audiência plena e com a devida notificação às partes interessadas**, que **tal expansão está dentro dos limites tecnológicos** e de **viabilidade econômica**, **ordenar uma expansão subsequente da capacidade de transferência de qualquer gasoduto** para o qual a licença, servidão, direito de passagem ou outra concessão de autoridade for aprovada ou emitida após 18 de setembro de 1978.

Observa-se que, diferentemente do Brasil (art. 28, § 1º, da Lei nº 14.134/2021), nos Estados Unidos **não há excepcionalidade de preferência de uso pelo agente proprietário do ativo de infraestrutura de gasoduto**, evitando assim eventuais distorções concorrenciais, objetivo do comando.

Conforme indica a OCDE no Guia para Avaliação de Concorrência, versão 3.0, Volume 1 – Princípios[23], o direito de "preferência ao proprietário" se constitui um direito de exclusividade pela utilização da infraestrutura e é uma barreira concorrencial, conforme apontado (grifos nossos):

> **Concessão de direitos de exclusividade**
>
> A atribuição de um direito de exclusividade para a produção de um determinado bem ou **a prestação de um determinado serviço** significa criar um monopólio privado. Historicamente, um direito de exclusividade era atribuído num contexto de "monopólio natural".
>
> **Os direitos de exclusividade, principalmente os de longo-prazo, têm sido encarados como uma forma de estímulo à realização de investimentos em infraestruturas**, investimentos estes que seriam improváveis sem uma garantia de acesso ao mercado que a exclusividade assegura. Não obstante, por vezes, são concedidos direitos de exclusividade em situações em que não se aplica a justificação do monopólio natural.
>
> **Os direitos de exclusividade constituem, em vários aspetos, a maior barreira à entrada no mercado. Os direitos de exclusividade tendem a produzir preços monopolistas e outros problemas relacionados com o exercício de poder de mercado**. Estes efeitos nem sempre podem ser evitados pela legislação porque os legisladores falham frequentemente na prevenção do poder de mercado e na proteção dos consumidores, ou têm uma taxa de sucesso muito baixa.
>
> Por essa razão, estes direitos de exclusividade devem ser limitados e atribuídos apenas depois de uma consideração atenta dos preços que vão ser cobrados, do prazo da concessão da exclusividade e de alternativas que permitam alcançar os mesmos objetivos.
>
> **Opções alternativas de política pública.**
>
> Na falta de alternativas viáveis, as entidades legisladoras podem optar pela licitação do direito exclusivo. Os órgãos do Governo e economistas devem solicitar aconselhamento sobre o modelo de licitação mais apropriado à alienação dos direitos em causa. No caso de o direito ser efetivamente concedido, deve ser prestada uma atenção especial à forma como os respectivos moldes são definidos. Por exemplo, é preciso tratar questões como a adequação relativa à regulação de preços pela via dos custos ("cost plus") versus a taxa de rentabilidade versus o limite de preços ("price cap"). Por outro lado, em muitos casos, a cisão da exclusividade entre duas ou três entidades pode permitir que até certo ponto se mantenha a dinâmica da concorrência, obtendo ainda assim os benefícios pretendidos.

[23] https://www.oecd.org/daf/competition/46969642.pdf

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 333

Ainda no Guia para Avaliação de Concorrência da OCDE, versão 3.0, porém no Volume 2 -Diretrizes[24], assim caracteriza as barreiras à entrada:

> **1.2. Barreiras à entrada**
>
> De um modo geral, as barreiras à entrada podem ser definidas como os fatores que dificultam a entrada de empresas novas no mercado relevante. Avaliar a extensão destas barreiras é importante, pois fornece-nos uma perspectiva do grau potencial de concorrência que as empresas estabelecidas podem enfrentar. Por exemplo, se as barreiras à entrada forem elevadas, as empresas incumbentes podem assumir comportamentos restritivos da concorrência, aumentar os preços e desfrutar lucros elevados, sem o receio de que a entrada de novas empresas comprometa os seus proveitos. Dito de outra forma, quanto menor o nível de barreiras à entrada, maior será o grau potencial de concorrência, verificando-se ainda um efeito disciplinador sobre as empresas estabelecidas no mercado, cujo poder de mercado é restringido.

A questão da barreira à entrada não se restringe apenas ao acesso. O agente incumbente pode inviabilizara a entrada de novos ofertantes ao mercado, ao firmar contratos de suprimento de gás natural de longo prazo, sem cláusulas de saída, como afirmado pela OCDE, na continuidade do texto anterior:

> - **Barreiras criadas pelo comportamento dos incumbentes**: A conduta de mercado das empresas estabelecidas pode causar prejuízos à concorrência. Por exemplo:
>
> - As empresas que operam em setores com[o] o das telecomunicações, de abastecimento de eletricidade e gás natural apresentam por vezes **contratos que "prendem" o consumidor por um determinado período de tempo e exigem penalizações pela troca de fornecedor. Trata-se dos chamados custos de substituição. Ao aumentarem os custos dos consumidores pela substituição de fornecedor, estas ofertas prejudicam os concorrentes e as novas empresas.**
> - As empresas de telecomunicações dos Estados Unidos têm restringido/negado agressivamente o acesso das suas redes aos seus concorrentes.

Dessa forma, a regulação econômica é essencial para evitar que a empresa incumbente possa assumir comportamentos restritivos da concorrência, como aumentando preços de acesso, ou mesmo negando, e firmando contratos de suprimento de longo prazo que dificultem a entrada de concorrentes, para, no fim, fruir de lucros elevados, em prejuízo dos consumidores do energético.

Destaca-se que, com a medida de reconhecimento das infraestruturas de escoamento, processamento, transporte, terminais de GNL e estocagem como um modelo de negócio específico e com uma regulação econômica adequada, reduz-se a relevância da titularidade do gás que passa pela infraestrutura, pois o que é mais importante torna a ser o volume (demanda do serviço), que gera o retorno para o investimento incorrido. Para isso, a busca por mais interessados no acesso torna-se o seu objetivo.

5.4 Proposta nº 04: Medidas de Transparência e Publicização de Informações no Setor de O&G

De acordo com o relatado no tópico sobre o **diagnóstico dos problemas relacionados aos elos da cadeia da indústria do gás natural**, a situação atual aponta

[24] https://www.oecd.org/daf/competition/49418818.pdf

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 334

para um conjunto de problemas que é decorrente da **falta de transparência e publicização** de **dados relevantes para o adequado funcionamento do mercado de O&G**.

A **existência de assimetria de informações** nos **diversos elos da cadeia da IGN** se manifesta de inúmeras formas, conforme identificado nos diagnósticos iniciais e nas oitivas dos agentes nas reuniões do CT2, tais como:

i) falta de publicidade de informações sobre as infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, para reduzir a assimetria de informações que prejudicam os terceiros na negociação com os detentores dos ativos;

ii) falta de informações sobre os investimentos realizados em infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, sua razoabilidade, sua amortização e depreciação, bem como a remuneração;

iii) a exigência de celebração de termos de confidencialidade para negociação do acesso aos elos de escoamento e processamento, criando dificuldades à negociação;

iv) dificuldade de acesso ao conteúdo dos contratos negociados, mesmo para o órgão regulador;

v) falta de regras claras para a definição das tarifas de transporte e, mais ainda, para as infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural;

vi) falta de transparência na aplicação de penalidades ou mesmo da operação das infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, que impede os terceiros de tomar medidas para reduzir as penalidades;

vii) falta de mecanismos que permitam a coordenação no acesso de terceiros às infraestruturas do setor de gás natural, considerando ser uma indústria de rede; e

viii) falta de informações que permitam a coordenação de necessidades de construção ou ampliação de infraestruturas do setor de gás natural.

5.4.1 Detalhamento das Medidas de Transparência e Publicização de Informações no Setor de O&G

De início, deve-se ressaltar a **importância da transparência e da publicidade dos dados do setor** para os órgãos de **formulação de política pública, de planejamento, de regulação das atividades econômicas e de defesa da concorrência**, bem como para os agentes dessa indústria, considerando os produtores, os comercializadores, os detentores de infraestruturas e os consumidores. A **redução da assimetria de informação** permitirá um mercado mais eficiente e com menores custos de transação.

Para os agentes privados, permitirá menor nível de assimetria de informações nas negociações de acesso às infraestruturas e melhor avaliação do nível de oferta e de demanda de gás natural, que se traduz na competitividade do mercado em que estão inseridos. Consumidores industriais poderão fazer planejamentos de investimentos com base em projeções do aumento de oferta de gás natural.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 335

Para os órgãos governamentais, as informações permitirão avaliar o nível de concorrência e de abastecimento nacional do mercado de gás natural, ajustar a estrutura do mercado, se houver necessidade, e permitir o planejamento da necessidade de oferta de gás natural, que se vincula aos leilões de E&P, e de infraestruturas para o setor.

As informações relacionadas à formação de preço do gás natural nacional são fundamentais tanto para os agentes privados quanto para os órgãos governamentais, fomentando um mercado concorrencial com menos falhas de mercado.

Propõe-se, assim, que seja criada uma **plataforma eletrônica única**, que **concentre as informações das infraestruturas acessíveis aos terceiros**, abrangendo capacidade nominal, operacional, contratada, ociosa e disponível para contratação. Outras informações relevantes para o acesso de terceiros devem estar disponíveis, como a faixa da tarifa de acesso à infraestrutura e faixa de qualidade do gás que pode ser movimentado ou processado. Os próprios contratos de acesso, padronizados, devem estar disponíveis para fácil verificação pelos interessados, com a indicação das condições e cláusulas que estão sujeitas à negociação entre as partes.

No caso de negociação de acesso, deve haver comunicação à ANP sobre o seu início, para que haja monitoramento da sua conclusão. A qualquer tempo, a ANP poderia atuar, de ofício ou mediante solicitação, para verificar se há existência de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsias entre as partes. Eventuais negativas de acesso devem ser devidamente justificadas e ter publicidade. A relação de todos os acessantes, com respectivas capacidades contratadas e faixas de valores de acesso devem ser disponibilizados publicamente também.

É desejável que as informações sobre a movimentação de gás natural fiquem disponíveis publicamente, em tempo real, o que permitiria atuação dos agentes para mitigação de riscos e criar oportunidade para atuação de outros agentes, promovendo maior dinamismo do mercado de curto prazo.

Os operadores das infraestruturas devem apresentar, anualmente, relatório demonstrando os investimentos realizados e a recuperação da remuneração para a ANP.

Os contratos de compra e venda de gás natural devem apresentar maiores informações sobre as parcelas referentes aos custos dos acessos às infraestruturas, que, em última instância, serão suportados pelos consumidores finais. Os contratos devem ser registrados à ANP, que utilizará para a análise da formação de preços do gás natural no mercado e divulgará de forma consolidada para conhecimento público.

A EPE deverá, também, divulgar as informações utilizadas no planejamento integrado setorial, tanto de oferta quanto de demanda de gás natural, de forma consolidada, para evitar a identificação de informações concorrencialmente sensíveis dos agentes.

Em suma, de modo abrangente, a regra do setor seria a transparência das informações, sendo que o sigilo seria exceção, devidamente motivada, porquanto se reveste de interesse público da própria sociedade no exercício das atividades sob monopólio da União pelos privados.

5.5 Proposta nº 05: Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN)

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 336

No decorrer das reuniões e discussões do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), objetivando a elaboração de ***estudos visando à promoção do melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil***, ocorridas entre julho/2023 e março/2024, identificou-se a necessidade de adoção de um Comitê permanente para monitoramento periódico do setor de gás natural, incluindo andamento dos projetos, atendimento às determinações de Resoluções do CNPE, acompanhamento da agenda regulatória da ANP, assim como para o desenvolvimento e implementação de uma série de propostas, ações, medidas e iniciativas, que devem ter continuidade no biênio de 2024/2025 ou mesmo, havendo a necessidade, em outros anos, ultrapassando assim a vigência e mandato dos representantes governamentais no GT-GE, que se encerra em abril/2024.

A segunda estrutura seria a criação de um **Comitê Técnico** (**CT-CMSGN**) formado por servidores públicos integrantes do **MME**, da **ANP** e da **EPE**, possuindo um **enfoque mais executivo**, também, contando com a participação de técnicos de outros Ministérios, órgãos e entidades da administração pública, que desempenhariam **atividades de curto e médio prazos**, a depender da especificidade do problema identificado e a ser resolvido, mediante à **estruturação de uma força tarefa interinstitucional** (grupos/equipes) **atuando de forma específica** e no sentido de **identificar quais medidas necessitam ser revistas por não atenderem o interesse público, afetarem os consumidores ou a União ou aos Estados-membros**.

Os **resultados esperados** desta força tarefa do CT-CMSGN seria a **elaboração de procedimentos transitórios e auxiliares na implementação das medidas de curto prazo a serem adotadas pela Diretoria da ANP**, ou seja, auxiliando na edição de **resoluções de caráter transitório pela ANP**, no sentido de dar **concretude as ações necessárias e identificadas no GT-GE**, bem como, na **regulação do marco regulatório setorial** ou mesmo numa **eventual necessidade de elaboração de dispositivos legais**.

A **ação conjunta** do Comitê Consultivo (CC-CMSGN) e do Comitê Técnico (CT-CMSGN) **no acompanhamento** e **monitoramento do mercado de gás natural permitirá aferir os efeitos das ações de curto prazo sobre a oferta e a demanda de gás natural e do biometano no mercado interno e a repercussão no preço pago pelos consumidores finais**. Na medida em que as ações forem sendo adotadas, novos problemas podem ser percebidos, requerendo novas medidas a serem implementadas neste período de transição até que a ANP possa concluir a sua Agenda Regulatória.

Nos tópicos seguintes são apresentadas as possíveis **ações de curto prazo a serem implementadas pelos respectivos comitês**. Observa-se, ainda, que para algumas das ações serem adotadas poderá haver necessidade do Comitê Técnico (CT-CMSGN) submeter a proposta à apreciação do próprio CMSGN, que deliberará sobre o assunto e a depender do caso em concreto poderá, inclusive, haver a necessidade de que a questão venha a ser decidida no âmbito do CNPE ou pela Diretoria Colegiada da ANP, em se tratando das resoluções transitórias da Agência Reguladora.

5.5.1 O Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN)

Por similaridade e inspiração no Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), propõe-se a criação do Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN).

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 337

O CMSGN terá como atribuições:

I. acompanhar o desenvolvimento das atividades de gás natural nos seus elos da cadeia e nas suas várias formas (em qualquer estado físico);

II. avaliar as condições de abastecimento e de atendimento, relativamente às atividades referidas no inciso I deste artigo, em horizontes pré-determinados;

III. realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de gás natural e seus derivados, abrangendo os seguintes parâmetros, dentre outros:

   a. demanda, oferta e qualidade de insumos energéticos, e as perspectivas de suprimento de gás natural e seus derivados;

   b. configuração dos sistemas de produção e de oferta relativos ao setor de gás natural; e

   c. configuração dos sistemas de transporte e interconexões locais, regionais e internacionais, relativamente à rede de gasodutos;

IV. identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional, dentre outros, que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão do setor de gás natural e seus derivados;

V. elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações observadas em decorrência da atividade indicada no inciso IV, visadas a manutenção ou a restauração da segurança no abastecimento e no atendimento de gás natural, e encaminhando-as, quando for o caso, ao CNPE;

VI. deliberar sobre as diretrizes e as condições de importação de gás natural de que trata o art. 19 da Lei nº 14.134/2021;

VII. monitorar a evolução das obras e previsão da entrada em operação de projetos importantes de gás natural;

VIII. monitorar o atendimento às recomendações e determinações dispostas em resoluções do CNPE;

IX. monitorar as publicações de resoluções que devem ser regulamentadas pela ANP; e

X. monitorar e indicar soluções para o restabelecimento da prestação de serviço de gás natural em quaisquer dos elos da cadeira entre outras situações que mereçam um monitoramento periódico do setor de gás natural.

O CMSGN será composto por membros do Ministério de Minas e Energia, que o presidirá, da ANP, da EPE, da Casa Civil da Presidência da República, do Ministério da Fazenda, e do Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços. Poderão ser convidados a participar das reuniões do CMSGN, representantes de órgãos da administração federal, estadual e municipal, e de entidades públicas e privadas, bem como técnicos do setor de gás natural.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 338

O CMSGN é um Comitê de alto nível, permanente, de acompanhamento e monitoramento do setor de GN que pode, inclusive, ajudar a ANP na tomada de decisões, na sua competência de regulação setorial, e na implementação de políticas públicas, além de acompanhamentos de projetos importantes do setor de GN, assim como acontece no CMSE envolvendo a ANEEL, sem, no entanto, prejudicar a sua atuação como importante agência reguladora e fiscalizadora.

Na sua competência de Comitê de Monitoramento, a proposta é que o CMSGN se reuna de forma ordinária uma vez por mês e, em caráter extraordinário, sempre que convocado por seu Presidente.

O CMSGN poderá instituir comitês técnicos para a realização de estudos específicos. Nesse momento, em algumas das ações coordenadas pelo CMSGN já se propõe a criação de comitês técnicos conforme detalhado a seguir.

5.5.2 Ações Coordenadas pelo CMSGN

5.5.2.1 Ação CMSGN nº 01: Termo de Cooperação para Abertura do Mercado de Gás Natural e Compromisso com o Desenvolvimento Nacional

A **Ação CMSGN nº 01** propõe a formulação de um **Termo de Cooperação para Abertura do Mercado de Gás Natural e Compromisso com o Desenvolvimento Nacional,** a ser firmado entre a União e os agentes da indústria do gás natural, contendo o **compromisso voluntário** de cooperação para abertura do mercado de gás natural e desenvolvimento nacional. O objetivo do Termo é de ter o compromisso dos agentes em repassar as eventuais reduções de custos de acesso às infraestruturas e dos benefícios do mercado concorrencial, decorrentes das medidas que estão sendo implementadas, para os consumidores finais de gás natural. Assim, evita-se que as reduções de custos de acesso decorrente do estabelecimento de remunerações justas e adequadas às infraestruturas não se tornem lucro dos acessantes.

O termo de cooperação deve abranger ainda o **compromisso** para colaborar com o **aumento da oferta de gás natural, com remuneração justa, razoável** e **adequada ao exercício da atividade econômica**, promovendo **modicidade de preços da molécula** para uso como insumo de produção ou como energético em outros setores da economia e aos usuários finais, contribuindo para o desenvolvimento nacional.

5.5.2.2 Ação CMSGN nº 02: Adoção de Modelo de Negócio Específico para Infraestruturas de Escoamento e Processamento Existentes

Esta proposta de **Ação CMSGN** visa estabelecer um **modelo de negócio específico** para as **infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural existentes**, de modo a segregar das atividades de E&P. Para tanto, o CT-CMSGN deve convocar os detentores dessas infraestruturas para elaborarem os respectivos fluxos de caixa projetados, com parâmetros econômico-financeiros adequados para as respectivas atividades. O processo de definição da BRA atualizada, devidamente depreciada e amortizada está melhor detalhado mais abaixo. O fluxo de caixa deve ser elaborado considerando o período residual de vida útil da infraestrutura. O prazo previsto para esta Ação é de 90 dias.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 339

Pode ser oportuno discutir a viabilidade de ter um operador independente das infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, mantida a titularidade dos agentes atuais. Ou ainda, a separação total dessas infraestruturas e alienação para terceiros, que tenham foco no investimento em infraestruturas.

5.5.2.3 Ação CMSGN nº 03: Revisão dos Planos de Desenvolvimento (PDs) para Aumento da Oferta de Gás Natural

Com a revisão dos valores de acesso às infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, a partir da definição de uma BRA atualizada e devidamente depreciada e amortizada, associada a uma remuneração justa e adequada para as atividades, pode gerar novas alternativas de monetização do gás natural dos campos existentes, em relação à opção de sua reinjeção. Tendo isso em vista, esta **Ação CMSGN** propõe que o **CT-CMSGN** convoque os concessionários e contratados de E&P, especialmente da Bacia de Santos, onde se concentra a reinjeção de gás natural, para avaliar e discutir revisão dos respectivos Planos de Desenvolvimento (PDs). O objetivo é **reavaliar a previsão da quantidade de gás natural que está sendo reinjetada**, **além do tecnicamente necessário**.

Sugere-se que **priorize** a revisão dos **campos de Búzios e de Mero**, devido ao potencial de oferta de gás natural pela redução da reinjeção.

Identificado o volume de gás disponível para oferta ao mercado pela redução da reinjeção além da tecnicamente necessária, deve-se verificar:

i) a viabilidade técnica e econômica de adaptação da atual FPSO ou a transferência de gás natural entre as unidades produtivas do campo ou a instalação de FPSO *Hub* de Gás;

ii) identificar a possibilidade de acesso e disponibilidade de capacidade no gasoduto de escoamento mais próximo e a sua na respectiva UPGN capaz de processar o tipo de gás; e

iii) na falta de capacidade, analisar a viabilidade técnica e econômica da ampliação ou implantação de novos gasodutos ou UPGNs.

No caso do FPSO *Hub* de Gás, deve se avaliar também outros campos na área de sua abrangência, para compartilhamento da unidade.

Esta Ação não prejudica a competência da ANP quanto à realização de processos ordinários de revisão de PDs.

5.5.2.4 Ação CMSGN nº 04: Oferta de Serviços de Flexibilidade pela Petrobras

De acordo com o art. 9º, III, da Resolução CNPE nº 3/2022, foi estabelecido como de interesse da Política Energética Nacional que o agente que ocupe posição dominante no setor de gás natural ofereça **serviços de balanceamento de rede e produtos de flexibilidade no mercado de curto e longo prazos**, devidamente remunerados, garantindo a segurança do abastecimento nacional durante o período de transição ou enquanto não houver outros agentes capazes de ofertarem esses serviços.

Como já observado, a falta de mecanismos de flexibilidade foi um dos problemas identificados nas oitivas dos agentes da indústria do gás natural, sendo que, para a mitigação dos riscos dos carregadores e redução de penalidades, a solução seria a oferta, de forma contínua e previsível, de serviços de balanceamento de rede e produtos de flexibilidade no mercado de curto e longo prazos. Ao mesmo tempo, o desenvolvimento desse mercado, especialmente de curto prazo, fomenta o surgimento de outros agentes oferecendo os mesmos produtos, gerando concorrência e liquidez.

Considerando isso, esta **Ação CMSGN** propõe que o CT-CMSGN atue para que a Petrobras oferte tais serviços de balanceamento e produtos de flexibilidade ao mercado, nos termos estabelecidos pela Resolução CNPE nº 3/2022.

Para tanto, é necessário também o desenvolvimento de uma plataforma que facilite a comercialização de gás natural, proposta na **Ação CMSGN nº 06**.

5.5.2.5 Ação CMSGN nº 05: Padronização e Ajuste de Contratos

De acordo com o art. 5º, IV, da Resolução CNPE nº 3/2022, a padronização dos contratos de compra e venda é uma das diretrizes para a abertura do mercado de gás natural, durante o período de transição para um mercado concorrencial de gás natural.

A padronização reduz custos de transação, bem como pode permitir o surgimento de mercado secundário. Esse conceito deve ser aplicado não só para os contratos de molécula, mas também nos contratos de acesso às infraestruturas.

Dessa forma, esta **Ação CMSGN** propõe que o CT-CMSGN constitua grupos técnicos, com participação dos agentes da indústria do gás natural, para discutir a padronização dos:

- contratos de compra e venda de gás natural no novo modelo de mercado;
- termos de acesso ao escoamento (contratos);
- termos de acesso ao processamento (contratos); e
- contratos de serviço de transporte.

Além da padronização, os usuários dos serviços das infraestruturas e os compradores de gás natural, incluindo as concessionárias de SLGC, devem indicar os itens que precisam de ajustes nos contratos existentes. Os termos e os contratos mencionados devem ser sinérgicos com as regras operativas das FPSOs, UPGNs e demais infraestruturas de movimentação de gás.

Com as propostas de minutas padronizadas dos contratos e termos e a indicação dos itens que precisam ser adequados nos contratos existentes, o CT-CMSGN deve verificar se atendem ao interesse público e aos princípios e objetivos da Política Energética Nacional. Deve, também, **verificar a sua aderência com a Lei nº 14.134/2021, o Decreto nº 10.7132/2021 e os dispositivos da Resolução CNPE nº 3/2022,** bem como outras normas que vierem a ser editadas, a exemplo daquelas que vierem a ser editadas a partir das propostas deste Relatório. Os novos termos e contratos padronizados devem ser adotados pelos agentes da indústria do gás natural, enquanto não tiver uma regulação atualizada da ANP sobre o tema.

Registra-se a observação de que um dos maiores problemas do setor de gás natural se encontra justamente no termo contratual de fornecimento de gás e nos

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 341

contratos de acesso às infraestruturas da cadeia do gás natural. Portanto, caso não sejam revistos, o problema setorial continuará por longo prazo, pois tais contratos têm prazos acima de 10 anos. **Infere-se que a maioria dos atuais contratos foram firmados recentemente e não estão aderentes ao marco regulatório setorial do novo mercado de gás**. Torna-se, dessa forma, urgente tal revisão e ajustes contratuais para adequá-los.

Após os ajustes, os atuais contratos devem ser substituídos pelos novos modelos padronizados, cabendo aos agentes, de forma voluntária, firmar os novos contratos em substituição aos atuais ou então aditá-los com a nova versão.

Caso um acordo voluntário entre as partes não seja atingido, deve-se considerar a necessidade e a prevalência do interesse público e avaliar a adoção de eventuais mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural, com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica, nos termos do art. 33 da Lei nº 14.134/2021.

Avalia-se o estabelecimento de prazo de 90 dias para os agentes discutirem a padronização dos contratos e termos e indicação dos itens que precisam ser adequados nos contratos atuais e apresentaram ao CT-CMSGN. Outros 90 dias poderiam ser estabelecidos para a decisão final do CT-CMSGN sobre a avaliação da compatibilidade dos novos termos e contratos aos princípios e objetivos da Política Energética setorial e legislação vigente.

5.5.2.6 Ação CMSGN nº 06: Disponibilização de Plataforma Eletrônicas

O art. 6º, § 1º, II, da Resolução CNPE nº 03/2022, estabelece que os agentes da indústria do gás natural, durante o período de transição para o mercado concorrencial, devem disponibilizar plataformas eletrônicas para oferecimento de capacidade de transporte, para o balanceamento das áreas de mercado de capacidade, e para a comercialização de gás natural, incluindo o mercado de curto prazo. Esta proposta de Ação visa, assim, ao atendimento desse dispositivo da Resolução CNPE nº 03/2022.

Propõe-se que seja uma implementada uma plataforma única para prover os serviços para:

- contratação da capacidade de escoamento;
- contratação da capacidade de processamento;
- contratação da capacidade de transporte;
- balanceamento das áreas de mercado de capacidade;
- comercialização de gás natural; e
- comercialização de gás natural no mercado de curto prazo.

Todas as informações necessárias para a transparência e agilidade da contratação ou comercialização devem estar disponíveis nessa plataforma. Além disso, essa plataforma deveria concentrar as informações de todas as infraestruturas a que terceiros podem ter acesso. Assim, a plataforma poderia ser denominada Portal Eletrônico Único de Acesso às Infraestruturas.

Os transportadores já têm uma plataforma para oferta de serviços de transporte, o **Portal de Oferta de Capacidade (POC**). Valendo-se de sua experiência e da existência

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 342

dessa plataforma, pode-se recomendar o desenvolvimento dos demais módulos pelos transportadores. Os custos da implantação e manutenção dessa plataforma poderiam ser recuperados na forma de tarifa de transporte, a ser paga por todos os carregadores.

Deve-se ressaltar que o ambiente de comercialização de gás natural nessa plataforma deve ser segregado daquele de contratação de acesso a infraestruturas, para evitar que os transportadores tenham acesso às informações de preços praticados por cada agente. Com o desenvolvimento do mercado e aumento de liquidez, é desejável que o ambiente de comercialização migre para uma entidade administradora do mercado de gás natural, nos termos do art. 32 da Lei nº 14.134/2021.

O CT-CMSGN deve estabelecer prazos e fazer o monitoramento da implantação dessa plataforma, com sugestão de que seja concluído em até 360 dias.

Outra plataforma poderia ser a dos dados de produção de gás natural e projeções da ANP. A ANP poderia aproveitar de sua estrutura de painéis dinâmicos já existente para a disponibilização dos dados. Assim, a implementação não seria onerosa nem complexa. Estima-se que a plataforma poderia ser implementada em até 90 dias. Cabe ao CT-CMSGN acompanhar a implantação dessa plataforma também.

5.5.2.7 Ação CMSGN nº 08: Identificação dos Valores Justos e Adequados de Acesso às Infraestruturas de Escoamento e de Processamento

O objetivo desta **Ação CMSGN** é reconhecer a **base regulatória de ativos (BRA)** para os **elos de escoamento e processamento**, atualizada e devidamente depreciada e amortizada. A partir dessa BRA, seria calculado o valor de acesso às infraestruturas, com remuneração justa e adequada.

O CT-CMSGN deve convocar os detentores de infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, a exemplo da Petrobras, Shell, Repsol, Galp, dentre outros, para que apresentem o valor atual da BRA dos respectivos ativos, devidamente depreciada e amortizada. Cabe à ANP, com apoio da EPE, analisar a valoração da BRA, a partir de critérios econômicos objetivos e a devida crítica aos valores apresentados pelos agentes setoriais. Caso os agentes não apresentem o valor da BRA, pode-se adotar, até uma valoração definitiva na forma da regulação da ANP, uma **BRA transitória**, por meio da aplicação de metodologias de valoração de ativos reconhecidas na prática da indústria.

Reconhecida a BRA atualizada ou fixada a BRA transitória, deve-se estabelecer a remuneração justa e adequada dos ativos e calcular os novos valores de acesso às infraestruturas de escoamento e de processamento. Na sequência, o CT-CMSGN deve convocar os detentores das infraestruturas e os terceiros acessantes para que negociem a adequação dos atuais contratos de acesso, de modo a refletir os novos valores obtidos para cada caso analisado.

Caso um acordo voluntário entre as partes não seja atingido, deve-se considerar a necessidade e a prevalência do interesse público e avaliar a adoção de eventuais mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural, com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica, nos termos do art. 33 da Lei nº 14.134/2021.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 343

Estima-se que o prazo total desta Ação seja de 90 dias, devendo ser dada prioridade para a solução do acesso ao SIE e SIP, por onde passa a maior parte do volume de gás ofertado ao mercado nacional.

5.5.2.8 Ação CMSGN nº 09: Renegociação dos Contratos Legados e Identificação dos Valores de Acesso ao Transporte Dutoviário

Esta **Ação CMSGN** guarda relação com os procedimentos adotados na **Ação CMSGN anterior,** pois visa reconhecer a BRA das infraestruturas de transporte de gás natural.

Assim, o CT-CMSGN deve convocar os transportadores de gás natural, a exemplo da NTS, TAG e TBG, para que apresentem o valor atual da BRA dos respectivos ativos, devidamente depreciada e amortizada. Cabe à ANP, com apoio da EPE, analisar a valoração da BRA, a partir de critérios econômicos objetivos e a devida crítica aos valores apresentados pelos agentes setoriais. Caso os agentes não apresentem o valor da BRA, pode-se adotar, até uma valoração definitiva na forma da regulação da ANP, uma **BRA transitória**, por meio da aplicação de metodologias de valoração de ativos reconhecidas na prática da indústria.

Reconhecida a BRA atualizada ou fixada a BRA transitória, deve-se estabelecer a remuneração justa e adequada dos ativos e calcular os novos valores das tarifas de transporte, para as capacidades disponíveis excluídas as capacidades reservadas aos contratos legados.

O CT-CMSGN deve analisar também **os contratos ainda vigentes de serviços de transporte**, firmados anteriormente à publicação da Lei nº 14.134/2021, e seus impactos nas tarifas de transporte nos próximos anos. Outros fatores devem ser considerados na análise, como a possibilidade de descontratação de serviços de transporte, em decorrência do fim dos contratos de geração elétrica de algumas UTEs.

Com base nessa análise, o CT-CMSGN pode propor renegociação dos contratos legados, respeitando o disposto no art. 44 da Lei nº 14.134/2021 e viabilizando espaço para novos investimentos no sistema de transporte dutoviário, sem provocar aumento da tarifa de transporte. Para tanto, o CT-CMSGN deve convocar os transportadores e os carregadores dos contratos legados e viabilizar a renegociação de novos termos.

Caso um acordo voluntário entre as partes não seja atingido, deve-se considerar a necessidade e a prevalência do interesse público e avaliar a adoção de eventuais mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural, com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica, nos termos do art. 33 da Lei nº 14.134/2021.

Estima-se que o prazo total desta Ação seja de 90 dias.

5.6 Proposta de ações

As 5 propostas apresentadas anteriormente constituem a base para a estruturação de ações para o alcance dos objetivos do Comitê Temático 2. Nesse sentido,

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 344

decorrentes dessas propostas, serão apresentadas abaixo as propostas de ações mais específicas e detalhadas.

5.6.1 Ação nº 01: Leilões de Blocos Exploratórios de O&G

No processo de planejamento e preparação dos leilões de blocos de E&P, a ANP deve:

i) priorizar a oferta blocos exploratórios de O&G em áreas com infraestruturas de gás natural existentes (vide **Proposta nº 02**);

ii) indicar, para os licitantes, as informações das infraestruturas existentes próximas, quanto aos detentores dos ativos, capacidades, eventuais ociosidades, entre outras informações;

iii) indicar a estimativa do valor do investimento em ramais e do acesso às infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural;

iv) indicar o valor da estimativa de investimento para a ampliação das infraestruturas, se houver necessidade;

v) estimar os volumes de produção de O&G utilizados na modelagem econômica do leilão; e

vi) após a outorga e durante toda a execução do contrato, em especial, durante a etapa de produção, anualmente, acompanhar e verificar o cumprimento da produção estimada em contrato.

A EPE deve dar o suporte para as estimativas de investimentos e avaliação da necessidade ampliação, se for o caso.

5.6.2 Ação nº 02: Aprovação dos Planos de Desenvolvimento de Campos de O&G

No processo de aprovação do Plano de Desenvolvimento (PD) de um campo de O&G, a ANP deve:

i) garantir o acesso do campo às infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural;

ii) se não houver capacidade disponível, determinar a ampliação da capacidade ou adequação técnica, se for viável economicamente;

iii) se não houver viabilidade de ampliação, avaliar a viabilidade técnica e econômica da construção de uma nova infraestrutura, em conjunto com a EPE, e ofertar a autorização para investidores interessados, em processo seletivo público;

iv) não havendo condições de ampliação ou adequação da capacidade do gasoduto preexistente, a ANP deve avaliar se é técnica e economicamente viável a implantação de nova infraestrutura; e

v) o critério de investimento (agente, terceiro ou operador) deve seguir regra única (regime econômico da autorização) estabelecida pela ANP, conforme discutida nas **Propostas nº 01** e **nº 03**.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 345

5.6.3 Ação nº 03: Aprovação dos Planos Anuais de Produção de Campos de O&G

A ANP deve estimular o produtor a manter sua produção de gás natural em níveis satisfatórios, de forma a extrair o maior valor econômico possível da reserva e a manter a oferta necessária para garantia do abastecimento nacional.

Deve ser vedado ao operador do campo criar escassez de oferta de gás natural. Tal comportamento do operador do campo pode impactar a oferta e, por consequência, o preço do gás natural, de modo que a ANP deve atuar para evitá-lo, considerando sua atribuição de proteger os interesses dos consumidores quanto à oferta e ao preço.

A ANP deve cobrar investimento e recuperação ao máximo de petróleo e gás até extinguir todo o potencial do campo. A experiência internacional demonstra campos maduros e produtivos com mais de 50 anos. Se o contratado ou concessionário não produzir, o campo deve ser ofertado a outro interessado compulsoriamente, considerando o descumprimento de cláusulas contratuais em relação ao Plano Anual de Produção ou ao Plano de Desenvolvimento do campo.

5.6.4 Ação nº 04: Acompanhamento e Monitoramento das Atividades de E&P

No processo de submissão do PD para aprovação da ANP, os contratados e concessionários de E&P devem apresentar à ANP todos os estudos de viabilidade técnica e econômica (EVTEs) completos de cada cenário analisado, bem como daquele que embasou a decisão do projeto.

Uma vez aprovado o PD, o contratado ou concessionário deve apresentar anualmente para a ANP um relatório contábil regulatório do campo. O modelo do relatório deve ser elaborado pela ANP.

A partir dessas informações, a ANP deve verificar a atratividade das atividades de E&P no Brasil e propor medidas de melhoria, caso verifique que os outros países têm condições mais favoráveis. ANP deve também monitorar a efetiva concorrência no mercado de gás natural, de modo a evitar abuso nos preços e consequente aumento arbitrário dos lucros.

5.6.5 Ação nº 05: Monitoramento da Concorrência do Mercado de Gás Natural

A ANP deve monitorar se a oferta total de gás natural no mercado interno é suficiente para o desenvolvimento do processo concorrencial. Entende-se que, para que exista o processo concorrencial, minimamente deve existir excesso de oferta.

Assim, a ANP:

i) **caso verifique que a oferta está maior do que a demanda,** não há ação específica da ANP a ser realizada, pois os preços tenderiam a cair pela existência da concorrência; e

ii) **caso verifique que a oferta está menor do que a demanda,** a ANP deverá adotar medidas para assegurar o abastecimento nacional e a concorrência interna, inclusive, estabelecendo restrição a exportações de gás natural e/ou de seus derivados. Além disso, deve promover novos leilões de E&P.

Na **hipótese de se verificar que os agentes estão abusando nos preços**, a ANP deve atuar para coibir tais comportamentos, adotando medidas como:

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 346

i) no exercício de seu poder de polícia administrativa, estabelecimento de um termo de ajustamento de conduta (TAC) ou termo de compromisso de cessação de conduta (TCC), visando adequar o retorno obtido ao justo e razoável, para a proteção dos usuários quanto a preço e oferta de gás natural;

ii) avaliação da possibilidade de estabelecimento de uma empresa monopsônio, para compra do gás desses agentes e revenda sem margem ou margem mínima; e

iii) adoção de mecanismos já previstos no art. 33, § 1º, da Lei nº 14.134/2021, como o programa de venda de gás natural conhecido como *gas release*.

Qualquer agente do setor pode apresentar à ANP denúncia de abuso de preços, tanto de molécula quanto de acesso a infraestruturas. A ANP deverá apurar a denúncia e tomar as medidas necessárias, se for o caso.

5.6.6 Ação nº 06: Acesso e Compartilhamento de FPSOs

Os operadores dos campos devem dar transparência e publicidade às características das unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência (em inglês, FPSOs) e capacidades das suas instalações, visando dar oportunidade para compartilhamento de infraestruturas por outros operadores de campos.

A ANP deve promover a negociação entre os operadores de campos, para compartilhamento de FPSOs e melhor aproveitamento das infraestruturas existentes. Para o detentor da infraestrutura que permite acesso, haverá o benefício de uma receita adicional pelo compartilhamento da infraestrutura e redução de ociosidade. Para o terceiro acessante, o custo exploratório e de produção será menor. E, para o país, haverá menor custo exploratório e maior eficiência produtiva, permitindo até bônus maiores nos leilões de E&P.

5.6.7 Ação nº 07: Unidade Produtiva de Gás Natural Compartilhada

Em complemento à Ação nº 06, de compartilhamento de FPSOs, é possível considerar o projeto de uma unidade produtiva dedicada ao gás natural, para conexão com vários campos próximos, o FPSO *Hub* de gás natural, conforme comentado nas subseções 4.1.2 e 5.2.1.

A proposta de FPSO *Hub* poderá vir do planejamento integrado realizado pela EPE, sem prejuízo de proposição pelos agentes da indústria do gás natural (observando sempre a compatibilidade com o planejamento integrado, a ser avaliada pela EPE).

A autorização para a implantação do FPSO *Hub* de gás natural deve ser precedida de um processo seletivo público, a ser conduzido pela ANP. Se o requerimento de autorização for de iniciativa de um agente privado, deve prever fase de contestação, para identificação de outros interessados em implementar infraestruturas para os mesmos objetivos.

5.6.8 Ação nº 08: Planejamento Nacional Integrado e Coordenado do Setor de Gás Natural

A EPE deve elaborar os estudos para o planejamento nacional integrado e coordenado do setor de gás natural, para dar suporte à ANP, em sua atribuição de implementar a política nacional de gás natural, com ênfase na garantia do suprimento de gás natural e seus derivados.

O planejamento deve ter abrangência **nacional**, de modo a incluir também os modais alternativos ao dutoviário para as regiões ainda não atendidas por gasodutos. Por ser uma indústria de rede, o planejamento deve considerar, de forma **integrada**, as infraestruturas de escoamento, de processamento e de transporte, chegando até as infraestruturas de SLGC. Além disso, deve considerar as projeções de produção de gás natural dos concessionários e contratados de E&P, bem como a demanda prevista dos consumidores, especialmente industriais, servindo de **coordenação** das necessidades de cada um para a implementação das infraestruturas.

O planejamento deve levar em consideração as regras de interconexão, conforme Ações nº 10 e nº 10-A.

Como visto na subseção 5.2.1, a EPE obter informações de projeções de produção de gás natural da ANP e realizar pesquisa de oferta e de demanda de gás natural com os agentes da indústria do gás natural, incluindo consumidores especialmente industriais. Deve ainda interagir com a companhias de SLGC e com a Aneel, para estimativas de demanda dos consumidores cativos e de geração termelétrica. A oferta e demanda deve considerar também biogás e biometano e derivados de gás natural.

Os blocos, jazidas e campos de uma região ou bacia sedimentar devem ter tratamento como *cluster*, para agregação de volume visando ao maior aproveitamento e otimização das infraestruturas necessárias.

Informações consolidadas devem ser compartilhadas com os transportadores de gás natural, para a elaboração do plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte de gás natural.

O planejamento nacional integrado e coordenado deve abranger as infraestruturas de escoamento, de processamento e de transporte de gás natural, inclusive aquelas para biogás e biometano. Também deve abranger terminais de GNL e instalações de estocagem subterrânea de gás natural.

O dimensionamento de capacidade das infraestruturas deve considerar a demanda atual e a potencial de longo prazo, para tirar proveito do significativo ganho de escala e redução de custo marginal de produção. As infraestruturas devem estar preparadas para ampliações, se for o caso.

O processo de planejamento deve permitir aos agentes privados oferecerem projetos para serem considerados nos estudos da EPE. Deverá haver também etapas de consultas públicas, para participação social.

A seleção das alternativas de escoamento, de processamento e de transporte deve ser feita com uma visão sistêmica pela EPE e considerar a eficiência produtiva e alocativa, visando ao menor custo para o consumidor final.

As alternativas selecionadas deverão formar a carteira de projetos de infraestruturas do setor de gás natural, que a ANP oferecerá para investidores, em processo seletivo público.

Devem ser definidos modelos de negócio específicos para as infraestruturas, de modo que não se confundam com outras atividades, como as de E&P. A remuneração dos investimentos nessas infraestruturas deve ser compatível com os seus riscos, considerando que o planejamento nacional integrado e coordenado dará previsibilidade de demanda por seus serviços.

5.6.9 Ação nº 09: Pesquisa de Oferta e de Demanda de Gás Natural, Biogás e Biometano

A EPE deve realizar periodicamente uma **chamada pública para obter projeções de oferta e de demanda dos agentes de mercado de gás natural, biogás e biometano**, assim como das **empresas públicas e das agências reguladoras estaduais**, em relação à **demanda do serviço local de gás canalizado (SLGC)**. Para tanto, a EPE deve desenvolver um **sistema de coleta de informações**.

A coleta de informações deve buscar identificar o potencial de ofertantes de gás natural, de biogás e de biometano, oriundos de diversas atividades, tais como aterros sanitários, saneamento básico, suinocultura, agricultura e agropecuária.

Em relação à demanda, a coleta de informações deve identificar o potencial de consumidores de gás natural e de seus derivados, assim como de biogás e biometano, seja como energético ou matéria-prima.

As informações a serem coletadas devem incluir a localização da oferta e da demanda, para fins de planejamento da malha de gasodutos, ou mesmo de modais alternativos.

5.6.10 Ação nº 09-A: Transparência dos Dados de Oferta e de Demanda de Gás Natural, Biogás e Biometano

Propõe-se a **Ação nº 09-A** como derivada da Ação anterior, de pesquisa de oferta e de demanda de gás natural, biogás e biometano. As informações coletadas, de forma agregada, devem ser disponibilizadas publicamente, ressalvadas as informações concorrencialmente sensíveis dos agentes.

O objetivo é dar **previsibilidade de demanda por serviços de escoamento, processamento e transporte de gás natural, seus derivados, biogás e biometano aos investidores em infraestruturas do setor**.

A ANP já tem dados de potencial de gás nas bacias sedimentares, bem como as projeções de produção de gás natural dos concessionários e contratados de E&P. Já a EPE coletará, periodicamente, as informações dos agentes da indústria do gás natural, conforme proposto na Ação nº 09.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 349

5.6.11 Ação nº 10: Regras de Estruturação do Mercado de Gás Natural

Considerando que as infraestruturas do setor de gás natural têm **características de monopólios naturais**, em que a agregação de volume poderá **gerar ganhos de escala significativos**, é importante estabelecer **regras de estruturação do mercado**, definindo como se deve dar a interconexão entre os elos dessa cadeia. As regras devem ser estabelecidas pela **ANP** a partir de uma **análise de impacto concorrencial** na estruturação do mercado de gás natural.

As unidades de produção e de oferta de gás natural, inclusive de biometano, e as de consumo de gás natural devem se conectar às infraestruturas do setor, observando as regras de interconexão. Isso deverá ser considerado no planejamento integrado setorial, como já comentado na subseção 5.2.1 e na Ação nº 08 acima.

Deve-se avaliar o tratamento dos sistemas isolados e sua contribuição para o sistema integrado, inclusive em relação a estabelecimento de eventuais tarifas.

Tendo em vista a complementaridade dos modais alternativos ao dutoviário, esses também devem ser considerados nas regras de interconexão, inclusive quanto ao momento em que o volume demandado viabilize a construção de um gasoduto. Os contratos de suprimento de gás natural pelo modais alternativos ao dutoviário devem prever possibilidade de migração para o suprimento por gasoduto, objetivando a otimização dos modais logísticos e maximização do uso das infraestruturas, de modo sistêmico, respeitada a economicidade de cada modal.

As regras devem ser claras, para mitigação de risco de judicialização. A redução de riscos, incluindo a previsibilidade de demanda por serviços, permitirá ainda um menor retorno de capital exigido pelos investidores em infraestruturas e consequente menor impacto nos preços aos consumidores. As regras de interconexão também promover a devida concorrência entre as fontes de suprimento.

5.6.12 Ação nº 10-A: Regras de Estruturação de Mercado em Sistemas Isolados

Como uma derivada da Ação nº 10 acima, faz-se um detalhamento maior das regras de interconexão para sistemas isolados e modais alternativos ao dutoviário.

Os **sistemas isolados e os modais alternativos ao dutoviário** podem desenvolver mercados de gás natural em localidades mais afastadas, para, em algum momento, viabilizar gasodutos até a região, para interconexão com o sistema de transporte dutoviário, ou mesmo com as malhas de prestação de SLGC. No entanto, é importante avaliar os custos e os preços praticados nessas localidades, para **não provocar distorção concorrencial por formação de preços distintos**, principalmente entre regiões ou mesmo Estados. Caso haja vantagem competitiva, pela falta de regras adequadas de interconexão, essas modalidades podem acabar sendo incentivadas, proliferando sistemas isolados, em detrimento de infraestruturas que poderiam oferecer áreas de cobertura de suprimento maior, com multiplicidade de agentes e com maior concorrência.

Dessa forma, as regras para a estruturação do mercado devem levar em consideração a expectativa de interconexão de sistemas isolados, visando ampliar a área de cobertura de suprimento de gás natural, reduzir o custo marginal sistêmico e oferecer preços de gás natural de forma mais equânime em todas as regiões e Estados.

5.6.13 Ação nº 11: Requisitos para Autorização de Construção de Infraestruturas de Gás Natural

O modelo de planejamento integrado e coordenado do setor de gás natural pressupõe a maximização e otimização do uso das infraestruturas, com ganho de escala naquelas com características de monopólio natural. Com isso, ao mesmo tempo em que permite dar previsibilidade de demanda para os investidores em infraestruturas, gera-se um monopólio regulatório para o uso dessas infraestruturas, antes de permitir que outras sejam construídas. Desse modo, é essencial que a **outorga de autorização de construção das infraestruturas** da ANP estabeleça o **modelo de negócio específico** e os **requisitos econômicos**, como já tratado nas Propostas nº 01 e nº 03.

Os itens a serem avaliados previamente pela ANP para a outorga de autorização abrangem os aspectos econômicos do investimento em infraestruturas de escoamento, de processamento, de estocagem e de transporte de gás natural, além de terminais de GNL, a serem utilizados na estruturação de um **fluxo de caixa projetado do modelo de negócio**. Os aspectos econômicos incluem:

- valor do investimento (Capex);
- remuneração (WACC) adequada;
- índice de correção inflacionária;
- período de amortização do investimento;
- custos de operação e manutenção (Opex);
- outros custos associados; e
- penalidades por atrasos e outras condições.

Em relação ao índice de correção inflacionária, propõe-se que seja adotado o IPCA, para dar maior previsibilidade de pagamentos para os acessantes das infraestruturas.

Como o custo das infraestruturas será coberto pelos usuários e, em última instância, será incorporado no preço do gás natural pago pelos consumidores finais, é importante que o investimento gere o menor impacto no sistema. Para tanto, a ANP deve oferecer a outorga de autorização para a construção e exploração das infraestruturas em **processo seletivo público**, daquelas infraestruturas consideradas no **planejamento integrado e coordenado do setor de gás natural**.

O **critério de seleção** do projeto mais vantajoso no processo seletivo público poderia ser o de **menor receita para o período**. Caso as propostas apresentadas no processo seletivo público não sejam satisfatórias, acima da prevista pela ANP, a Agência tem autonomia para a avaliar a sua autorização, tendo em vista o impacto que a falta da infraestrutura pode causar para os consumidores.

O investimento realizado deverá ser reconhecido em base regulatória de ativos, com devida transparência e publicidade, assim como os requisitos econômicos da autorização, de modo a dar **previsibilidade ao mercado** sobre os custos das infraestruturas a serem suportados e sobre o retorno aos investidores.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 351

5.6.14 Ação nº 12: Regras para Expansão de Capacidade das Infraestruturas do Setor de Gás Natural

A **Ação nº 12** trata do estabelecimento de **regras para expansão de capacidade das infraestruturas** do setor de gás natural, que foram discutidas na **Proposta nº 03**, que **orientam as condições e a contratualização do acesso de compartilhamento a tais infraestruturas**.

Visando ao ganho de escalas das infraestruturas que têm características de monopólio natural, geralmente a sua ampliação tem um custo sistêmico menor do que a construção de uma nova. Dessa forma, a **outorga de autorização para construção** de uma infraestrutura do setor de gás natural sujeita a acesso de terceiros deve apresentar **regras claras e requisitos para ampliação**.

Em relação às infraestruturas já existentes, quando houver interesse de acesso de um terceiro, mas não tiver capacidade disponível, deve ser avaliada a possibilidade técnica e econômica de sua ampliação. **Se houver viabilidade** e não tiver acordo entre as partes, a **ANP deve determinar sua ampliação**.

A regulamentação deve disciplinar como serão os aportes dos investimentos incrementais e sua remuneração. Caso o detentor da infraestrutura não queira fazer o investimento, deve-se dar oportunidade para o acessante fazer o aporte dos recursos necessários.

É importante, de modo geral, que as infraestruturas novas sejam construídas preparadas para possíveis ampliações e expansões futuras, de modo a facilitar eventuais negociações de acesso quando não tiver capacidade disponível. Deve ser dada transparência e publicidade às informações de capacidades existentes e possibilidades de expansão das infraestruturas.

5.6.15 Ação nº 13: Estabelecimento de Metas de Eficiência de Operação

A proposta de estabelecimento de **metas regulatórias de eficiência de operação e manutenção dos ativos** tem como objetivo a eficiência na operação das infraestruturas e redução dos custos de operação e manutenção (OPEX), que, em última instância, são pagos pelos consumidores finais. As metas podem ser estabelecidas na outorga de autorização de sua construção e revisadas periodicamente.

A ANP deverá dar transparência no atendimento das metas de eficiência de operação nas **planilhas do fluxo de caixa projetado dos ativos.**

5.6.16 Ação nº 14: Transparência do Retorno e Remuneração das Infraestruturas de Gás Natural

Propõe-se que seja dada a devida **transparência do retorno e remuneração dos ativos dos elos de escoamento, processamento, terminais de GNL e de transporte**, por meio de apresentação de relatório anual das receitas recuperadas. Esse relatório deverá ser elaborado pelos operadores das infraestruturas e deve considerar:

- receita gerada no ano;
- custos de operação e manutenção (Opex) realizado;

- outros custos associados realizados;
- índice de correção inflacionária realizado;
- valor do investimento recuperado (Capex); e
- amortização anual da base regulatória de ativos (BRA).

As planilhas dos fluxos de caixa projetados originalmente utilizadas para a outorga de autorização das infraestruturas devem ser atualizadas com os dados realizados e disponibilizadas publicamente, para transparência do valor pago pelos usuários e, em última instância, pelos consumidores finais do gás natural.

5.6.17 Ação nº 15: Transparência das Características Técnicas, Operacionais e de Utilização das Infraestruturas de Gás Natural

Os operadores das infraestruturas de gás natural, sujeitas ao acesso de terceiros, devem apresentar todas as **características técnicas e operacionais**, em consonância com a Proposta nº 04, abrangendo:

- capacidade nominal;
- capacidade operacional;
- capacidade contratada e utilizada;
- capacidade disponível para contratação;
- faixa das tarifas de acesso à infraestrutura; e
- faixa de qualidade do gás que pode ser movimentado ou processado.

As minutas de **contratos padronizados de acesso** também devem estar disponíveis para os interessados, assim como um sumário dos **contratos de acesso já firmados**. As **informações de acesso do usuário proprietário** também devem ser **disponibilizadas publicamente**.

Todas essas informações devem ser disponibilizadas em **portal eletrônico único**, concentrando todas as infraestruturas do setor de gás natural acessíveis a terceiros. Sugere-se que os transportadores de gás natural façam a gestão dessa plataforma, com o custo rateado pelos usuários do sistema de transporte.

5.6.18 Ação nº 16: Valor do Acesso às Infraestruturas de Gás Natural

O **valor do acesso** às infraestruturas de gás natural deve ser **justo e razoável** tanto para o **acessante** quanto para o **detentor da infraestrutura**. Os parâmetros econômicos que devem ser considerados na definição da receita do investidor da infraestrutura estão detalhados na Ação nº 11.

Uma vez definida a receita máxima permitida para os investidores, o valor do acesso será estabelecido pelo **rateio entre os usuários que firmaram contrato** com o operador da infraestrutura. O rateio deve considerar tanto os terceiros quanto o próprio usuário proprietário.

Os valores dos acessos devem ser equivalentes, caso os terceiros assumam os mesmos riscos dos usuários proprietários.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 353

Como as instalações de um determinado elo da cadeia de valor do gás natural podem estar interconectadas e operar como um sistema, propõe-se a adoção de **tarifa postal por custo e por tipo de serviço**.

Caso o **pagamento pelo acesso** seja realizado com **gás natural ou seus derivados**, a transação deve considerar **o valor de mercado** no respectivo elo da cadeia e não o valor determinado a partir de uma condição econômica e concorrencial de monopólio ou de monopsônio no mercado.

5.6.19 Ação nº 17: Código de Acesso Único e Comum para as Infraestruturas de Gás Natural

A Lei nº 14.134/2021, mais especificamente o art. 28, § 2º, estabeleceu a obrigatoriedade de **os proprietários das instalações** de escoamento e de processamento de gás natural e dos terminais de GNL elaborarem, em conjunto com os terceiros interessados, **código de conduta e prática de acesso às infraestruturas**, observadas as boas práticas da indústria e as diretrizes da ANP.

Considerando isso, propõe-se que os detentores das infraestruturas elaborem um **código comum único para cada tipo de infraestrutura**. Inclui-se nesse rol as instalações de estocagem de gás natural.

Os códigos de acesso devem ser sinérgicos e harmônicos com as regras de transporte dutoviário, tendo em vista a composição dessa indústria de rede.

O objetivo é estabelecer um procedimento padronizado de acesso a cada tipo de infraestrutura, facilitando a negociação entre as partes, principalmente em uma visão de sistema.

Além disso, em observância ao mencionado dispositivo da Lei nº 14.134/2021, deve ser dada a devida transparência e publicidade dos documentos. O portal eletrônico único de publicidade das informações das infraestruturas, a que se refere a Ação nº 15, deve ser utilizado para concentrar os documentos e disponibilizar publicamente.

5.6.20 Ação nº 18: Terminais de GNL Integrantes do Sistema de Transporte Dutoviário

O Programa Gás para Empregar visa ao maior aproveitamento da produção de gás natural nacional, promovendo o aumento da disponibilidade do energético para o setor produtivo do país. Nesse cenário de aumento da produção nacional de gás natural e preços competitivos, os terminais de GNL poderiam ficar ociosos e serem desativados, o que pode elevar a **exposição do país em caso de crise no abastecimento interno** ou mesmo em caso de **interrupções operacionais**.

Diante disso, deve-se avaliar a manutenção de alguns **terminais de GNL** conectados ao sistema de transporte dutoviário, para ter alternativas de fontes de suprimento de gás natural. A EPE, no âmbito do planejamento, poderia avaliar as regiões onde seria recomendável ter terminais de GNL à disposição. Uma vez **integrado ao sistema de transporte dutoviário**, o **custo de disponibilidade** seria incluído na **tarifa de transporte**.

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 354

Para maior transparência, a escolha do terminal de GNL pode ser feita por meio de um processo seletivo público, em que o critério de seleção seja o de menor custo de disponibilidade, atendidas características mínimas como capacidade.

Essa estratégia de inclusão de terminal de GNL no sistema de transporte dutoviário visando à segurança energética pode ser estendida para as instalações de estocagem subterrânea de gás natural. A existência de infraestruturas de **estocagem subterrânea de gás natural** pode permitir **otimização no dimensionamento do sistema de transporte**, de modo que pode haver **compensação de custos** entre eles.

5.6.21 Ação nº 19: Segregação do Custo de Importação de Gás Natural Boliviano e GNL

No tocante à transparência no setor de O&G, identificou-se a necessidade de que seja dada **transparência e publicidade ao custo do GNL importado e do gás natural importado da Bolívia na formação do preço do gás natural**. A razão para tal medida é que a Petrobras incorpora esses custos na negociação com os compradores de gás natural e, por ser a maior comercializadora de gás natural, o seu preço médio acaba servindo de referência para a negociação dos demais ofertantes de gás natural, mesmo que não tenham o custo de importação de GNL. Isso distorce a formação do preço do gás produzido no Brasil.

Propõe-se que, durante o processo de transição, **o custo de importação de GNL e do gás boliviano seja segregado e tenha tratamento específico e transparente**, apartado da negociação do gás natural produzido no Brasil. Uma possibilidade seria avaliar o rateio desse custo entre todos os consumidores nacionais, o que ainda permitiria essa oferta ser tratada como suprimento de última instância nos picos de demanda.

5.6.22 Ação nº 20: Operador Dedicado de Infraestruturas de Gás Natural ou Operador Líder de um consórcio de empresas investidoras

O modelo de negócio específico para as infraestruturas de gás natural, tratado na Proposta nº 01, e o estabelecimento de regras claras para a remuneração do investimento podem atrair novos investidores para o setor. Em decorrência, pode haver diversidade de agentes detentores de infraestrutura, que geraria certa complexidade na operação de cada elo da cadeia do gás natural.

Considerando isso, propõe-se que a regulação permita a construção da infraestrutura por um agente e a operação por outro. Idealmente, um agente deveria ser responsável por toda a operação das infraestruturas conectadas de um determinado elo, permitindo a sua atuação de forma coordenada, otimizada e simplificada, sem prejuízo da manutenção da titularidade dos ativos pelos investidores. É possível avaliar sua aplicação tanto em infraestruturas já existentes (*brownfield*) quanto em novas (*greenfield*).

Oportuno comentar que, caso esse agente tenha independência na relação societária com aqueles que atuam nas atividades concorrenciais da cadeia do gás natural, seria o modelo de Operador Independente de Sistema, que é um dos modelos de desverticalização adotado em alguns países, principalmente na Europa. A presente

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 355

proposta de Ação nº 20 não pretende adotar essa medida, mas é possível avaliar sua implementação, caso haja movimentação do mercado nessa direção.

Ainda como exemplo de agente que opera a infraestrutura sem ser o titular dos ativos de campos de E&P, cita-se a empresa Gassco (https://gassco.eu/en/home/), que opera e gerencia a malha de gasodutos da Noruega, incluindo os gasodutos internacionais para entrega de gás natural aos países europeus.

Registra-se que, em certa medida, tal tipo de arranjo contratual já ocorre no caso do gasoduto da Rota 2, visto que a Petrobras atua como operadora da infraestrutura, sendo que a titularidade é de um consórcio em que ela é uma das consorciadas, juntamente com a Galp, Shell e Repsol. Esse tipo de consórcio também se verifica nos campos de E&P, em que diversos agentes são consorciados, porém um deles é o operador do campo. Destaca-se que não se sabe como se dá a relação entre as partes, fator que pode inibir a participação de novos investidores em infraestruturas.

5.6.23 Ação nº 21: Detalhamento dos custos de acesso às infraestruturas nos contratos de suprimento de gás natural

Como já destacado em vários momentos anteriormente, a transparência de informações é relevante para redução de custos de transação e melhor precificação do gás natural. Nesse sentido, propõe-se também que as informações sobre custos de acesso às infraestruturas sejam apresentadas nos contratos de suprimento de gás natural, quando cabíveis. Alguns contratos firmados entre produtores de gás natural e concessionárias de serviços locais de gás canalizado, aos quais a ANP dá publicidade, já apresentam as parcelas referentes a escoamento e processamento de gás natural. Vale destacar que a parcela de transporte já é exigida pela regulação, conforme Resolução ANP nº 52, de 29/setembro/2011.

Essa transparência é importante, pois, no final, o custo das infraestruturas será suportado pelos consumidores finais, mesmo que não eles participem da negociação de acesso, que ocorre entre os agentes privados.

De qualquer forma, é importante considerar que, à medida que surgem novos comercializadores ao longo da cadeia do gás natural, pode ocorrer de não ser mais possível inserir essas informações de parcelas referentes às infraestruturas em todos os contratos de suprimento de gás natural. Isso porque os comercializadores não necessariamente terão contrato de acesso às infraestruturas e podem ter um portfólio de contratos de compra de gás natural com vários agentes, inclusive de importação e com prazos distintos, dificultando a apuração de um valor médio das parcelas para inserção em cada contrato.

5.7 Outras Propostas

Ao longo das oitivas dos agentes da indústria do gás natural e dos diagnósticos realizados pelo Comitê Temático 2, foram identificadas algumas inciativas que, embora não sejam adstritas aos objetivos do GT-GE, poderiam **ampliar a oferta de gás natural**. Como as iniciativas têm um escopo mais estratégico e político quanto ao encaminhamento, citam-se algumas delas para registro e ulterior providências e encaminhamentos no âmbito do MME e do CNPE.

No âmbito da **tributação do gás natural**, identificou-se a **necessidade de aperfeiçoamentos da legislação tributária**, visando à uniformização e simplificação da tributação incidente sobre as operações e serviços relacionados com o gás natural. Isso é necessário não só para viabilizar a dinâmica esperada do mercado concorrencial de gás natural, com vários agentes e várias operações, mas também para dar maior segurança aos novos modelos de negócios que estão surgindo com as oportunidades do mercado.

No âmbito do **setor de E&P** de **O&G,** identificou-se a necessidade de maior alinhamento e tratativas visando avançar e remover **entraves regulatórios** que afetam:

i) o licenciamento ambiental na Margem Equatorial;

ii) o licenciamento ambiental para a construção do gasoduto do Projeto Raia, referente ao bloco BM-C-33, envolvendo procedimentos para dar seguimento ao processo e liberação da faixa de servidão do gasoduto Rota 2; e

iii) as assinaturas das manifestações conjuntas entre o Ministério do Meio Ambiente e Mudanças Climáticas (MMA) e o MME sobre empreendimentos de O&G, que se encontram pendentes.

No âmbito normativo e regulatório, aperfeiçoamentos normativos sobre os seguintes temas:

i) flexibilização de *royalties* para Regime de Partilha de Produção, com a necessária avaliação no âmbito do CNPE;

ii) regulamentação do licenciamento ambiental de E&P de reservatórios não convencionais de gás natural e de CO_2; e

iii) conclusão da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) existentes e, posterior revisão da Portaria Interministerial nº 198/2012, visando à realização das novas AAAS.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As **Propostas** e **Ações** delineadas no **Comitê Temático 2 (CT2) – Acesso ao Mercado de Gás Natural**, do **Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar** (**GT-GE**), encontram-se colimadas com a experiência internacional (*benchmarking* internacional), especialmente com os estudos, diagnósticos e recomendações sobre o mercado de gás natural brasileiro, realizados pela **Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico** (**OCDE**), **Agência Internacional de Energia** (**IEA**) e **Fundo Monetário Internacional** (**FMI**). Igualmente, as Propostas e Ações tiveram como referência as **boas práticas regulatórias internacionais adotadas** nos **Estados Unidos da América**, **Reino Unido** e a **Noruega**, por exemplo.

A adoção do conjunto de **Propostas** e **Ações** sugerido pelo **CT2** envolve uma **tomada de decisão de política pública importante e estratégica para o país**. Trata-se do **aproveitamento dos recursos energéticos e do desenvolvimento das atividades econômicas** da **cadeia da indústria do gás natural**, promovendo a **ampliação de sua oferta e consumo em um cenário de transição energética para uma economia de baixo carbono**. A redução de preço da molécula e dos custos de transação ao longo dos elos de escoamento, processamento, transporte e do elo dos serviços locais de gás canalizado tem repercussão, de forma ampla, em diversos setores e cadeias produtivas

Relatório Comitê 2 Acesso ao Mercado de Gás Natural (0951595) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 357

da nossa economia, tais como, os setores industriais, da agricultura, da siderurgia, da petroquímica, dos transportes e da mobilidade urbana.

Registra-se que a perda de arrecadação federal em 2023, de cerca de 17,26 bilhões de reais, comparativamente a 2022, em razão da desaceleração de dois setores da economia (siderurgia e petroquímica), ambos intensivos no consumo de gás natural, seria mais do que suficiente para integralmente cobrir os custos com a implantação do gasoduto de escoamento conhecido como Rota 3 e sua unidade de processamento de gás natural associada, tendo ainda uma sobra de R$ 5 bilhões de reais. E essas infraestruturas têm potencial de disponibilizar 18 milhões de m^3/dia de gás natural ao mercado nacional.

Com a implantação das medidas propostas, **vislumbra-se** o **alcance** dos seguintes **propósitos**:

No âmbito do setor de petróleo e gás natural (O&G):

i) tratamento das infraestruturas do setor de gás natural com características de monopólio natural como modelos de negócios específicos, que permitam a atração de investidores e removam as barreiras à entrada de novos agentes interessados no acesso;

ii) planejamento integrado e coordenado das infraestruturas do setor de gás natural, de modo que os projetos dos elos de escoamento, processamento e transporte de gás natural sejam otimizados para menor custo sistêmico e maior eficiência operacional;

iii) formação de carteira de projetos de infraestruturas do setor de gás natural a ser oferecido pela ANP para os investidores interessados, com a outorga de autorização precedida de processo seletivo público;

iv) remuneração adequada das infraestruturas de gás natural, com regras claras e previsibilidade de demanda de acesso, proporcionando maior segurança jurídica e redução de riscos;

v) desenvolvimento de um mercado concorrencial de gás natural, com pluralidade de agentes ofertantes e consumidores, por meio da redução dos custos de transação no acesso às infraestruturas que permitem levar o gás da produção até o ponto de consumo;

vi) transparência de informações das infraestruturas do setor de gás natural, principalmente para facilitar o acesso de terceiros e dar previsibilidade para os investidores em infraestruturas; a transparência deve ser também para reduzir a assimetria de informações e promover a concorrência no mercado de gás natural, reduzindo ou deixando evidente eventuais subsídios cruzados.

No âmbito da economia nacional:

i) contribuir com a aceleração da economia, com o fortalecimento e recuperação do setor produtivo nacional, sendo elemento estratégico à neoindustrialização do país em um cenário de transição energética de forma socialmente inclusiva e justa, visando ao desenvolvimento nacional;

ii) possibilidade de desenvolvimento do setor de fertilizantes com a conexão direta no sistema de transporte, com gás natural podendo ser fornecido pelo mercado por aproximadamente US$ 7,00 a 8,00/ MM Btu, ou por meio de descontos tarifários nas infraestruturas associadas, inclusive da concessionária do serviço local de gás canalizado ou pela redução do preço do energético pelos próprios produtores/importadores.

iii) recuperação dos níveis de arrecadação tributária, perdida pela desaceleração dos setores da economia intensivos no consumo de gás natural.

iv) geração de emprego e renda, a partir da implementação das medidas propostas que dinamizarão o setor de gás natural, com reflexos no setor produtivo nacional.

TERCEIRA ALTERAÇÃO AO "MEMORANDO DE ENTENDIMENTO EM MATÉRIA DE ENERGIA ENTRE O MINISTÉRIO DE ENERGIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL E O MINISTÉRIO DE HIDROCARBONETOS E ENERGIA DA REPÚBLICA DA BOLIVIA"

CONSIDERANDO

Que o "Memorando de Entendimento sobre Assuntos Energéticos entre o Ministério de Minas e Energia do Brasil e o Ministério de Hidrocarbonetos e Energia", atual Ministério de Hidrocarbonetos e Energia do Estado Plurinacional da Bolivia, assinado em La Paz, em 17 de dezembro de 2007 (em doravante denominado "Memorando de Entendimento"), em seu artigo 4º, item 5º, prevê a designação de um Comitê Técnico Binacional para desenvolver atividades e projetos conjuntos;

Que por meio de Aditivo ao Memorando de Entendimento sobre Assuntos Energéticos entre o MME e o MHE, assinado em Brasília, em 16 de julho de 2015 (doravante denominado "Primeiro Adendo"), é instituído o Comitê Técnico Binacional para examinar possibilidades conjuntas em as áreas de interligação elétrica, infraestrutura energética e uso de recursos hídricos, por meio da realização de estudos para identificar e prospectar iniciativas que possam trazer benefícios ao envolvimento energético do Brasil e da Bolivia;

Que o terceiro parágrafo do artigo 7º do Primeiro Adendo estabelece a possibilidade de modificação ou alteração do referido instrumento regulamentar por consentimento mútuo ou por instrumento escrito, devendo indicar o início da data de entrada em vigor das correspondentes modificações ou alterações;

Que a Declaração dos Ministros de Energia dos Estados Partes do MERCOSUL, Bolivia e Chile, reunidos em 23 de junho de 2023, em Buenos Aires, reconhece *"a vantagem estratégica do gás natural como vetor fundamental no processo de transição energética justo, progressista e adaptado à realidade dos nossos países, que devem ter acesso ao financiamento para programas e projetos"*.

Que a mesma Declaração reconhece *"a importância da integração energética regional, particularmente da interconexão elétrica e da integração gasosa"*, onde o Brasil e a Bolivia desempenham um papel fundamental por terem disponível infraestrutura estratégica que une os três países, bem como outros tipos de recursos energéticos, tendo em vista o pleno aproveitamento das complementaridades dos diferentes recursos de cada país e o fortalecimento da segurança energética regional.

Que o Ministério de Minas e Energia da República Federativa do Brasil e o Ministério de Hidrocarbonetos e Energia do Estado Plurinacional da Bolivia, doravante denominados "As Partes", chegaram ao seguinte entendimento:

Artigo 1
Objetivo

No âmbito do papel estratégico do Brasil e da Bolivia como integradores energéticos na região, este Aditivo visa promover o desenvolvimento da gestão de projetos e investimentos em Prospecção, Exploração e Transporte de Hidrocarbonetos dentro e fora dos territórios das Partes. Para tanto, atividades adicionais são incorporadas ao Comitê Técnico Binacional (CTB) estabelecido no Primeiro Adendo ao Memorando de Entendimento sobre Assuntos Energéticos assinado entre as Partes.

Artigo 2
Alcance

As Partes concordam em incorporar as seguintes atividades:

- Avaliar e adotar as medidas necessárias para o desenvolvimento de projetos de Prospecção e Exploração de Hidrocarbonetos nas Bacias de Hidrocarbonetos da Bolivia através de operadores atuais ou novos operadores propostos pelas Partes.
- Promover a integração energética através da utilização da infraestrutura existente, ou novas, se for necessário, no transporte de Hidrocarbonetos por meio de dutos, a fim de satisfazer a demanda por gás natural no mercado brasileiro.
- Qualquer outra ação no âmbito da cooperação bilateral que as Partes acordem por escrito, de acordo com interesses relacionados em questões energéticas.

Sem prejuízo das atividades mencionadas anteriormente, poderão ser incluídas novas atividades e projetos que poderão ser identificados através de Grupos de Trabalho e aprovados pelo CTB.

Artigo 3
Escopo de atuação do Comitê em Projetos de Prospecção, Exploração e Transporte de Hidrocarbonetos

Sem prejuízo das demais atividades previstas no Memorando de Entendimento e seu Primeiro Adendo, o Comitê Técnico Binacional deverá identificar e avaliar oportunidades e projetos de exploração, aproveitamento e transporte de Hidrocarbonetos em benefício da complementação energética, agrícola e industrial e integração do Brasil e da Bolivia, de forma racional, eficiente e sustentável.

O Comitê poderá agregar Grupos de Trabalho (GT's) para executar as atividades listadas no Artigo 2º, definindo suas funções e método de trabalho.

Em suma, o Comitê deverá:

1. Aprovar as planilhas elaboradas pelos GTs para o cumprimento das atividades realizadas no âmbito deste Memorando.

2. Supervisionar os trabalhos realizados pelos GTs, com vistas à identificação e avaliação de investimentos em prospecção, exploração e transporte de hidrocarbonetos provenientes dos territórios das Partes ou de fora deles, para atingir um nível de estudos suficiente para decidir sobre o possibilidade promover a realização dos referidos projetos.
3. Aprovar os estudos emergentes dos GTs para promover a realização de projetos.
4. Promover, de acordo com as leis, regulamentos e procedimentos em vigor em cada país, e respeitando as competências das entidades nacionais responsáveis, a realização de estudos em busca do melhor aproveitamento dos recursos gasosos que tenham influência na região, de forma sustentável e responsável.
5. Promover a cooperação, a formação, o intercâmbio tecnológico e de experiências no setor da prospecção, aproveitamento e transporte de hidrocarbonetos, a gestão integral e sustentável de grandes bacias e interligações internacionais.

Este Aditivo não significa e não pode ser entendido como um dispositivo para o uso ou benefício dos recursos de gás de uma das Partes em favor da outra. Nenhuma de suas disposições entre as Partes afetará os direitos soberanos das Partes sobre seus territórios, nem sobre seus recursos naturais, no estrito respeito às Constituições e às leis internas de cada país, de acordo com as normas e princípios estabelecidos pela lei internacional.

Os projetos binacionais ou bolsas firmes de energia que se desenvolvam como resultado das atividades previstas neste Aditivo deverão estar sujeitos a um Tratado Internacional específico ou instrumento internacional correspondente para cada projeto.

As atividades realizadas no âmbito dos instrumentos firmados entre as empresas nacionais de hidrocarbonetos do Brasil e da Bolivia para promover os objetivos deste Memorando de Entendimento estarão sob a supervisão do Comitê referido neste Aditivo.

Artigo 4
Validade

Este Aditivo entrará em vigor no momento de sua assinatura pelas Partes e sua validade estará vinculada à do Memorando de Entendimento ao qual foi acrescentado.

As Partes, a qualquer momento, poderão denunciar este Aditivo, mediante notificação por escrito, por via diplomática. A denúncia produzirá efeitos seis (6) meses após a referida notificação. Tal denúncia não afetará as atividades, programas e projetos em andamento, a menos que as Partes concordem expressamente em contrário por escrito.

Qualquer dúvida ou controvérsia que possa surgir da interpretação ou aplicação deste Adendo será resolvida por via diplomática, por meio de negociações diretas entre as Partes.

Feito em Santa Cruz de La Sierra, em 9 de julho de 2024, em quatro originais, dois em português e dois em espanhol. ambos os textos são igualmente válidos.

PELO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

ALEXANDRE SILVEIRA DE OLIVEIRA
Ministro de Minas e Energia

PELO MINISTÉRIO DE HIDROCARBONETOS E ENERGIA DO ESTADO PLURINACIONAL DA BOLIVIA

FRANKLIN MOLINA ORTIZ
Ministro de Hidrocarbonetos e Energia

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DEPARTAMENTO DE GÁS NATURAL

NOTA INFORMATIVA Nº 6/2024/DGN/SNPGB

1. ASSUNTO

1.1. Apresentar informações referentes ao item 2 do Requerimento de Informação (RIC) nº 2.662/2024 (SEI nº 0943846), de autoria da Deputada Federal Adriana Ventura (Novo/SP) e outros.

2. SUMÁRIO EXECUTIVO

1. Por meio do Requerimento de Informação (RIC) nº 2662/2024 (SEI nº 0943846), encaminhado por meio do Ofício 1ªSec/RI/E/nº 241, de 22 de agosto de 2024 (SEI nº 0943845), a Câmara dos Deputados requer informações ao Ministro de Minas e Energia sobre tratativas e negociações da pasta e da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) com empresas do Grupo J&F. As questões levantadas pelo RIC nº 2.662/2024 estão consolidadas em três grupos, sendo um sobre o Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade (PCS) 1/2021, outro sobre importação de gás natural da Bolívia e o último sobre concessionárias de distribuição de energia elétrica que tenham perdido as condições para a prestação do serviço concedido.

2. No âmbito das competências deste Departamento, esta Nota Informativa visa apresentar esclarecimentos para o conjunto das questões do segundo grupo, que trata da importação de gás natural da Bolívia.

3. INFORMAÇÕES

3.1. Do Requerimento de Informações (RIC) nº 2.662/2024

3.1.1. O Requerimento de Informação (RIC) nº 2.662/2024 (SEI nº 0943846), assinado pela Deputada Adriana Ventura e pelos Deputados Gilson Marques e Marcel Van Hattem, foi encaminhada pela Câmara dos Deputados para o Ministério de Minas e Energia por meio do Ofício 1ªSec/RI/E/nº 241, de 22 de agosto de 2024 (SEI nº 0943845).

3.1.2. Na Justificativa do RIC nº 2.662/2024, os autores afirmam que não há transparência nas negociações envolvendo o Ministério de Minas e Energia e a Âmbar Energia, ressaltando que essa empresa vem apresentando notório sucesso em seguidos negócios com o setor público.

3.1.3. Do conjunto das questões elencadas no RIC nº 2.662/2024, as que têm relação com as competências do Departamento de Gás Natural (DGN) se encontram no item 2, transcrito abaixo:

> 2) No último dia 9 de julho de 2024 a Petrobrás anunciou que pretende aumentar a importação de gás natural de origem Boliviana. Considerando esse fato, pedimos os seguintes esclarecimentos:
>
> a) Há estudos que demonstram a necessidade do aumento da oferta de gás natural no Brasil e, mais especificamente, da importação de gás da Bolívia? Apresentar documentos que comprovem essa necessidade.
>
> b) Dados recentes apontam que a reinjeção de gás pela Petrobrás atingiu o patamar de 58%, maior da história, e bastante superior ao índice de reinjeção de seus pares internacionais. Apresentar informações e estudos que apontam eventual inviabilidade do escoamento do gás produzido pela Petrobrás em maior quantidade para o mercado interno.
>
> c) Ao passo que a reinjeção de gás atinge patamares recordes, a importação de gás vem aumentando. Apresentar informações que demonstrem ser a importação alternativa economicamente mais viável que o aumento da oferta de gás pela Petrobrás no mercado interno.
>
> d) O aumento da importação de gás boliviano anunciado será proveniente de campos da própria Petrobrás ou há possibilidade de aquisição de terceiros?
>
> e) Também no dia 9 de julho de 2024 a empresa Fluxus, do Grupo J&F, anunciou investimentos da ordem de US$100 milhões na produção de gás na Bolívia, por meio da empresa Pluspetrol, recém adquirida pelo grupo. Há tratativas para aquisição de gás da Fluxus/Pluspetrol pela Petrobrás? Em caso positivo, apresentar informações relativas e se há negociações com outras empresas além da Fluxus.

f) Caso haja tratativas entre Petrobrás e outras empresas para fornecimento de gás de origem da Bolívia, apresentar dados sobre capacidade instalada e ociosa da Petrobrás de forma a evidenciar a necessidade de fornecimento de gás de terceiros.

g) O Ministro de Minas e Energia considera que a presença dominante da Petrobras no controle da reinjeção de gás no Brasil, e por conseguinte o controle do volume ofertado ao mercado doméstico, está de acordo com a política energética nacional?

h) Enquanto acionista majoritário da Petrobras (com relação às ações com direito a voto), quais são as ações da União, por intermédio do MME, para reduzir efetivamente a reinjeção de gás no Brasil feita pela Petrobras?

3.2. Dos esclarecimentos às questões do RIC nº 2662/2024

3.2.1. A seguir, serão apresentados os esclarecimentos a cada questão do item 2 mencionado anteriormente.

a) Há estudos que demonstram a necessidade do aumento da oferta de gás natural no Brasil e, mais especificamente, da importação de gás da Bolívia? Apresentar documentos que comprovem essa necessidade.

3.2.2. A oferta de gás natural no Brasil é composta de oferta de gás da produção nacional e de importação. A importação pode ser realizada por meio de gasodutos ou por meio dos terminais de gás natural liquefeito (GNL). O Gráfico 1 abaixo mostra o comportamento de cada parcela na composição da oferta total de gás natural ao mercado brasileiro, de acordo com o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, publicado pelo Ministério de Minas e Energia, disponível em https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural.

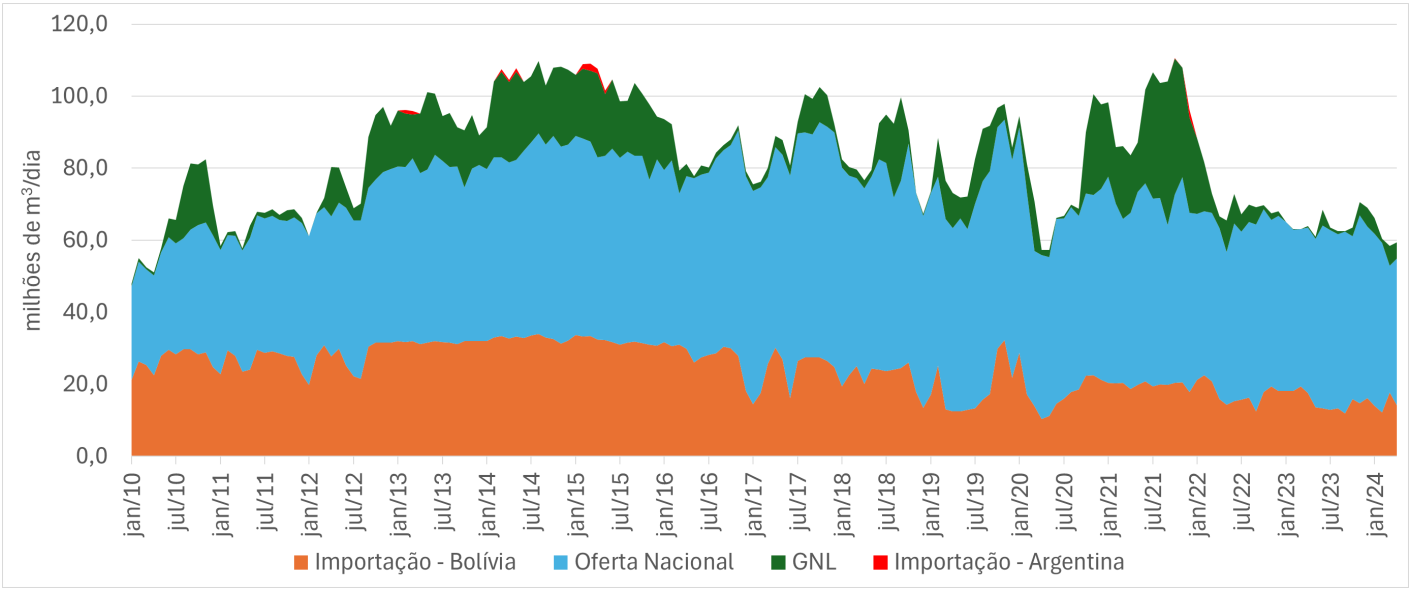


Gráfico 1 - Composição da oferta de gás natural no Brasil desde 2010 (volumes empilhados)
Fonte: MME

3.2.3. O gráfico destaca a importação de gás da Bolívia, realizada por meio do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), entrando por Corumbá/MS, e por meio do Gasoduto Lateral Cuiabá, entrando por Cáceres/MT. Até 2015, o volume importado estava em torno de 30 milhões de m^3/dia. A partir de então, vem mostrando volumes decrescentes. Atualmente, a média de 2024, considerando os dados até abril, está em torno de 14,5 milhões de m^3/dia, abaixo dos 50% de capacidade do Gasbol.

3.2.4. O Gráfico 2 mostra o preço do gás natural em diversos mercados internacionais. O Henry Hub é uma referência do mercado americano; o TTF é a referência do mercado holandês, sendo também uma referência no mercado europeu; o NBP é a referência do mercado britânico, sendo também uma outra

referência para o mercado europeu; o gás russo representa uma das principais fontes de suprimento de gás para a Europa; já o GNL *spot* representa o preço do GNL importado pelo Brasil, com dados do Comex Stat, adquirido pelos agentes importadores no mercado internacional; e, por fim, o gás boliviano na fronteira com o Brasil.

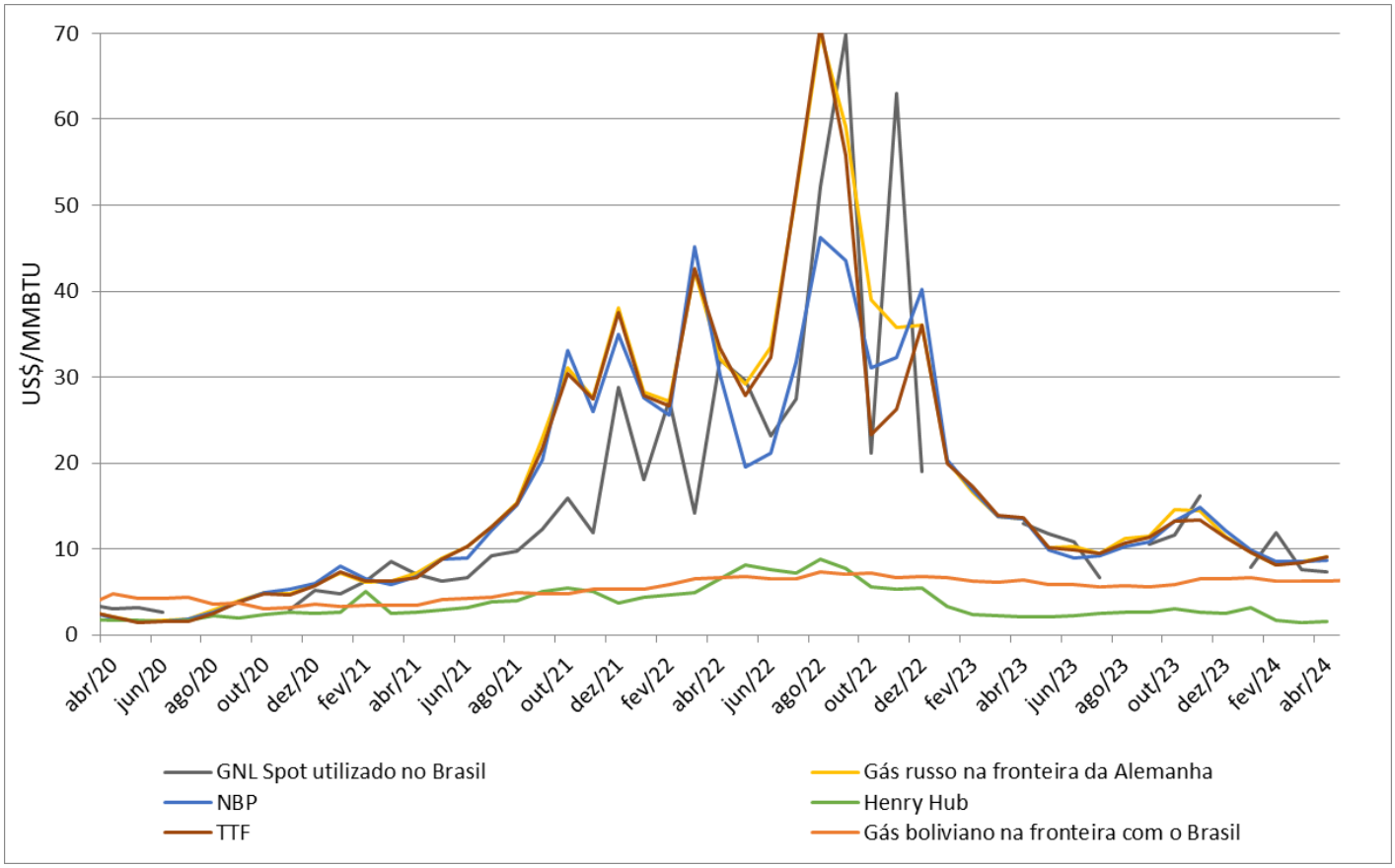


Gráfico 2 - Preços do gás natural em mercados internacionais selecionados
Fonte: MME

3.2.5. Percebe-se que o gás boliviano tem preço competitivo comparativamente a outras referências internacionais. O preço do gás natural nos contratos da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) com as distribuidoras locais de gás canalizado, de acordo com o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de abril de 2024, estava, em abril de 2024, em torno de US$ 11,00 a US$ 12,00 por milhão de BTU, o que demonstra também a competitividade do gás boliviano no mercado nacional.

3.2.6. De outro lado, releva comentar os estudos sobre a necessidade de ampliações do sistema dutoviário de gás natural. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) 2022 (SEI nº 0951569), disponível em https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2022. De acordo com esse PIG, a tendência de redução do volume de importação de gás natural da Bolívia e da maior oferta de gás natural produzido no Brasil, especialmente no Estado do Rio de Janeiro, exige soluções para aumentar o fluxo de movimentação de gás natural desse Estado para os Estados de São Paulo e da Região Sul do país.

3.2.7. Em um primeiro momento, a EPE sugere a ampliação por meio de uma estação de compressão, a um custo estimado de R$ 513 milhões. Nos próximos anos, com a intensificação do aumento da oferta de gás natural nacional no Estado do Rio de Janeiro e a redução do gás boliviano, os estudos preveem a necessidade de novas estações de compressão e duplicação de gasodutos, com investimentos estimados em R$ 7,86 bilhões. A Figura 1 ilustra a necessidade de ampliação do sistema dutoviário, entre os Estados do Rio de Janeiro e São Paulo, para garantir o suprimento de gás natural para a Região Sul do país.

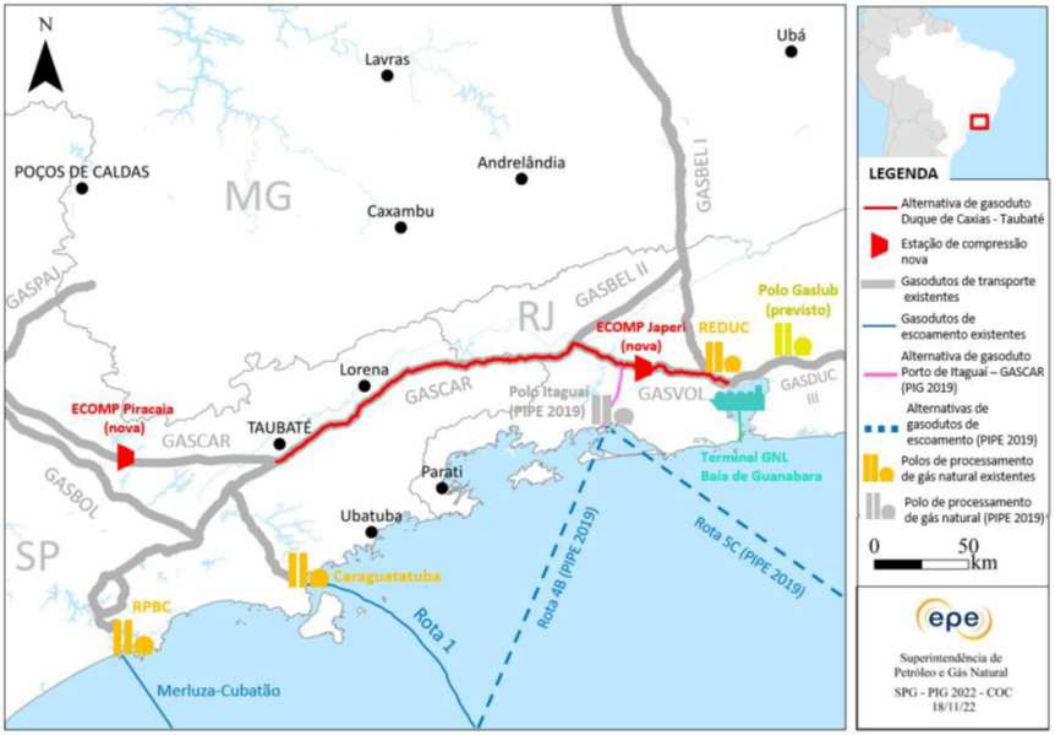


Figura 1 – Estudo da necessidade de ampliação do sistema de transporte de gás natural, entre os Estados do Rio de Janeiro e São Paulo
Fonte: EPE – PIG 2022

3.2.8. O aumento do volume de importação de gás natural da Bolívia, ou mesmo a manutenção dos volumes atuais, pode permitir outras alternativas de ampliações a um custo menor, reduzindo o preço do gás natural para o consumidor final.

3.2.9. Dessa forma, mesmo havendo aumento da oferta de gás natural nacional nos próximos anos, a importação de gás natural da Bolívia pode contribuir para a redução do preço do gás natural no mercado interno, ao exigir menor nível de ampliações do sistema de transporte, ao mesmo tempo em que representa uma fonte de suprimento a preços competitivos.

b) Dados recentes apontam que a reinjeção de gás pela Petrobrás atingiu o patamar de 58%, maior da história, e bastante superior ao índice de reinjeção de seus pares internacionais. Apresentar informações e estudos que apontam eventual inviabilidade do escoamento do gás produzido pela Petrobrás em maior quantidade para o mercado interno.

3.2.10. A Resolução nº 1, de 20 de março de 2023, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), instituiu o Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT- GE), com finalidade de proposição de subsidiar a proposição de medidas e diretrizes para promover o melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil. As propostas a serem apresentadas pelo GT-GE teriam os seguintes objetivos:

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

carbono, cogeração industrial e captura de carbono.

3.2.11. Para melhor condução dos trabalhos, o GT-GE criou cinco comitês, com maior especialização e detalhamento dos importantes temas a serem tratados. Os cinco comitês temáticos foram:

- Comitê 1: Disponibilidade do Gás Natural (exploração e produção – reservatórios e plataformas);
- Comitê 2: Acesso ao Mercado de Gás Natural (escoamento, processamento, transporte, estocagem e terminais de GNL);
- Comitê 3: Modelo de Comercialização do Gás da União;
- Comitê 4: Gás para o setor Produtivo; e
- Comitê 5: Papel do GN na Transição Energética.

3.2.12. Os trabalhos do GT-GE foram concluídos em abril de 2024 e os relatórios estão disponíveis no *site* do Ministério de Minas e Energia: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/relatorio-dos-comites-tematicos.

3.2.13. O Comitê 1 fez um amplo estudo do diagnóstico da situação atual de produção de gás natural e do potencial de produção nos campos novos e existentes. O Relatório do Comitê 1 (SEI nº 0951568) está disponível em https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/relatorio-dos-comites-tematicos/relatorio_comite_1_vf.pdf/view.

3.2.14. De acordo com o Relatório, atualmente, a Bacia de Santos é a maior produtora de gás natural e, também, a que injeta maior volume de gás, principalmente devido aos elevados teores de CO_2 de alguns campos, à recuperação avançada de óleo e, no curtíssimo prazo, limitação de infraestrutura de escoamento. Nesse sentido, o início da operação do gasoduto de escoamento Rota 3 ainda neste semestre deve permitir o aumento da disponibilidade de gás natural da Bacia de Santos e consequente redução do volume de reinjeção.

3.2.15. Adicionalmente, o Comitê 2 fez um amplo diagnóstico do acesso ao mercado, especialmente em relação à disponibilidade de infraestrutura de escoamento e de processamento de gás natural, com várias proposições de ações para promover maior oferta de gás natural. Os estudos estão no Relatório (SEI nº 0951595), disponível em https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/relatorio-dos-comites-tematicos/relatorio_comite_2_vf.pdf/view.

3.2.16. A partir das propostas do GT-GE, especialmente dos Comitês 1 e 2, foram discutidos atos normativos, entre os quais a publicação do Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024. Esse Decreto alterou o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, a Lei do Gás. As principais questões abordadas no Decreto nº 12.153/2024 são:

- maior detalhamento da Política Energética Nacional para o setor de gás natural, visando à proteção dos interesses do consumidor quanto a preço e oferta dos produtos;
- reforço às competências da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no exercício das suas atribuições, com ênfase na garantia do suprimento de gás natural e seus derivados, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; instituição do planejamento integrado e coordenado das infraestruturas do setor de gás natural, incluindo biometano;
- maior detalhamento do processo de outorga de autorização para construção, ampliação e operação de infraestruturas do setor de gás natural;
- maior detalhamento da regulamentação do acesso de terceiros às

infraestruturas essenciais do setor de gás natural; e

- reforço à transparência das informações sobre as infraestruturas do setor de gás natural.

3.2.17. Ressalta-se o art. 5º-C adicionado ao Decreto nº 10.712/2021 pelo Decreto nº 12.153/2024, transcrito abaixo, com destaque de alguns dispositivos, em que houve o reforço das competências da ANP para a promover maior disponibilidade de gás natural ao mercado:

> Art. 5º-C Compete à ANP, na proteção dos interesses do consumidor quanto à oferta dos produtos, a que se referem o art. 1º, *caput*, inciso III, e o art. 8º, *caput,* inciso I, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, respeitada a viabilidade técnico-econômica, dentre outras ações:
>
> I - monitorar permanentemente a continuidade e a segurança do abastecimento, em horizontes de tempo predeterminados, com vistas ao atendimento à demanda de gás natural e seus derivados em cada região do País; e
>
> II - para garantir a oferta de gás natural e seus derivados, adotar medidas como:
>
> a) realizar novas licitações de oferta de área para exploração e produção de petróleo e gás natural;
>
> **b) determinar, mediante prévio processo administrativo com oitiva das empresas, respeitada a viabilidade técnico-econômica, a redução da reinjeção de gás natural ao mínimo necessário, inclusive com o estabelecimento do volume máximo de gás natural a ser reinjetado;**
>
> c) determinar, mediante prévio processo administrativo com oitiva das empresas, o aumento da produção de gás natural para campos em produção, inclusive os campos maduros;
>
> **d) determinar, mediante prévio processo administrativo com oitiva das empresas, que novos projetos com volumes significativos de gás natural contemplem possibilidade de exportação de gás natural;**
>
> **e) determinar a adequação da capacidade operacional das infraestruturas de produção, escoamento, tratamento, processamento e transporte de gás natural e seus derivados para atendimento à ampliação do volume estimado da produção de gás natural constante no Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano, de forma a atender aos interesses dos consumidores e ao abastecimento nacional;**
>
> f) promover a articulação entre produtores de petróleo, gás natural, biogás e biometano, com vistas à elaboração do planejamento setorial pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, à promoção do acesso e do compartilhamento das infraestruturas e à eficiência setorial;
>
> g) subsidiar o Ministério de Minas e Energia quanto às informações necessárias à integração gasífera entre os países da América do Sul; e
>
> h) estabelecer limites à exportação de gás natural quando identificado que a oferta futura de gás natural não será suficiente para atender à demanda dos consumidores nacionais, conforme diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, nos termos do disposto no art. 60, parágrafo único, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no art. 1º, § 1º, inciso I, da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999.
>
> **§ 1º Para fins do disposto no inciso II, alíneas "b" e "c", do *caput* deste artigo, a ANP determinará a revisão dos atuais planos de desenvolvimento de campos de produção de petróleo e gás natural, de forma a considerar o acesso a gasodutos de escoamento da produção e a instalações de tratamento e processamento de gás natural, assegurado pelo art. 28 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021.**
>
> § 2º Na revisão dos planos de desenvolvimento de que trata o § 1º e nos futuros planos de desenvolvimento a serem aprovados pela ANP, será avaliada a utilização de unidade de produção de gás natural compartilhada entre vários campos e a transferência entre unidades de produção existentes com capacidade de processamento de gás natural ociosa.
>
> **§ 3º Nas hipóteses previstas no inciso II, alíneas "b" e "c", do *caput* deste artigo, quando identificar a possibilidade de aumento do volume de produção de gás natural, a ANP determinará, aos atuais operadores dos respectivos campos, a revisão dos planos e projetos de desenvolvimento e produção de que trata o art. 26, § 1º, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para realizar os investimentos necessários.**
>
> § 4º Caso o operador do campo não atenda ao disposto nos § 1º e § 3º, a ANP adotará as medidas legais e contratuais cabíveis.
>
> § 5º Para fins do disposto no inciso II, alínea "e", do *caput*, constatada a viabilidade técnica e econômica, a ANP determinará as ampliações de capacidades e as adequações das infraestruturas de produção, escoamento,

tratamento, processamento e transporte de gás natural, e o investimento deverá ser reconhecido no ato de autorização, com a correspondente remuneração de capital.

§ 6º Para fins do disposto no inciso II, alínea "f", do *caput*, caberá à EPE realizar o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano relativo ao setor de gás natural, incluídos seus derivados e energéticos equivalentes ao gás natural.

[art. 5º-C do Decreto nº 10.712/2021, com a redação dada pelo Decreto nº 12.153/2024; grifos nossos]

c) Ao passo que a reinjeção de gás atinge patamares recordes, a importação de gás vem aumentando. Apresentar informações que demonstrem ser a importação alternativa economicamente mais viável que o aumento da oferta de gás pela Petrobrás no mercado interno.

3.2.18. Como apresentado nos esclarecimentos ao item a) anteriormente, o preço do gás natural boliviano é competitivo comparativamente a outros mercados internacionais, bem como em relação ao preço praticado pela Petrobras na venda às distribuidoras de gás canalizado. Mesmo assim, a importação de gás da Bolívia vem se reduzindo nos últimos anos e, associada ao aumento da produção nacional de gás natural, tornam-se necessários investimentos significativos na ampliação do sistema de transporte dutoviário no país, principalmente para assegurar o abastecimento de gás natural para a Região Sul. O aumento ou a manutenção dos níveis atuais de importação de gás natural da Bolívia podem permitir outras alternativas de ampliações do sistema de transporte dutoviário a um custo menor, o que contribuiria para a redução do preço do gás natural para o consumidor final.

3.2.19. Adicionalmente, o Gráfico 3 mostra a demanda de gás natural no Brasil por segmento, desde 2010, conforme dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, publicado pelo Ministério de Minas e Energia. Comparando-se este gráfico com o Gráfico 1 apresentado anteriormente, sobre a composição da oferta de gás natural no Brasil, percebe-se que a importação de GNL aumenta no período em que há maior demanda de gás natural para geração elétrica. A geração termelétrica a gás natural se intensifica nos períodos de crise hídrica, principalmente entre os anos de 2013 a 2015 e no segundo semestre de 2021 até o início de 2022. De outro lado, quando há maior volume de chuvas, a geração termelétrica é reduzida, como nos anos de 2022 e 2023, o que reduz a necessidade de importação de GNL. Em 2022, o volume regaseificação de GNL foi, em média, de 6,53 milhões de m^3/dia. Em 2023, esse volume foi ainda menor, de 1,53 milhões de m^3/dia.

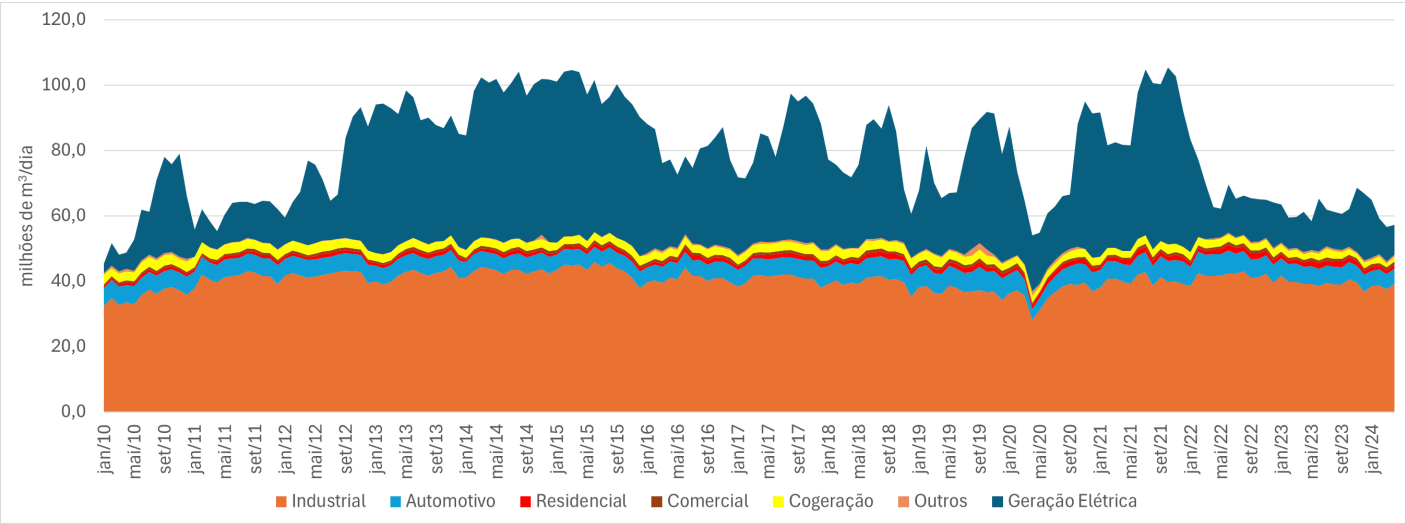


Gráfico 3 - Demanda de gás natural no Brasil, por segmento, desde 2010
Fonte: MME

d) O aumento da importação de gás boliviano anunciado será proveniente de campos da própria Petrobrás ou há possibilidade de aquisição de terceiros?

3.2.20. Considerando as informações que temos, em 2006, o Governo Boliviano promulgou o Decreto Supremo nº 28.701, de 1º de maio de 2006, que determinou a nacionalização dos hidrocarbonetos da Bolívia, recuperando ao Estado a propriedade, a posse e o controle total e absoluto desses recursos. A partir de então, a propriedade de todo o petróleo e gás natural produzidos pelas empresas na Bolívia deveria ser transferida para a estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), que se tornaria responsável por toda a comercialização, definindo as condições, volumes e preços, tanto para o mercado interno quanto externo.

3.2.21. Nesse sentido, entendemos que a importação de gás natural da Bolívia será sempre negociada com a YPFB, independentemente da empresa que tenha produzido naquele país. Não temos conhecimento de eventuais negociações entre produtores que atuam na Bolívia com a YPFB.

e) Também no dia 9 de julho de 2024 a empresa Fluxus, do Grupo J&F, anunciou investimentos da ordem de US$100 milhões na produção de gás na Bolívia, por meio da empresa Pluspetrol, recém adquirida pelo grupo. Há tratativas para aquisição de gás da Fluxus/Pluspetrol pela Petrobrás? Em caso positivo, apresentar informações relativas e se há negociações com outras empresas além da Fluxus.

3.2.22. Não temos conhecimentos de eventuais negociações entre a Petrobras e a Fluxus/Pluspetrol. Vale ressaltar o esclarecimento do item anterior, de que a importação do gás boliviano é negociada com a YPFB (estatal boliviana), em função do Decreto Supremo nº 28.701/2006 da Bolívia.

f) Caso haja tratativas entre Petrobrás e outras empresas para fornecimento de gás de origem da Bolívia, apresentar dados sobre capacidade instalada e ociosa da Petrobrás de forma a evidenciar a necessidade de fornecimento de gás de terceiros.

3.2.23. Não temos conhecimentos de eventuais negociações entre a Petrobras e outras empresas que atuam na Bolívia. Conforme indicado acima, a importação do gás boliviano é negociada com a YPFB (estatal boliviana), em função do Decreto Supremo nº 28.701/2006 da Bolívia.

3.2.24. Oportuno comentar que, em 8 de julho de 2024, o Ministério de Minas e Energia liderou **comitiva da indústria brasileira para negociar compra direta do gás boliviano com a YPFB** (sem intermediadores), conforme notícia disponível em https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/alexandre-silveira-lidera-comitiva-da-industria-brasileira-para-negociar-compra-direta-do-gas-boliviano, parcialmente transcrita abaixo, com grifos nossos:

> O ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira, liderou uma comitiva de representantes da indústria brasileira para uma reunião com o governo da Bolívia nesta segunda-feira (8/7), em Santa Cruz de La Sierra, para negociar a compra de gás natural diretamente dos bolivianos, reduzindo o preço do produto e aumentar a competitividade da indústria nacional.
>
> "Nós tivemos uma reunião histórica, **fizemos o link entre a indústria nacional e a YPFB que é a indústria de gás da Bolívia**, a fim de que **a gente possa eliminar a intermediação**, diminuir o preço do gás e, consequentemente, aumentar a competitividade da indústria nacional", afirmou o ministro Alexandre Silveira.
>
> A **compra direta do gás boliviano era uma demanda da grande indústria brasileira desde a década de 90**, que, até então, é feita por meio da Petrobras. A expectativa é de que o custo da importação possa chegar a ter redução de cerca de 40% do valor praticado atualmente. Cerca de seis milhões de m³ por dia poderão ser entregues ao país a partir de outubro deste ano, sendo 4 milhões de m³ da Bolívia e outros 2 milhões de m³ da Argentina, passando pela Bolívia até chegar ao Brasil.

3.2.25. Em 9 de julho de 2024, foi assinada a Terceira Alteração ao Memorando de Entendimento em Matéria de Energia entre o Ministério da República Federativa do Brasil e o Ministério de Hidrocarbonetos e Energia da República da Bolívia (SEI nº 0952408). O objetivo deste documento é que "No âmbito do papel estratégico do Brasil e da Bolívia como integradores energéticos na região, este Aditivo visa promover o desenvolvimento da gestão de projetos e investimentos em Prospecção,

Exploração e Transporte de Hidrocarbonetos dentro e fora dos territórios das Partes. Para tanto, atividades são incorporadas ao Comitê Técnico Binacional (CTB) estabelecido no Primeiro Adendo ao Memorando de Entendimento sobre Assuntos Energéticos assinados entre as Partes."

3.2.26. Os governos de Brasil e da Bolívia estão em tratativas para organizar Mesas temáticas com produtores bolivianos e investidores brasileiros para apresentar as possibilidades de explorar gás natural naquele país.

g) O Ministro de Minas e Energia considera que a presença dominante da Petrobras no controle da reinjeção de gás no Brasil, e por conseguinte o controle do volume ofertado ao mercado doméstico, está de acordo com a política energética nacional?

3.2.27. O GT-GE tem entre seus princípios norteadores, o interesse público, que a política pública deve ser apoiar na sustentabilidade econômica e ambiental, e induzir o aumento das eficiências econômica, alocativa e produtiva nos vários elos segmentos da cadeia de petróleo e gás natural. E, para isso, a atração de investimentos e novos investidores é muito importante para dinamizar a indústria de gás natural, promovendo a expansão do setor, atendendo as necessidades dos consumidores, com desconcentração de mercado e maior modicidade tarifária e de preços, colaborando para neoindustrialização da economia brasileira, gerando renda, empregos, e arrecadação tributária.

3.2.28. Conforme já comentado anteriormente nos esclarecimentos ao item b) acima, o GT-GE fez um amplo estudo do diagnóstico da situação atual de produção de gás natural e do potencial de produção nos campos novos e existentes, bem como o acesso ao mercado, especialmente em relação à disponibilidade de infraestrutura de escoamento e de processamento de gás natural. A partir das propostas do GT-GE, houve a publicação do Decreto nº 12.153/2024, em que várias medidas buscam promover a redução da reinjeção e maior disponibilidade de gás natural ao mercado. Um dos artigos que trata desse tema é o art. 5º-C do Decreto nº 10.712/2021, com a inserção feita pelo Decreto nº 12.153/2024, já transcrito nos esclarecimentos ao item b) acima.

3.2.29. Vale destacar que o Decreto nº 12.153/2024 teve como foco a proteção dos interesses do consumidor quanto a preço e oferta dos produtos, no âmbito da Política Energética Nacional para o setor de gás natural, incluindo seus derivados, biometano e energéticos equivalentes. Neste sentido, ressalta-se que o art. 5º-C incluído no Decreto nº 10.712/2021 determina que:

> § 1º Para fins do disposto no inciso II, alíneas "b" e "c", do *caput* deste artigo, a ANP determinará a revisão dos atuais planos de desenvolvimento de campos de produção de petróleo e gás natural, de forma a considerar o acesso a gasodutos de escoamento da produção e a instalações de tratamento e processamento de gás natural, assegurado pelo art. 28 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021.
>
> § 2º Na revisão dos planos de desenvolvimento de que trata o § 1º e nos futuros planos de desenvolvimento a serem aprovados pela ANP, será avaliada a utilização de unidade de produção de gás natural compartilhada entre vários campos e a transferência entre unidades de produção existentes com capacidade de processamento de gás natural ociosa.
>
> § 3º Nas hipóteses previstas no inciso II, alíneas "b" e "c", do *caput* deste artigo, quando identificar a possibilidade de aumento do volume de produção de gás natural, a ANP determinará, aos atuais operadores dos respectivos campos, a revisão dos planos e projetos de desenvolvimento e produção de que trata o art. 26, § 1º, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para realizar os investimentos necessários.
>
> § 4º Caso o operador do campo não atenda ao disposto nos § 1º e § 3º, a ANP adotará as medidas legais e contratuais cabíveis.
>
> § 5º Para fins do disposto no inciso II, alínea "e", do caput, constatada a viabilidade técnica e econômica, a ANP determinará as ampliações de capacidades e as adequações das infraestruturas de produção, escoamento, tratamento, processamento e transporte de gás natural, e o investimento deverá ser reconhecido no ato de autorização, com a correspondente remuneração de capital.
>
> [§§ 1º ao 5º do art. 5º-C do Decreto nº 10.712/2021, com a redação dada pelo Decreto nº 12.153/2024; grifos nossos]

3.2.30. O Decreto nº 12.153/2024 buscou entre outras coisas, melhorar as condições para acesso às infraestruturas de escoamento e processamento, seja pelo compartilhamento de infraestruturas existentes ou novas, seja por uma condição mais justa e adequada para negociar o acesso entre o incumbente o acessante. Dessa forma, surge a possibilidade de novos ofertantes de gás natural acessarem o mercado e haver uma maior oferta de gás natural nacional e reduzir os preços ao consumidor final.

h) Enquanto acionista majoritário da Petrobras (com relação às ações com direito a voto), quais são as ações da União, por intermédio do MME, para reduzir efetivamente a reinjeção de gás no Brasil feita pela Petrobras?

3.2.31. Conforme apontado nos esclarecimentos ao item g) acima, o Ministério de Minas e Energia, no âmbito da sua competência de formulação da política pública, que envolve não só a Petrobras, mas todos os agentes do setor, alterou o Decreto nº 10.712/2021, de forma que a ANP adote medidas para a redução de reinjeção no país.

3.2.32. Enquanto acionista majoritário, o MME não se envolve na governança e nas decisões da estatal, que possui estrutura e regramentos legais específicos para tal.

3.2.33. Vale citar a Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016, que dispõe sobre o estatuto jurídico da empresa pública, da sociedade de economia mista e de suas subsidiárias, no âmbito da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios. Destacam-se, em especial, os artigos 14 e 15 da *Seção II – Do Acionista Controlador* do *Capítulo II - Do Regime Societário da Empresa Pública e da Sociedade de Economia Mista* dessa Lei, reproduzidos abaixo, com negritos nossos:

> Art. 14. O acionista controlador da empresa pública e da sociedade de economia mista deverá:
>
> I - fazer constar do Código de Conduta e Integridade, aplicável à alta administração, a vedação à divulgação, sem autorização do órgão competente da empresa pública ou da sociedade de economia mista, de informação que possa causar impacto na cotação dos títulos da empresa pública ou da sociedade de economia mista e em suas relações com o mercado ou com consumidores e fornecedores;
>
> **II - preservar a independência do Conselho de Administração no exercício de suas funções;**
>
> III - observar a política de indicação na escolha dos administradores e membros do Conselho Fiscal.
>
> **Art. 15. O acionista controlador da empresa pública e da sociedade de economia mista responderá pelos atos praticados com abuso de poder, nos termos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.**
>
> § 1º A ação de reparação poderá ser proposta pela sociedade, nos termos do art. 246 da Lei no 6.404, de 15 de dezembro de 1976, pelo terceiro prejudicado ou pelos demais sócios, independentemente de autorização da assembleia-geral de acionistas.
>
> § 2º Prescreve em 6 (seis) anos, contados da data da prática do ato abusivo, a ação a que se refere o § 1º.
>
> [arts. 14 e 15 da Lei nº 13.303/2016, com grifos nossos]

3.2.34. Além disso, destacam-se os artigos 89 e 90 do *Capítulo III – Da Fiscalização pelo Estado e pela Sociedade*, reproduzidos abaixo, com negritos nossos:

> **Art. 89. O exercício da supervisão por vinculação da empresa pública ou da sociedade de economia mista, pelo órgão a que se vincula, não pode ensejar a redução ou a supressão da autonomia conferida pela lei específica que autorizou a criação da entidade supervisionada ou da autonomia inerente a sua natureza, nem autoriza a ingerência do supervisor em sua administração e funcionamento, devendo a supervisão ser exercida nos limites da legislação aplicável.**
>
> **Art. 90. As ações e deliberações do órgão ou ente de controle não podem implicar interferência na gestão das empresas públicas e das sociedades de economia mista a ele submetidas nem ingerência no exercício de suas competências ou na definição de políticas públicas.**
>
> [arts. 89 e 90 da Lei nº 13.303/2016, com grifos nossos]

3.2.35. Dessa forma, o Ministério de Minas e Energia não tem competência legal

para interferir na gestão das empresas públicas e de economia mista, a exemplo da Petrobras. Porém, como formulador de políticas públicas, tem atuado no sentido de melhorar o aproveitamento de gás natural nacional, e buscando oportunidades de importação de gás natural em melhores condições econômicas que venha a colaborar para a redução dos preços até o consumidor final.

3.3. **Das Considerações Finais**

3.3.1. Esta Nota Informativa teve o objetivo de apresentar os esclarecimentos às questões do item 2 do RIC nº 2662/2024 (SEI nº 0943846), que tratavam da importação de gás natural da Bolívia.

3.3.2. Os demais itens não foram considerados, por não estarem no âmbito das competências do Departamento de Gás Natural.

3.3.3. Diante do exposto, sugerimos o encaminhamento desta Nota Informativa em atendimento ao RIC nº 2662/2024, especificamente em relação ao seu item 2.

À consideração superior.

Anexos:
1. Relatório do Comitê 1 do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE): Disponibilidade de Gás Natural - SEI nº 0951568;
2. Relatório do Comitê 2 do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE): Acesso ao Mercado de Gás Natural - SEI nº 0951595;
3. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - SEI nº 0951569;
4. Terceira Alteração ao "Memorando de Entendimento em Matéria de Energia entre o Ministério de Energia da República Federativa do Brasil e o Ministério de Hidrocarbonetos e Energia da República da Bolívia" - SEI nº 0952408.

Documento assinado eletronicamente por **Marcello Gomes Weydt**, **Diretor(a) do Departamento de Gás Natural**, em 09/09/2024, às 20:08, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Fernando Massaharu Matsumoto**, **Coordenador(a)-Geral de Infraestrutura**, em 09/09/2024, às 20:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Maurício de Oliveira Abi-Chahin**, **Coordenador(a)-Geral de Monitoramento de Política Setorial**, em 09/09/2024, às 20:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0951909** e o código CRC **7993D139**.

Referência: Processo nº 48300.000937/2024-11 SEI nº 0951909

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DESPACHO

Processo nº: 48300.000937/2024-11

Assunto: **Requerimento de Informação nº 2.662/2024 - Solicitação de resposta oficial.**

À Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos,

1. Refiro-me ao Despacho ASPAR (SEI nº 0948482), que, por sua vez, faz referência ao Ofício 1ªSec/RI/E/nº 241 (SEI nº 0943845), da Câmara dos Deputados, o qual encaminha o Requerimento de Informação (RIC) nº 2.662/2024 (SEI nº 0943846), de autoria da Deputada Federal Adriana Ventura (NOVO/SP) e outros, que "*requer informações ao Ministro de Minas e Energia sobre tratativas e negociações da pasta e da Agência Nacional de Energia Elétrica com empresas do Grupo J&F*".

2. No tocante ao RIC nº 2.662/2024, somente o item 2 tem relação com as competências desta Secretaria Nacional.

3. Em decorrência disso, encaminho a Nota Informativa nº 6/2024/DGN/SNPGB (SEI nº 0951909), contendo os os esclarecimentos pertinentes para as questões que constam no item 2 do RIC, para encaminhamento à Câmara dos Deputados, juntamente com os seguintes anexos:

- Relatório do Comitê 1 do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE): Disponibilidade de Gás Natural - SEI nº 0951568;
- Relatório do Comitê 2 do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE): Acesso ao Mercado de Gás Natural - SEI nº 0951595;
- Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022 - SEI nº 0951569;
- Terceira Alteração ao "Memorando de Entendimento em Matéria de Energia entre o Ministério de Energia da República Federativa do Brasil e o Ministério de Hidrocarbonetos e Energia da República da Bolívia" - SEI nº 0952408.

Atenciosamente,

(assinado eletronicamente)
RENATO CABRAL DIAS DUTRA
Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Substituto

Documento assinado eletronicamente por **Renato Cabral Dias Dutra**, **Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Substituto**, em 10/09/2024, às 20:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0952440** e o código CRC **4AAD0D32**.

Referência: Processo nº 48300.000937/2024-11 SEI nº 0952440

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

OFÍCIO Nº 98 /2024–AID/ANEEL

Brasília, 10 de setembro de 2024.

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

Ref.: Processo nº 48300.000937/2024-11.

Assunto: Ofício nº 205/2024/ASPAR/GM-MME - Requerimento de Informação – RIC n.º 2.662/2024.

Senhor Chefe da Assessoria,

1. Reportamo-nos ao ofício em epígrafe, por meio do qual esse Ministério encaminha o Ofício 1ªSec/RI/E/nº 241, de 22 de agosto de 2024, com Requerimento de Informação n.º 2662/2024, de autoria da Deputada Federal Adriana Ventura (NOVO/SP) que solicita "informações ao Ministro de Minas e Energia sobre tratativas e negociações da pasta e da Agência Nacional de Energia Elétrica com empresas do Grupo J&F".

2. Identificamos que os questionamentos de n.º 1, itens "h" e "i", e n.º 3 são os que versam sobre os assuntos e/ou atividades desta Agência, portanto prestamos os esclarecimentos solicitados nessas demandas.

Questão 1 - h) Há algum precedente em que, a despeito de testes de disponibilidade apresentarem resultado aquém dos valores mínimos exigidos pelas normas vigentes da Agência, a ANEEL tenha os considerando suficiente para atestar a capacidade operacional das Usinas da Âmbar? Em caso positivo, apresentar os casos e documentação comprobatória.

3. Destacamos que não há precedentes. Acordos de autocomposição foram inaugurados com os casos tratados do Procedimento Competitivo Simplificado n.º 1/2021.

Questão 1 - i) Considerando que os testes de flexibilização realizados pela ANEEL consideraram um cenário em que a Âmbar já estava inadimplente com a CCEE, portanto realizado de maneira restrita aos aspectos comerciais, por que razão os aspectos técnicos não foram levados em consideração, já que havia a perspectiva de um acordo para a manutenção do contrato e fornecimento da energia contratada? apresentar documentos comprobatórios.

4. Cumpre contextualizar que os testes de comissionamento realizados tiveram proposito de comprovar a implantação das usinas, não se tratando dos requisitos estabelecidos na Resolução Normativa nº 1029/2022. Questões técnicas específicas não foram exigidas tendo

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

Documento assinado digitalmente.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação DF2CBE12007DDC16

em vista a premissa de que as Unidades Geradoras seriam logo desmobilizadas, pois o acordo prevê o atendimento do contrato pela UTE Cuiabá.

Questão 3 - a) Forneça toda documentação que instruiu, até o momento, o processo nº 48500.000417/2019-86 e quaisquer outros processos que tratem de regulamentação de temas relacionados à MP 1.232/2024.

5. Destacamos que o processo está disponível na página eletrônica da Agência na internet, por meio da ferramenta Consulta Processual, criada com o objetivo de facilitar e desburocratizar o acesso a informações, de modo que qualquer cidadão possa acessá-las diretamente. O Consulta Processual permite ao usuário acessar os documentos e processos administrativos ostensivos da Agência e acompanhar o seu trâmite[1].

6. Adicionalmente, informamos que tramitam na Agência os processos n.º 48500.002095/2024, que trata da análise da conversão dos contratos de compra e venda de energia elétrica relativos aos agentes de distribuição alcançados pelo art. 4º-c da lei nº 12.111/2009 e lastreados, direta ou indiretamente, por usinas termelétricas cujas despesas com a infraestrutura de transporte dutoviário de gás natural sejam reembolsáveis pela CCC em contratos de energia de Reserva-CER, em razão do que estabelece o art. 4º - d da lei nº 12.111, 2009, com redação dada pela medida provisória nº 1232/2024; e n.º 48500.002098/2024-19, sobre flexibilização temporária de parâmetros de eficiência para fins de reembolso da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC (alteração da lei nº 12.783/2013, art. 8-c, § 10 pela medida provisória nº 1.232/2024). Ambos os processos também estão disponíveis na plataforma Consulta Processual.

Questão 3 - b) Houve, no ano de 2024, alguma reunião entre representantes da Âmbar Energia, J&F ou fundos e empresas controladas pelo grupo J&F com dirigentes da ANEEL sobre possível participação em processo de transferência de controle da Amazonas Energia S.A? Em caso positivo, apresentar as atas, contendo os nomes dos representantes das partes e o objeto das reuniões.

7. Esclarecemos que ocorreram duas reuniões entre as áreas técnicas desta Agência com pretensos novos controladores, bem como foi realizada reunião no dia 06/09/2024 com o

[1] O sistema Consulta Processual está disponível por meio do seguinte link: https://s3a.aneel.gov.br/Account/Login?ReturnUrl=/Account/ConnectMe?AppID=3b6de9bc-9931-42c3-8d88-aa4f3ba65d3b. O acesso será realizado exclusivamente por meio da plataforma gov.br, proporcionando mais facilidade e segurança aos usuários. A plataforma gov.br é um serviço do governo federal que centraliza o acesso a diversos serviços públicos em um único login, oferecendo uma experiência mais integrada e segura.

Documento assinado digitalmente.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação DF2CBE12007DDC16

Diretor Ricardo Tili, sendo que os respectivos registros estão no processo de transferência n.º 48500.000417/2019-86. Seguem em anexo cópias dos registros de reuniões mencionados.

Questão 3 - c) Houve, até o momento, qualquer reunião ou pedido de reunião entre outros interessados na aquisição do controle da Amazonas Energia S.A e representantes da ANEEL? Em caso positivo, apresentar as atas, contendo os nomes dos representantes das partes e o objeto das reuniões.

8. Após a edição da Medida Provisória n.º 1.232/2024 não tiveram outros interessados na transferência de controle da Amazonas Energia.

Questão 3 - d) Fornecer toda a documentação referente ao processo protocolado em 28 de junho de 2024 relativo ao plano de transferência do controle societário da Amazonas Energia S.A.

9. Entendemos que a solicitação é idêntica ao item "a".

Questão 3 - e) Forneça o registro de reuniões de todos os Diretores da ANEEL e dos Superintendentes de i) Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica, ii) Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado, (iii) Gestão Tarifária e Regulação Econômica, iv) e Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica, para o ano de 2024, contendo nome dos participantes e objeto da reunião. Fornecer atas, se existentes.

10. Inicialmente, cumpre esclarecer que o as agendas de todos os Diretores e Superintendentes da ANEEL estão disponíveis no Sistema e-Agendas (https://eagendas.cgu.gov.br/), plataforma por meio da qual são divulgadas as agendas de compromissos públicos dos agentes públicos do Poder Executivo federal.

11. A Transparência de Agendas, estabelecida pela Lei nº 12.813/2013 (Lei de Conflito de Interesses) e pelo Decreto nº 10.889/2021, tem por objetivo fortalecer as ações de integridade no âmbito do Poder Executivo Federal, na medida em que proporciona maior transparência às relações de representação privada de interesses que ocorrem no relacionamento do Governo Federal com o mercado e com os diversos segmentos da sociedade.

12. Além disso, a Transparência de Agendas busca trazer maior isonomia de informações àqueles que objetivam acompanhar e/ou influenciar a formulação, a implementação, a avaliação, a revogação ou a alteração de atos normativos, de estratégias de governo, de políticas públicas ou a aquisição de bens ou serviços pelo setor público.

13. Destacamos que no Sistema e-Agendas estão disponíveis os compromissos públicos realizados a partir de 9 de outubro de 2022, data em que a plataforma foi oficialmente

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

Documento assinado digitalmente.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação DF2CBE12007DDC16

instalada. Tendo em vista que todas as reuniões realizadas no ano de 2024 podem ser acessadas por essa plataforma, encaminhamos somente cópia dos registros de reuniões realizadas com a Âmbar e/ou a Amazonas Energia, sendo que as que tratam de transferência de controle societário estão inseridas nos processos n.º 48500.000417/2019-86 e 48500.002095/2024-77.

Questão 3 - f) Houve qualquer análise, por parte da ANEEL ou MME, que ateste maior retorno da opção transferência do controle societário sobre a alternativa de extinção da concessão - incluindo a cobertura da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC relativa às hipóteses previstas pela MP 1.232/2024? Em caso positivo, fornecer os estudos e informações que subsidiaram a conclusão.

14. O Ministério de Minas e Energia (MME) instituiu, por meio da Portaria 448-P/GM/MME, de 20 de julho de 2023, o Grupo de Trabalho - Concessões de Distribuição dos Estados do Amazonas e do Rio de Janeiro (GT CDAR) para assessoramento de natureza consultiva, com a finalidade de analisar a sustentabilidade das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica outorgadas a Amazonas Energia S.A., Light Serviços de Eletricidade S.A. e Enel Distribuição Rio.

15. Em atendimento ao disposto na Portaria, foi publicado relatório que aborda a situação atual e propostas de medidas visando a sustentabilidade da concessão de distribuição de energia elétrica do estado do Amazonas.

16. No relatório fez-se uma contextualização histórica do serviço público de distribuição de energia elétrica no estado do Amazonas, abordou-se a situação econômico-financeira atual da concessão, assim como perspectivas para os próximos meses que preveem a finalização de algumas flexibilizações dadas por lei à concessionária, e, por fim, apontou-se as medidas necessárias à sustentabilidade da concessão. O documento está disponível no site do MME[2].

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

Atenciosamente,

(Assinado digitalmente)

MARIANNA AMARAL DA CUNHA
Assessora Parlamentar

[2] O relatório está disponível no seguinte link: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/grupo-de-trabalho-apresenta-relatorio-sobre-a-concessao-de-distribuicao-do-amazonas/gt-amazonas-relatorio.pdf.

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

Documento assinado digitalmente por **Marianna Amaral da Cunha, Chefe da Assessoria Parlamentar**, em 11/09/2024 às 11:18

VOTO

PROCESSOS: 48500.005336/2005-88, 48500.005374/2005-77, 48500.001905/2006-61 e 48500.001904/2006-06.

INTERESSADO: New Fortress Energy Inc. (New Fortress); CH4 Energia Ltda. (CH4 Energia); Camaçari Muricy ll S.A. (Energética Camaçari Muricy); Pecém Energia S.A. (Pecém Energia); e Centrais Elétricas de Pernambuco S.A. (Epesa).

RELATOR: Diretor Ricardo Lavorato Tili.

RESPONSÁVEL: Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração (SCG)

ASSUNTO: Alteração de características técnicas das Usinas Termelétricas Camaçari Muricy II e Pecém II; revogação das Resoluções Autorizativas n° 11.914 e 11.915, de 17 de maio de 2022, de transferência de suas outorgas, com o restabelecimento das titularidades originárias; e revogação das outorgas das Usinas Termelétricas Pau Ferro I e Termomanaus.

I. RELATÓRIO

1. Em 29 de junho de 2006, foi realizado o Leilão n° 02/2006 - ANEEL (A-3 de 2006), sagrando-se vencedoras as quatro usinas do Quadro 1 abaixo:

Processo / UTE	Ato de autorização	Potência instalada (kW)	Local	CEG	Titular / CNPJ
48500.005336/2005-88 / Pecém II	PRT n° 7, de 6/1/2014	144.000	Dias d'Ávila / BA	UTE.PE.BA.031 303-3.02	CH4 Energia Ltda.- 29.199.933/0001-31
48500.005374/2005-77 / Camaçari Muricy II	PRT n° 9, de 8/1/2014	144.000	Dias d'Ávila / BA	UTE.PE.BA.031 304-1.01	CH4 Energia Ltda.- 29.199.933/0001-31
48500.001904/2006-06 / Pau Ferro I	PRT n° 68, de 23/4/2007	94.080	Igarassu / PE	UTE.PE.PE.029 561-2.01	Centrais Elétricas de Pernambuco S.A.- 06.212.748/0001-34

48500.001905/2006-61 / Termomanaus	PRT n° 70, de 23/4/2007	143.040	Igarassu / PE	UTE.PE.PE.029 562-0.01	Centrais Elétricas de Pernambuco S.A.- 06.212.748/0001-34

2. Em 23 de abril de 2007, foram emitidas as Portarias n° 68 e 70, que autorizaram a Epesa a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), mediante a implantação, respectivamente, das UTE Pau Ferro I e Termomanaus.

3. Em 6 de janeiro de 2014, foi emitida a Portaria n° 7, que autorizou a Pecém Energia a estabelecer-se como PIE, por meio da implantação da UTE Pecém II. Dois dias depois, em 8 de janeiro de 2014, foi emitida a Portaria n° 9, que autorizou a Energética Camaçari Muricy a implantar a UTE Camaçari Muricy II.

4. Em 08 de julho de 2019, a Pecém Energia e a Energética Camaçari Muricy solicitaram a alteração de características técnicas, pela primeira vez, das UTE Pecém II e Camaçari Muricy II. A matéria foi aprovada em Reunião Pública em 31 de março de 2020, resultando na emissão das REA n° 8.735 e 8.736, de mesma data.

5. Em 7 de maio de 2021, foi solicitada nova alteração de características técnicas dos empreendimentos. Em 19 de novembro de 2021, a Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração (SCG) recomendou à Diretoria da Agência a aprovação do pedido havendo, em 27 de junho de 2022, a desistência formal do pleito pelas Interessadas[1].

6. Em 17 de maio de 2022, por meio das Resoluções Autorizativas n° 11.914 e 11.915, foram transferidas as titularidades das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II para a CH4 Energia.

7. Em 10 de novembro de 2022, a CH4 Energia, a Pecém Energia e a Energética Camaçari Muricy solicitaram[2] que as titularidades das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II sejam revertidas às proprietárias anteriores, por meio da revogação das Resoluções Autorizativas n° 11.914 e 11.915, de 2022.

[1] Essas informações estão compiladas no Voto do Diretor Relator dos processos à época, de SIC/ANEEL n° 48575.007581/2022-00.
[2] Documento SIC/ANEEL n° 48513.030159/2022-00.

8. Em 17 de novembro de 2022, foi solicitada, pela terceira vez[3], a alteração de características técnicas das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II, objeto desta análise.

9. Em 6 de dezembro de 2022, a Epesa requereu[4] a revogação das outorgas das UTE Termomanaus e Pau Ferro I, condicionada à aprovação do novo pedido de alteração de características técnicas das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II.

10. Em 14 de março de 2023, a SCG consultou a situação da Pecém Energia e da Energética Camaçari Muricy quanto às obrigações e histórico no Sistema Polímero, da Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM, no Sistema Skate, da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG e no Portal da Transparência, da Controladoria-Geral da União. Também realizou consulta no Sistema de Controle de Adimplências de Agentes de Mercado gerido pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF com relação ao cumprimento das obrigações intrassetoriais.

11. Em 17 de março de 2023, a SCG analisou os pedidos, tendo recomendado parcialmente o deferimento do pleito.

12. Em 28 de março de 2023, o processo que estava pautado para deliberação, na 9ª Reunião Pública Ordinária, foi retirado de pauta.

13. A SCG emitiu um Ofício para a CH4 Energia Ltda. [5], notificando da necessidade de Renovação da Garantia de Fiel Cumprimento das UTEs Pecém II e Camaçari Muricy II.

14. A CH4 ENERGIA LTDA., por meio da carta NFE-SUAPE-019/2023[6], protocolou os seguros garantias solicitados para a renovação da garantia de fiel cumprimento das UTE´s Pecém II e Camaçari II.

[3] Documento SIC/ANEEL n° 48513.030763/2022-00.
[4] Documentos SIC/ANEEL n° 48513.032828/2022-00 e 48513.032827/2022-00.
[5] OFÍCIO nº 277/2023-SCG/ANEEL, de 27 de abril de 2023, Documento SIC/ANEEL n° 48524.008868/2023-00.
[6] Documento SIC/ANEEL n° 48513.012556/2023-00.

15. Em 4 de maio de 2023, por meio do MEMORANDO Nº 162/2023-ASD/ANEEL[7], foi solicitada a Procuradoria Federal sobre aspectos de legalidade do preito do agente.

16. A Procuradoria Federal respondeu por meio do Parecer 00155/2023/PFANEEL/PGF/AGU[8], de 02 de junho de 2023, contendo as respostas aos questionamentos do Memorando nº 162/2023-ASD/ANEEL.

17. O processo foi pauta para a apreciação na 24ª Reunião Pública Ordinária, no dia 11 de julho de 2023. Não houve possibilidade de decisão porque não se formou maioria para deliberação, conforme relatado no extrato da decisão da diretoria, abaixo transcrita:

> **Decisão:** Tendo em vista a ausência de 3 (três) votos convergentes para a decisão (art. 8º, § 3º, do Anexo I do Decreto nº 2.335/1997), a deliberação do processo fica suspensa, retornando à pauta na primeira reunião subsequente que contar com a presença de quórum completo dos Diretores. O Diretor- Relator, Ricardo Lavorato Tili, acompanhado do Diretor Hélvio Neves Guerra, votou no sentido de: (i) revogar as Resoluções Autorizativas nº 11.914/2022 e nº 11.915/2022, de transferência das outorgas das Usinas Termelétricas – UTEs Camaçari Muricy II e Pecém II, com o restabelecimento das titularidades originárias; (ii) deferir as solicitações de revogação das outorgas das UTEs Pau Ferro I e Termomanaus, ao término do contrato, em 1º de janeiro de 2024; (iii) deferir o pleito de alteração de características técnicas das UTEs Camaçari Muricy II e Pecém II; e (iv) determinar à Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – SFT que adeque as fiscalizações das UTEs Pau Ferro I, Termomanaus, Camaçari Muricy II e Pecém II, aos comandos desta decisão, em especial aos Termos de Intimação nos Processos nº 48500.001277/59 e nº 48500.001279/2014-48.
>
> Já a Diretora Agnes Maria de Aragão da Costa e o Diretor Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva votaram contra a proposta do Diretor-Relator, nos termos do Parecer da Procuradoria Federal junto à ANEEL - PF.

18. Solicitei que o processo não fosse pautado na reunião subsequente, uma vez que necessitava refletir sobre as questões levantadas durante a deliberação do processo. Consultei e debati sobre os temas que foram apresentadas afim de reafirmar a minha convicção.

19. É o relatório.

II. FUNDAMENTAÇÃO

[7] Documento SIC/ANEEL n° 48575.003550/2023-00.
[8] Documento SIC/ANEEL n° 48575.001473/2023-00.

20. Trata-se de solicitação da New Fortress, na posição de controladora da CH4 Energia, da Energética Camaçari Muricy e da Pecém Energia, de alteração de características técnicas das Usinas Termelétricas (UTE) Camaçari Muricy II e Pecém II, e de revogação das Resoluções Autorizativas n° 11.914 e 11.915, de 17 de maio de 2022, restabelecendo-se, com isso, a titularidade das usinas na forma de suas outorgas originárias; e revogação dos atos de autorização das UTE Pau Ferro I e Termomanaus, condicionada à aprovação do pedido de alteração de características técnicas das UTE Pecém II e Camaçari Muricy II.

21. As informações sobre processos, atos de autorização, potências instaladas, localização, titulares e Códigos Únicos de Empreendimentos de Geração (CEG) estão discriminadas no **Erro! Fonte de r eferência não encontrada.**. As quatro Usinas sagraram-se vencedoras do Leilão n° 02/2006-ANEEL (do tipo A-3), realizado em 29 de junho de 2006, destinado à contratação de energia proveniente de novos empreendimentos de geração.

22. A CH4 Energia, a Energética Camaçari Muricy e a Pecém Energia solicitaram, adicionalmente, que as titularidades das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II sejam revertidas às proprietárias anteriores, por meio da revogação das Resoluções Autorizativas n° 11.914 e 11.915, de 2022.

23. Por fim, a Epesa requereu a revogação dos atos autorizativos das UTE Pau Ferro I e Termomanaus, (i) condicionada à aprovação do pedido de alteração de características técnicas das UTE Pecém II e Camaçari Muricy II, e (ii) que a vigência se daria a partir de janeiro de 2024, quando findam os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) de seus empreendimentos.

24. Os detalhes afetos a cada um dos pedidos foram explorados exaustivamente na Nota Técnica nº 19/2023-SCG/ANEEL, o que entendo ser desnecessário replica-los nesta análise. Dessa forma, passo apresentar apenas os principais tópicos abordados pela área técnica com respectivas conclusões.

II.1 – Da alteração de características técnicas das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II – dos aspectos técnicos.

25. Com relação aos aspectos abordados neste item, verifico que as Interessadas pretendem implantar as centrais geradoras no local em que atualmente estão localizadas as UTE Termomanaus e Pau Ferro I. Desta forma, foi requerida a alteração do Sistema de Transmissão de Interesse Restrito (STIR) das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II.

26. Além disso, foi solicitada a alteração de características técnicas das centrais geradoras, da seguinte forma:

- Projeto atual, por usina: 2 Unidades Geradoras (UG) de 72.000 kW, cada, utilizando óleo diesel como combustível principal, com 144.000 kW de potência instalada e 142.000 kW de potência líquida declarada, localizadas no município de Dias d'Ávila, no estado da Bahia.

- Projeto proposto, por usina: 321 UG de 450 kW, cada, utilizando óleo diesel como combustível principal, com 144.450 kW de potência instalada e 144.080 kW de potência líquida declarada, localizadas no município de Igarassu, no estado de Pernambuco, nos sítios em que se encontram atualmente implantadas as UTE Termomanaus e Pau Ferro I.

27. Primeiramente, a área técnica avaliou a adequação dos documentos de qualificação técnica encaminhados pelas Interessadas, tendo verificado que todos estão em conformidade com as exigências da Resolução Normativa n° 876, de 10 de março de 2020, e requisitos do Edital do Leilão n° 02/2006. Nessa análise a área técnica compilou informações sobre acesso, Sumário Executivo e Ficha Técnica, licença ambiental, arranjo geral e diagrama unifilar simplificado, disponibilidade de combustível e uso dos recursos hídricos.

28. No entanto, visto que se trata de alteração de características técnicas de usinas que comercializaram energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), sua aprovação depende de análise conjunta da ANEEL e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), realizada por meio do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia – AEGE.

29. Desta forma, a EPE, em sua área de competência, procedeu à avaliação do material encaminhado pelas Interessadas, expondo em sua verificação, referente as documentações apresentadas

referentes à comprovação de combustível disponibilizado, que o empreendedor apresenta quantidades suficientes para o atendimento da geração considerando a sua nova configuração.

30. No que tange a mudança proposta, a EPE destacou que tal alteração não enseja redução de garantia física, mantendo-se a capacidade de atendimento do montante contratado no respectivo leilão, tendo concluído não se opor à alteração solicitada tendo como base as documentações disponibilizadas e as análises realizadas.

31. Por fim **a EPE, referente aos quesitos puramente técnicos, declarou que não registrou óbices à aprovação do pleito.**

II.2 – Da alteração de características técnicas das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II – dos aspectos regulatórios – e da revogação condicionada das outorgas das UTE Termomanaus e Pau Ferro I.

32. Antes de nos atermos aos aspectos regulatórios das alterações de características técnicas das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II, passo a verificar o pedido da Epesa, de revogação das outorgas das UTE Termomanaus e Pau Ferro I.

33. Em seu requerimento, a Epesa justifica que suas Usinas possuem contratos de comercialização vigentes até 31 de dezembro de 2023. Como alega, por entender que não há viabilidade na venda dessa energia no âmbito do mercado livre, inexiste, no cenário atual, seu interesse em manter as outorgas das UTE Termomanaus e Pau Ferro I a partir de 1º de janeiro de 2024.

34. A Epesa afirma, ademais, que o grupo econômico da qual faz parte pretende implantar as UTE Camaçari Muricy II e Pecém II no local em que atualmente estão instaladas as UTE Termomanaus e Pau Ferro I[9] – motivo ensejador dos pedidos (i) de alteração de características técnicas ora em análise e (ii) de revogação das outorgas das UTE Termomanaus e Pau Ferro I, a valer a partir de janeiro de 2024, caso sejam alteradas as outorgas das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II nos termos propostos.

[9] *A Epesa assinou um contrato com a New Fortress adquirindo 100% das ações das Pecém Energia e Energética Camaçari Muricy, com a intenção de iniciar a operação das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II em 1° de janeiro de 2024.* (Informação retirada do Ofício AMAIG n° 23/2022, de 18 de outubro de 2022, anexado no Sistema AEGE).

35. A Portaria MME nº 481, de 26 de novembro de 2018, estabeleceu as diretrizes para a análise e para a aprovação de alterações de características técnicas de empreendimentos de geração de energia elétrica, outorgados pelo Ministério de Minas e Energia, em decorrência de terem comercializado energia em Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas ou de Reserva.

36. Dentre as condicionantes para o acate de pedidos desta natureza pela ANEEL, além das examinadas exaustivamente pela área técnica em sua nota, verifiquei aquele atinente aos ditames do Edital do certame em que as Interessadas tenham se sagrado vencedoras.

37. Para o caso em tela, o item 12.3.3 do referido Edital explicita:

> *[...]*
>
> *12.3.3. As características técnicas constantes da Habilitação Técnica e Cadastramento pela EPE dos Novos Empreendimentos quanto ao número de máquinas e forma de conexão não poderão ser alteradas antes da outorga. Após a outorga, caso a Vendedora solicite alguma destas alterações a ANEEL analisará, sendo possível, desde que satisfeitas a seguintes condições: a) não se altere a capacidade instalada mínima prevista no respectivo ato de outorga de autorização; b) sejam recalculadas as energias asseguradas parciais e final do empreendimento; e c) a alteração em questão não implique perda energética.*
>
> *[...]*

38. Para o pedido em questão, em concordância com a área técnica, verifico que os itens acima seguem satisfeitos.

39. O Edital do Leilão 2/2006 estabelece, além disso, que a contratação das usinas de Camaçari Muricy II e de Pecém II ocorre pela oferta dos produtos de energia proveniente de **novos empreendimentos**, com posterior outorga de autorização.

40. Este tema já foi objeto de Reunião Pública da ANEEL, em março de 2020[10], especificamente no contexto da primeira alteração de características técnicas das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II, consubstanciada nas REA n° 8.735 e 8.736 daquele ano. Naquela oportunidade, as requerentes

[10] Item deliberado na 6ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria Brasília, em 3 de março de 2020.

propunham que os projetos fossem instalados na área da extinta UTE Camaçari, aproveitando-se parte de seus ativos.

41. À época, em que pese a SCG recomendar o não acate do pleito, por entender que sua aprovação contrariava o conceito de ***novo empreendimento de geração*** disposto no Edital do certame, a Diretoria Colegiada acompanhou a posição da Procuradoria Federal, exarada no Parecer nº 00018/2020/PFANEEL/PGF/AGU:

> *[...]*
>
> *25. O ponto nevrálgico da presente análise é que a UTE Camaçari não mais existe no mundo jurídico e o Edital do Leilão n° 002/2006 não vedou que os empreendimentos vencedores utilizassem bens ou equipamentos provenientes de outras usinas já desativadas. Trata-se de um aspecto que está dentro do risco do negócio a que está sujeito um Produtor Independente de Energia. Sobre este ponto, nota-se, inclusive, que o próprio agente destacou em sua manifestação que já houve outros casos de usinas vencedoras de Leilões de Energia Nova que foram implantadas a partir da utilização de equipamentos usados e/ou instalações existentes de outras usinas [...].*
>
> *26. Portanto, quer nos parecer que, sob o ponto de vista da legalidade, a alternativa de aproveitamento e/ou reutilização dos bens da antiga UTE Camaçari se mostra viável e não contraria o conceito de novo empreendimento de geração que foi definido no Edital do Leilão n° 002/2006 e na Lei n° 10.848/2004.*
>
> *[...]*

42. No PARECER n. 00155/2023/PFANEEL/PGF/AGU, elaborado para o presente caso, foram respondidas as questões apresentadas e em síntese discorreu sobre a impossibilidade de que as Usinas Térmicas de Termomanaus e Pau Ferro I possam ser tratadas como novos empreendimentos e, por isso, estaria impedido a transferência dos ativos para outros aproveitamentos que tenham vendido no mesmo Leilão.

43. Em que pese o douto entendimento da Procuradoria, descordo e ressalto que o próprio Parecer aponta a realidade dos fatos: “No caso concreto, o Edital do Leilão nº 002/2006 não vedou que os empreendimentos vencedores utilizassem bens ou equipamentos provenientes de outras usinas já desativadas. Trata-se de um aspecto que está dentro do risco do negócio a que está sujeito um Produtor Independente de Energia.”

44. Merecem destaques três pontos: i) podem ser utilizados bens e equipamentos provenientes de outras usinas desativadas; ii) é um risco do negócio a escolha do equipamento para atender o Leilão 002/2006; e iii), por fim, mas não menos importante, trata-se de um Produtor Independente de Energia - PIE[11] que possui um regramento específico, abaixo tratado.

45. Um Produtor Independente de Energia – PIE tem um regime próprio e diferente do empreendimento prestador de serviço público de fornecimento de energia. Ao final da concessão, o PIE tem a liberdade de escolha de qual a destinação do seu empreendimento, **não é reversível à União**. Vide, abaixo, as disposições do Decreto 2.003, de 10 de setembro de 1996, é taxativo:

> "Art. 20. No final do prazo da concessão ou autorização, os bens e instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados.
>
> § 1º Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do poder concedente.
>
> **§ 2º No caso de usinas termelétricas, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente ou ao autoprodutor remover as instalações."**

46. O Produtor Independente pode remover as instalações, que é o mais grave, assim, por consequência lógica ele pode destinar os bens, ao final da concessão, para o que for mais conveniente. Pode, inclusive, constituir novo empreendimento de geração de energia, adequando-se as exigências técnicas, comerciais e legais. Ao PIE cabe o risco do negócio, com toda a carga de direitos e deveres na gestão do empreendimento, no cumprimento das obrigações contratuais e na satisfação da regulação da

[11] Decreto 2003, de 10 de setembro de 1996, art. 2º: Para fins do disposto neste Decreto, considera-se: I - Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

.

ANEEL. A RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 921, de 23 de fevereiro de 2021, seguindo o Decreto, estabelece:

> "Art. 10. Ao final do prazo da autorização, os bens e instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados.
>
> § 1º Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, exceto as reposições, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do poder concedente.
>
> **§ 2º No caso de usinas termelétricas, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente ou ao autoprodutor remover as instalações."**

47. As requerentes pretendem implantar as UTE Camaçari Muricy II e Pecém II no local em que atualmente estão situadas as UTEs Termomanaus e Pau Ferro I, com o aproveitamento de equipamentos e de parte das estruturas disponíveis no sítio[12]. Estas plantas, que não são imutáveis na sua destinação, podem ter um novo arranjo comercial e regulatório. As UTEs Termomanaus e Pau Ferro I possuem outorgas que **não estarão vigentes após o dia 31 de dezembro de 2023.** Ora, analisar o pleito hoje, para um evento futuro com termo certo, conhecido e com as consequências previstas é medida de acerto regulatório e de economia processual.

48. Ora, sob o prisma da nova proposta, entendo que *novo empreendimento de geração*, como definido no Edital do Leilão n° 02/2006, é todo aquele não detentor de concessão, autorização ou permissão, ou que seja parte de empreendimento existente a ser ampliado, restrito ao acréscimo de sua capacidade instalada. Significa dizer que a utilização de equipamentos, instrumentos e outros meios de produção para o empreendimento finda a contratação e outorga, conforme a solicitação presente, respeita os comandos do Edital e da legislação.

49. Diante disto, visto que os contratos das UTE Termomanaus e Pau Ferro I vão findar, o aproveitamento de parte de suas estruturas pelas UTE Camaçari Muricy II e Pecém II é perfeitamente

[12] Documento SIC/ANEEL n° 48513.032828/2022-00 e 48513.032827/2022-00.

viável. Por isso, entendo que o pedido da Epesa, de revogação das outorgas das UTE Termomanaus e Pau Ferro I deve ser deferido.

50. Insta ressaltar que na suposta referência citada da UTE Camaçari, a usina já estava desativada, o que não contrariou o conceito de *novo empreendimento de geração* que foi definido no Edital do Leilão n° 002/2006 e na Lei n° 10.848/2004. Esse entendimento, observo que superado o prazo de 2023, se aplica para o caso em questão, uma vez que as obrigações com o Leilão n° 002/2006 das UTE Termomanaus e Pau Ferro I vão findar e, assim, estarão na situação idêntica a da UTE Camaçari.

51. Assim, entendo que o aproveitamento de parte de suas estruturas pelas UTE Camaçari Muricy II e Pecém II será um novo empreendimento de geração, razão pela qual o pleito de alteração de características técnicas deve ser acatado. Por consequência, deve ser deferido, também, o pedido da Epesa, de revogação das outorgas das UTE Termomanaus e Pau Ferro I.

II.3 – Da revogação das REA n° 11.914 e 11.915, de 17 de maio de 2020, que transferiram a titularidade das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II.

52. A CH4 Energia é a atual titular das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II. Desta forma, ela requereu, juntamente com a Pecém Energia e com a Energética Camaçari Muricy, que as titularidades das centrais geradoras sejam revertidas às proprietárias anteriores, por meio da revogação das Resoluções Autorizativas n° 11.914 e 11.915, de 2022. Verifiquei que a carta encaminhada à ANEEL foi assinada por todas as pessoas jurídicas envolvidas.

53. Como se sabe, a transferência de titularidade das Centrais Geradoras para a CH4 Energia foi consubstanciada pelas REA n° 11.914 e 11.915, de 2022, e a alteração de características técnicas acabou por ser arquivada, a pedido do empreendedor.

54. Os detalhes sobre as motivações e narrativas manifestados pelas interessadas neste ponto estão detalhadamente apresentados nos itens 41 e 42 da Nota Técnica nº 19/2023-SCG/ANEEL.

55. No que tange a transferência de titularidade de outorga de geração entendo ser um direito assegurado ao empreendedor, desde que sejam atendidos os critérios estabelecidos na REN n° 876, de

10 de março de 2020, e, quando comercializada energia no mercado regulado, também, os comandos do respectivo edital do certame do qual o agente tenha se sagrado vencedor.

56. No caso concreto, verifico não se trata da transferência para uma nova empresa, mas tão somente de seu reestabelecimento para o titular originário.

57. Desta forma, em atenção ao art. 16, da Resolução Normativa nº 876, de 2020, em consonância com a área técnica, identifiquei que não foram encontrados registros de inadimplências em nome da Pecém Energia e da Energética Camaçari Muricy, ou dos integrantes de sua cadeia societária, nos sistemas da ANEEL[13], nem qualquer registro de sanções no Portal da Transparência da Controladoria-Geral da União[14]. Foi verificado também que as sucessoras cumpriram a exigência do art. 11 da Resolução Normativa ANEEL nº 1.004, de 8 de fevereiro de 2022, tendo sido realizada sua inscrição no Cadastro Institucional da ANEEL.

58. Quanto à sua regularidade fiscal, foram apresentadas[15], em seus nomes, certidões negativas, ou positivas com efeitos de negativa, válidas na data de assinatura da Nota Técnica da SCG, referentes (i) aos Tributos Federais e à Dívida Ativa da União, (ii) ao FGTS e (iii) às Fazendas Estadual e Municipal.

59. Sobre as Garantias de Fiel Cumprimento, conforme citado no relatório, a área técnica solicitou a renovação e a empresa apresentou as apólices de seguro.

60. Ainda sobre as Garantias recomenda-se que, em consideração as mudanças trazidas pela Circular SUSEP nº 662/2022 e a disponibilização de clausulado atualizado a ser utilizado no aporte de garantias de fiel cumprimento, a apresentação de novas apólices de seguro garantia, caso permaneça a escolha por esta modalidade. As novas apólices devem adotar o texto divulgado por meio do Comunicado Relevante nº 12[16], em 13 de fevereiro de 2023, para o Leilão nº 4/2022-ANEEL.

[13] No Sistema Polímero, da Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado - SRM e no Sistema Skate, da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG.
[14] https://www.portaldatransparencia.gov.br/sancoes/consulta?ordenarPor=nomeSancionado&direcao=asc
[15] Doc SIC/ANEEL n° 48224.004259/2023-00.
[16] https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/A5-12-13.02.2023.pdf

61. Desta forma, de acordo com a recomendação da SCG, entendo que o pedido para que as titularidades das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II sejam revertidas às proprietárias anteriores, por meio da revogação das Resoluções Autorizativas n° 11.914 e 11.915, de 2022, deve ser observado, o acompanhamento da regularização e processamento, por todo o tempo da concessão, das garantias de fiel cumprimento nos termos acima.

62. Por todo exposto, entendo que os pedidos de revogações de resoluções e o de alterações de características solicitadas, respeitados os parâmetros legais e regulatórios, conforme o pleito, é uma prerrogativa do agente Produtor Independente de Energia (PIE), que no caso concreto só poderá ocorrer na sua plenitude após a data estipulada de 31 de dezembro de 2023, sem direito a indenização pelos investimentos realizados. Contemplando ao disposto no Leilão nº 002/2006-ANEEL, de forma a atender os respectivos contratos de comercialização de energia no ambiente regulado pactuados.

III. DIREITO

63. A decisão tem amparo nos seguintes dispositivos legais e regulamentares:

(i) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
(ii) Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999;
(iii) Edital do Leilão 2/2006;
(iv) Arts. 2 e 20 do Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 2003;
(v) Art. 75-A do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004;
(vi) Portaria MME nº 649, de 13 de dezembro de 2011;
(vii) Portaria n° 4.742, de 26 de setembro de 2017
(viii) Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020;
(ix) Resolução Normativa nº 921, de 23 de fevereiro de 2021;
(x) Portaria MME nº 481, de 26 de novembro de 2018.

IV. DISPOSITIVO

64. Diante do exposto e do que consta nos autos dos Processos nº 48500.005336/2005-88, 48500.005374/2005-77, 48500.001905/2006-61 e 48500.001904/2006-06, voto por (i) aprovar, por meio de emissão de Resolução Autorizativa, minuta anexa, que visa revogar as Resoluções Autorizativas n° 11.914 e 11.915, de 2022, de transferência das outorgas das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II, com o restabelecimento das titularidades originárias; e (ii) deferir as solicitações de revogação das outorgas das

UTE Pau Ferro I e Termomanaus, ao término do contrato, em 1° de janeiro de 2024; (iii) deferir o pleito de alteração de características técnicas das UTE Camaçari Muricy II e Pecém II; e (iv) determinar a Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – SFT que adeque as fiscalizações das UTES Pau Ferro I, Termomanaus, Camaçari Muricy II e Pecém II, aos comandos desta decisão, em especial aos Termos de Intimação nos Processos 48500.001277/59 e 48500.001279/2014-48.

Brasília, 10 de outubro de 2023

(Assinado digitalmente)
RICARDO LAVORATO TILI
Diretor

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

COORDENAÇÃO-GERAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

NOTA INFORMATIVA Nº 14/2024/CGDE/DPSE/SNEE

1. SUMÁRIO EXECUTIVO

1.1. Trata-se de **Requerimento de Informação (RIC) nº 2.662/2024 (0943846)**, de autoria da Deputada Federal Adriana Ventura (NOVO/SP) e outros, que requer informações ao Ministro de Minas e Energia sobre tratativas e negociações da pasta e da Agência Nacional de Energia Elétrica com empresas do Grupo J&F.

1.2. Instada a se manifestar, por meio do Ofício nº 205/2024/ASPAR/GM-MME (0948485), a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) emitiu o Ofício nº 98/2024-AID/ANEEL (SEI nº 0953399) e seu anexo "Lista de Presença" (SEI nº 0953400), apresentando as informações requeridas relacionadas a sua competência.

2. INFORMAÇÕES

2.1. De forma a subsidiar o pedido de informações enviado pela ASPAR/MME, por meio do Despacho ASPAR (SEI nº 0944075), apresentamos as considerações do Departamento de Políticas Setoriais desta Secretaria Nacional de Energia Elétrica (DPSE/SNEE) aos questionamentos apresentados no Requerimento de Informação (RIC) nº 2.662/2024:

> I - **Em 2021 foi realizado Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade (PCS) 1/2021, para autorizar diversas empresas a implantarem e a explorarem usinas, em sua maioria, de fonte termoelétrica. Dentre as vencedoras, consta a Âmbar Energia S.A, que descumpriu diversos itens do contrato firmado que, consequentemente, deram origem ao processo de resolução consensual TC 006.248/2023-3. Sobre o assunto, requer-se o fornecimento das seguintes informações:**
>
> a) **A proposta de acordo apresentada pela Âmbar foi rejeitada pelas Unidades Técnicas e pelo MP junto ao TCU e, ainda assim, o acordo foi celebrado pelo MME. Apresentar a íntegra do processo SEI com o detalhamento das negociações do referido acordo.**
>
> **DPSE/SNEE:** A repactuação do contrato com a empresa Âmbar ainda não foi finalizada, pois, em que pese haver a anuência da Aneel para a celebração do acordo, o referido ajuste ainda não está vigente, tendo sido encaminhado ao Tribunal de Contas da União (TCU) para avaliação e manifestação. Destaca-se que os termos do acordo ainda não estão definitivos e poderão ser ajustados conforme as exigências que o TCU possa vir a impor.
>
> Ademais, no caso de exigências da Corte de Contas, existe uma cláusula no acordo que suspende a sua vigência até que a recomendação seja acatada, conforme se transcreve abaixo:
>
> > 3.2 [...]
> >
> > 3.2.1. Caso, no prazo assinalado no termo inicial da cláusula 3.2, o Tribunal de Contas da União faça qualquer apontamento, recomendação ou ressalva ao

texto do presente acordo, **a sua eficácia ficará suspensa até que tal problema seja sanado por meio de aditivo, retificação ou ratificação**. (grifamos)

Registre-se, portanto, que o processo administrativo que trata do acordo entre a União e a Âmbar Energia somente será finalizado com a vigência do ajuste, não sendo possível prever seu desfecho, porquanto se encontra em fase instrutória.

O termo de autocomposição terá sua publicidade assegurada apenas após a eventual ratificação da solução consensual pelo TCU, ocasião em que o ato processual adquirirá o traço da definitividade. Por expressa previsão constante do instrumento, enquanto submetido ao órgão de controle externo, não se tem por definitivamente concluída a tentativa de acordo, devendo permanecer os seus termos sob o resguardo da confidencialidade inerente à toda solução consensual (art. 166, do Código de Processo Civil - CPC).

Quanto à publicidade das manifestações jurídicas e técnicas exaradas no processo administrativo de autocomposição e que deram suporte à celebração dos termos do acordo, permanecerão submetidas à confidencialidade, na forma do art. 166, §1º, do CPC, do art. 22 e 31, da Lei nº 12.527, de 18 de novembro de 2011, e do art. 5º, §2º, do Decreto nº 7.724, de 16 de maio de 2012, mesmo após a vigência, aquelas que contenham informações submetidas a outras modalidades de sigilo legal ou que contenham informações pessoais.

Diante disso, entende-se que a documentação relacionada ao referido ajuste não deverá ser disponibilizada até sua entrada em vigor, conforme previsto no art. 7º, § 3º, da Lei nº 12.527, de 2011, no art. 20 do Decreto nº 7.724, de 2012, e no art. 166, caput e §1º, do CPC, sem prejuízo da preservação, quando for o caso, de informações submetidas a outras modalidades de restrição de acesso.

b) **Assim como a Âmbar Energia, as demais empresas contratadas descumpriram cláusulas contratuais mas seus processos de composição tiveram deslindes distintos: caso do BTG, Rovema e KPS. Apresentar justificativa e estudos que explicam o tratamento distinto dado a situações aparentemente similares.**

DPSE/SNEE: Destaca-se que um dos pontos principais dos acordos propostos no âmbito da SECEX Consenso foi a isonomia no tratamento dos casos apresentados ao TCU.
Em todos os casos houve ampla discussão, no âmbito da Câmara Consensual, tendo sido realizadas diversas reuniões e oportunizado a apresentação de diferentes propostas, e cada acordo observou determinadas particularidades de cada empreendimento, inclusive sob o ponto de vista do nível de adimplemento de cada contrato.
Informações mais detalhadas sobre o deslinde de cada caso podem ser vistas nos autos do processo, disponibilizados para os casos em que já houve decisão definitiva do TCU.

c) **Segundo dados do TCU, o PCS 1/2021 contratou 778,2 MW médios, ou 1.221 MW de potência ao custo variando entre R$**

1.594,84 a 1.601,01/MWh. Hoje, o preço de liquidação de diferenças, utilizado como custo da energia no curto prazo, é de R$61,07/MWh. O que justifica a manutenção do contrato com obrigação de aquisição de energia tão mais onerosa do que o que se verifica atualmente no mercado? Apresentar estudos que subsidiaram a decisão.

DPSE/SNEE: O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em base horária, considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Este cálculo é realizado por modelos computacionais (Newave, Decomp e Dessem) e tem como base o Custo Marginal de Operação (CMO).

Como o próprio nome diz, o PLD é somente para liquidar diferenças, haja vista que todos os agentes do mercado tem a obrigação de estar plenamente contratadas. Dito de outra forma, os agentes tem que contratar as suas necessidades e uma pequena fração da energia não está coberta por contratação de longo prazo.

Cabe destacar que é de responsabilidade do agente consumidor ou comercializador entender quais serão os montantes corretos para seus contratos de longo prazo, bem como o controle de seu consumo no mês e da contratação de energia em montante necessário e com melhor preço possível de energia. O fato de um agente ter um valor a ser liquidado pelo PLD está ligado ao fato de o seu consumo de energia elétrica ser maior ou menor em determinado ciclo de faturamento. Ou seja, todos são obrigados a fazer contratações de longo prazo e apenas os desvios quanto ao longo prazo são liquidados observando-se o PLD.

O valor citado do PLD, de R$ 61,07/MWh, que também é o piso atual para o PLD, é somente conjuntural, geralmente devido às condições hidrológicas favoráveis.

Tanto é verdade que esse valor é conjuntural que, à época de elaboração do RIC, em julho de 2024, o PLD estava em R$ 61,07/MWh. Na semana de elaboração desta resposta, o PLD estava variando entre R$ 263,26/MWh e R$ 271,91/MWh, conforme gráfico abaixo, constante no InfoPLD Nº 677, referente à 3ª semana operativa de setembro/2024, publicado no site da CCEE (https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld):

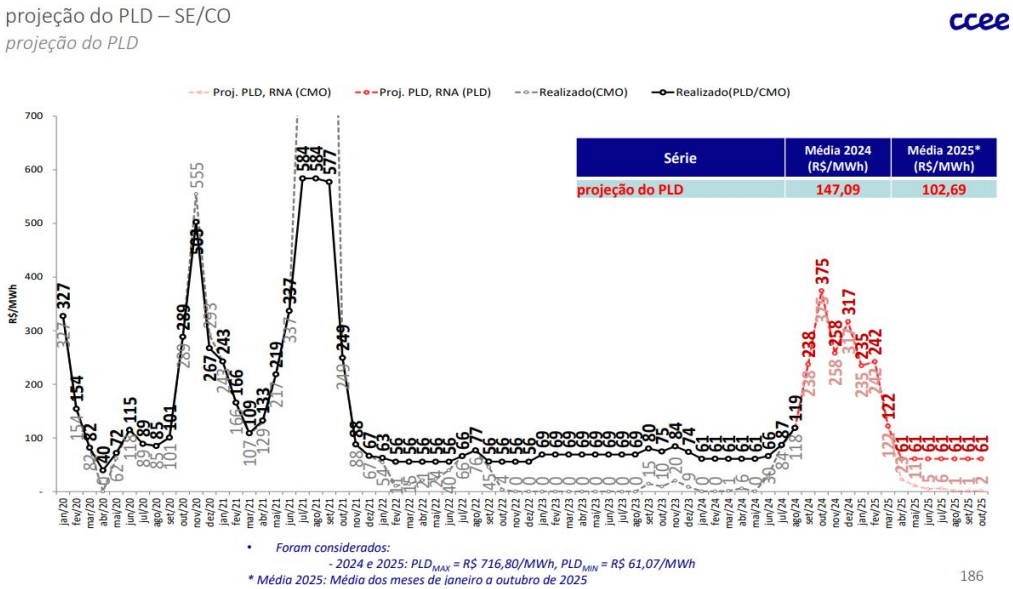
Análise da FCF do DECOMP – 3ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a terceira semana operativa, que corresponde ao período de 14 a 20 de setembro de 2024. Apesar da entrada do modelo DESSEM, continuaremos disponibilizando em caráter informativo os valores obtidos com base na FCF do modelo DECOMP. Ressaltamos que esses resultados não possuem valor comercial, e destacamos que não aplicamos os limites de PLD mínimo e máximo nos valores apresentados na Tabela 2 com o intuito de apresentar de maneira mais detalhada o comportamento da FCF do modelo DECOMP. A aplicação dos limites mínimo e máximos ocorre apenas após o processamento do modelo DESSEM.

Tabela 3 – FCF do modelo DECOMP (em R$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	271,91	271,91	271,91	271,91
Média	266,73	266,73	266,73	266,73
Leve	263,26	263,26	263,26	263,26
Média semanal	266,31	266,31	266,31	266,31

Ademais, conforme pode ser observado no gráfico abaixo, disponível no arquivo ENCONTRO PLD (https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld), há uma variabilidade bastante elevada do PLD.



Tendo toda a explanação acima em mente, reforça-se que a contratação de termelétricas para reserva de capacidade é essencial para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico. Elas oferecem flexibilidade operacional, permitindo resposta rápida à demanda e estabilização da rede, além de reduzir a dependência de hidrelétricas em períodos de escassez hídrica.

Em complemento à argumentação exposta, encaminhamos a Carta - ONS DGL 1174/2024 (0942649), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que traz os estudos que subsidiam a matéria.

d) **Ainda segundo a área técnica do TCU, considerando todos os cenários e o baixo risco de sucesso judicial da Âmbar em caso de judicialização do contrato, a pior hipótese traria um resultado médio de R$ 9,7 bilhões, muito próximo ao valor de execução proposto no acordo, de R$ 9,5 bilhões. Considerando a baixa probabilidade de sucesso judicial da Âmbar e o pior cenário traçado, o que justificaria a celebração de acordo tão desvantajoso para a Administração Pública? Apresentar todos os estudos e documentos que subsidiaram**

a decisão.

DPSE/SNEE: Conforme apontado anteriormente, o processo ainda não foi finalizado, o que significa que ainda há espaço para alteração de seus termos, dependo dos possíveis apontamentos do TCU. Contudo, releva mencionar que a Consultoria-Geral da União, por meio do PARECER n. 00019/2023/DEAEX/CGU/AGU, autorizou a celebração do acordo inicialmente proposto por esta Pasta, com o aval de sua Consultoria Jurídica do MME e da Aneel.

e) **Apresentar os termos do acordo, ainda mantidos em sigilo, a despeito da orientação contrária da área técnica do TCU que concluiu em sua análise no âmbito do TC 031.368/2022-0: "entende-se não haver razão para sigilo dos termos do referido Acordo (peça 42), tendo em vista: i) o ato já ser válido, mesmo que ineficaz, pois já concluiu o ciclo de formação, mesmo que não produza efeitos ainda; e ii) os termos são de conhecimento da empresa, que inclusive já o assinou". Em caso de negativa, apresentar fundamentação jurídica para tanto.**

DPSE/SNEE: Registre-se, uma vez mais, que o processo administrativo que trata do acordo entre a União e a Âmbar Energia somente será finalizado com a vigência do ajuste, não sendo possível prever seu desfecho, porquanto se encontra em fase instrutória.

Conforme assinalado no Quesito 1, "a", supra, o termo de autocomposição terá sua publicidade assegurada após a eventual ratificação da solução consensual pelo TCU, ocasião em que o ato processual adquirirá o traço da definitividade. Por expressa previsão constante do instrumento, enquanto submetido ao órgão de controle externo, não se tem por definitivamente concluída a tentativa de acordo, vale dizer, encontra-se em maturação, devendo os seus termos permanecer sob o resguardo da confidencialidade inerente à toda solução consensual (art. 166, do Código de Processo Civil - CPC). Em síntese, a publicidade do termo de autocomposição submete-se a regime diferenciado, que conjuga a regra do art. 166 e seu §1º, c.c. art. 7º, §3º, da Lei nº 12.527, de 18 de novembro de 2011, e sem prejuízo da preservação, quando for o caso, da restrição de outras informações constantes do processo que estejam submetidas a outras modalidades de sigilo legal ou restrição de acesso.

f) **O acordo objeto do TC 031.368/2022-0 já está válido ou pendente de alguma condição de eficácia, como deliberação pela AGU?**

DPSE/SNEE: O Acordo de repactuação está pendente de eficácia até o dia 1º de novembro de 2024, data em que poderá entrar em vigor, caso não haja postergação de sua vigência, situação que já ocorreu 2 vezes em 2024. É importante ressaltar que as eventuais recomendações do Tribunal de Contas da União (TCU) serão acatadas integralmente e que não há pendências de manifestação por parte da Advocacia-Geral da União (AGU) ou da Aneel.

g) **Há algum precedente, no âmbito do MME, em que a contratação de energia de fonte "nova", como no caso das Usinas construídas pela Âmbar, foi alterada para que houvesse o atendimento do contrato por meio de fonte pré-existente? Em caso positivo, apresentar detalhes dos episódios.**

DPSE/SNEE: Sim, existe o caso deliberado pela Aneel, que culminou na expedição da Resolução Autorizativa nº 14.940, de 17 de outubro de 2023, em que a Agência permitiu que as usinas termelétricas Camaçari Muricy II e Pecém II fossem instaladas nos locais onde anteriormente estavam as UTEs Termomanaus e Pau Ferro I. O Voto condutor desta decisão segue em anexo.

h) **Há algum precedente em que, a despeito de testes de disponibilidade apresentarem resultado aquém dos dos valores mínimos exigidos pelas normas vigentes da Agência, a ANEEL tenha os considerando suficiente para atestar a capacidade operacional das Usinas da Âmbar? Em caso positivo, apresentar os casos e documentação comprobatória.**

DPSE/SNEE: O tema foi respondido pela Aneel no Ofício nº 98/2024-AID/ANEEL (SEI nº 0953399), não havendo necessidade de complementação.

i) **Considerando que os testes de flexibilização realizados pela ANEEL consideraram um cenário em que a Âmbar já estava inadimplente com a CCEE, portanto realizado de maneira restrita aos aspectos comerciais, por que razão os aspectos técnicos não foram levados em consideração, já que havia a perspectiva de um acordo para a manutenção do contrato e fornecimento da energia contratada? apresentar documentos comprobatórios.**

DPSE/SNEE: O tema foi respondido pela Aneel no Ofício nº 98/2024-AID/ANEEL (SEI nº 0953399), não havendo necessidade de complementação.

2.2. Quanto ao item 2), alíneas "a" a "h", informamos que não se tratam de assuntos de competência desta SNEE.

2.3. Quanto ao item 3), alíneas "a" a "f", por se tratarem de temas relacionados à Aneel, encaminhamos o Ofício nº 98/2024-AID/ANEEL (SEI nº 0953399) e seu anexo "Lista de Presença" (SEI nº 0953400) e informamos que os assuntos abordados foram integralmente respondidos.

3. ENCAMINHAMENTO

3.1. Diante do exposto, sugere-se o encaminhamento desta Nota Informativa, juntamente com os anexos nela citados, à Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos desta Pasta, para subsidiar resposta ao Requerimento de Informação

(RIC) nº 2.662/2024 (0943846), de autoria da Deputada Federal Adriana Ventura (NOVO/SP).

3.2. À consideração superior.

Anexos: I - Carta - ONS DGL 1174/2024 (SEI nº 0942649);
II - Ofício nº 98/2024-AID/ANEEL (SEI nº 0953399);
III - Anexo "Lista de Presença" (SEI nº 0953400);
IV - Voto condutor da decisão constante da Resolução Autorizativa nº 14.940 (0954943); e
V - InfoPLD Nº 677 (SEI nº 0955971).

Documento assinado eletronicamente por **Felipe Moraes De Souza Cortes Lopes**, **Assistente**, em 19/09/2024, às 09:54, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Flávia Souza Ramos dos Guaranys**, **Coordenador(a)**, em 19/09/2024, às 09:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Frederico de Araujo Teles**, **Diretor(a) do Departamento de Políticas Setoriais**, em 19/09/2024, às 10:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0950156** e o código CRC **DA237D49**.

Referência: Processo nº 48300.000937/2024-11 SEI nº 0950156

Ao Senhor
Gentil Nogueira de Sá Júnior
MME - Ministério das Minas e Energia
Secretário Nacional de Energia Elétrica

Assunto: Resposta ao Ofício nº 17/2024/DPSE/SNEE-MME

Prezado Senhor,

1. Faço referência ao **Ofício nº 17/2024/DPSE/SNEE-MME**, por meio do qual essa Secretaria solicita ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS):

   a) *"o encaminhamento do último estudo atualizado sobre necessidade de energia e potência no horizonte do contrato (1°/9/2024 a 31/12/2031), considerando o horizonte de competência de cada instituição;"*
   b) *"para o estudo indicado em a), favor esclarecer eventuais impactos com e sem a disponibilidade da usina termelétrica abrangida pelo acordo encaminhado ao ONS, por meio do Ofício nº 9/2024/DPSE/SNEE-MME (SEI nº 0906500);"*
   c) *"o encaminhamento do estudo de necessidade de energia e potência que suportou as conclusões das correspondências CARTA CTA ONS DGL 1038 e 850, ambas de 2024; e,"*
   d) *"para o item c), esclarecer se houve mudança nas conclusões, em especial considerando as conclusões da última reunião do CMSE, realizada em 7/8/2024, que apontaram a possibilidade de invasão da reserva operativa do sistema, para atendimento da ponta, nos meses de outubro e novembro."*

2. Item a) "o encaminhamento do último estudo atualizado sobre necessidade de energia e potência no horizonte do contrato (1°/9/2024 a 31/12/2031), considerando o horizonte de competência de cada instituição"

   2.1. Sob o ponto vista conjuntural (seis meses a frente), fazemos referência ao estudo prospectivo apresentado na 294ª Reunião Ordinária do CMSE, realizada em 7/8/2024, cujos resultados da avaliação energética indicaram, para o cenário inferior de vazões, redução dos armazenamentos até o final de 2024, conforme mostrado na Figura 1, porém sem expectativa de atingimento das Curvas Referenciais de Armazenamento – Cref. Com relação ao atendimento aos requisitos de potência, na condição de demandas elevadas, associadas a um baixo desempenho da geração eólica e hidrologia desfavorável (cenário inferior), há projeção de esgotamento dos recursos

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

para atendimento à ponta de carga no mês de outubro de 2024 e invasão da reserva operativa (RO) nos meses de novembro e dezembro de 2024, conforme mostrado na Figura 2.

Figura 1- Estudo Conjuntural: Evolução do Armazenamento do SE/CO

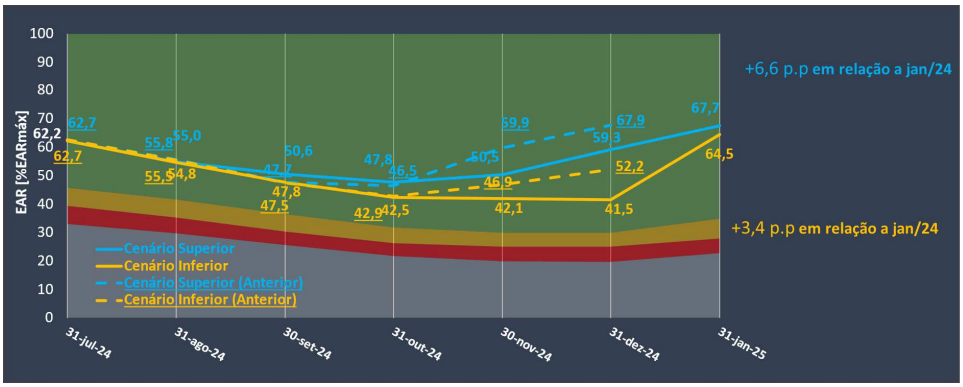
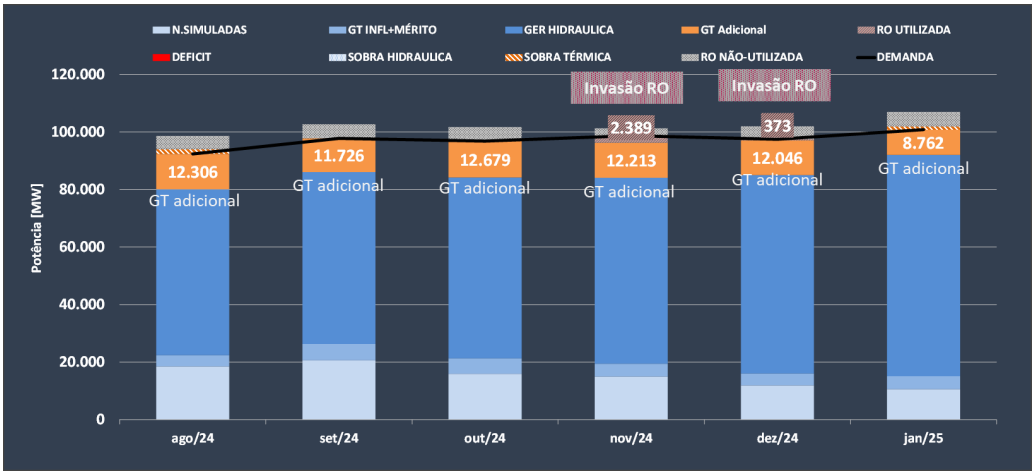


Figura 2- Balaço de Potência do SIN para a Hora Crítica



2.2. Sob o ponto de vista estrutural, referenciamos aos estudos avaliação das condições de atendimento aos critérios de suprimento do SIN, constantes no Plano da Operação Energética de 2024 – PEN 2024, cujo horizonte é 2025/2028 e será publicado no mês de setembro de 2024. Tais avaliações seguem as diretrizes da Resolução CNPE nº 29/2019 e da Portaria MME nº 59/2020, que definem que o atendimento à energia se baseia no valor esperado condicionado a determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de energia (CVaR da Energia Não Suprida) e do Custo Marginal de Operação (CVaR do CMO). O atendimento à potência é medido pela probabilidade de perda de carga - LOLP e pelo valor esperado condicionado a determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de potência (CVaR da Potência Não Suprida).

2.3. A Tabela 1 apresenta os resultados da estimativa do CVaR1% da Energia Não Suprida. O valor de referência para o atendimento ao critério é de 5% da carga de energia.

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

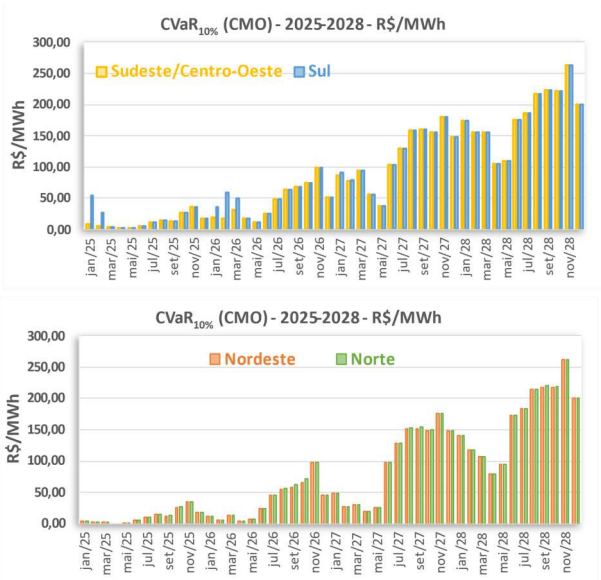
Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

Tabela 1 – $CVaR_{1\%}$(ENS)[% da Demanda por Energia]

	2025	2026	2027	2028
SUDESTE/CENTRO-OESTE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SUL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NORDESTE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NORTE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SIN	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

2.4. A Figura 3 apresenta os resultados da estimativa do CVaR10% do Custo Marginal de Operação. O valor de referência para o atendimento ao critério é de R$ 800,00/MWh.

Figura 3- $CVaR_{10\%}$ (CMO), por subsistema.



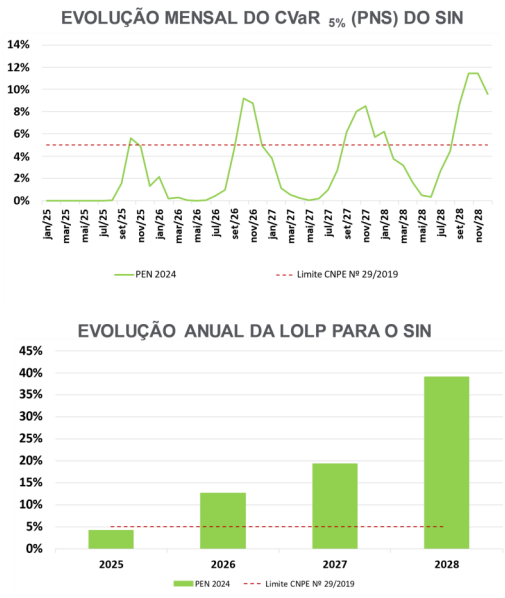
2.5. Dos resultados apresentados na Tabela 1 e na Figura 3, pode-se observar que os critérios de atendimento à carga de energia estão plenamente atendidos ao longo do horizonte de análise.

2.6. Em relação aos critérios de suprimento de potência, é apresentado na Figura 4 a evolução temporal da estimativa de CVaR5% da Potência Não Suprida e da LOLP, ambas tendo como limite de atendimento o valor de 5%.

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

Figura 4- Critérios de atendimento a potência



2.7. Da Figura 4 observa-se que há violação do critério de CVaR5% de Potência Não Suprida em todos os anos do horizonte de avaliação e do critério da LOLP a partir de 2026. As estimativas dos montantes adicionais necessários para que tais critérios sejam atendidos são apresentados na Tabela 2. Os valores abaixo são cumulativos, ou seja, dos 8.370 MW necessários em 2028, 4.439 MW já teriam sido disponibilizados ao sistema em anos anteriores.

Tabela 2 – Oferta adicional para atendimento dos critérios de suprimento de potência

2025	2026	2027	2028
657	4.439	4.109	8.370

3. Item b) "*para o estudo indicado em a), favor esclarecer eventuais impactos com e sem a disponibilidade da usina termelétrica abrangida pelo acordo encaminhado ao ONS, por meio do Ofício nº 9/2024/DPSE/SNEE-MME (SEI nº 0906500)*"

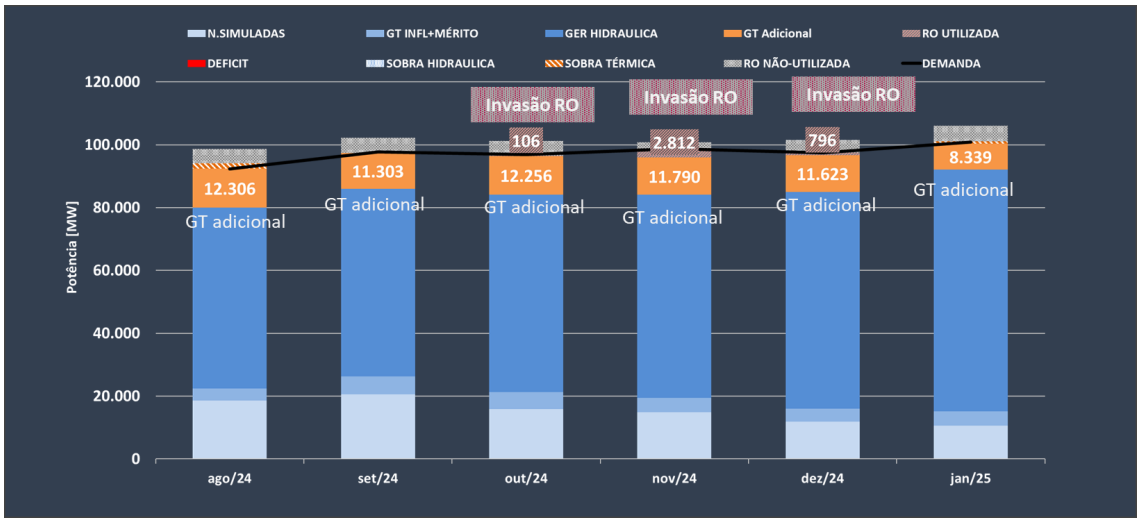
3.1. Esclarecemos que a disponibilidade da UTE Cuiabá foi representada em todos os anos do estudo, tanto na avaliação conjuntural quanto na estrutural, considerando os dados que constam no Termo de Autocomposição para Execução dos Contratos de Energia de Reserva nos 448/21, 449/21, 453/21, 458/21, 459/2021 e 460/2021, decorrentes do Procedimento Competitivo Simplificado nº 01/2021. Sua disponibilidade é de 423 MWmed, com inflexibilidade nula, para um CVU estrutural de R$ 616,03/MWh. Cabe ressaltar que, conforme Ofício nº 19/2024/SNEE-MME, o início da vigência do acordo relativo aos Contratos de Energia de Reserva firmados com a Âmbar Energia foi prorrogado para o dia 30/08/2024.

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

3.2. Considerando uma sensibilidade em que a UTE Cuiabá não fosse representada nas avaliações, sob o horizonte conjuntural não há impacto nos resultados da avaliação energética, porém é observada maior intensidade na invasão da reserva operativa (RO) nos meses de novembro e dezembro de 2024 na condição de demandas elevadas, associadas a um baixo desempenho da geração eólica e hidrologia desfavorável, além de uma invasão de reserva operativa no mês de outubro, conforme apresentado na Figura 5.

Figura 5- Balaço de Potência do SIN para a Hora Crítica, sem a UTE Cuiabá



3.3. Em relação ao horizonte estrutural, os critérios de atendimento de energia continuariam sendo atendidos, porém as violações dos critérios de potência seriam mais intensas. Para esta sensibilidade, a oferta adicional (cumulativa) necessária para o atendimento aos critérios e potência é apresentada na Tabela 3.

Tabela 3 – Oferta adicional para atendimento dos critérios de suprimento de potência, sem a consideração da UTE Cuiabá

2025	2026	2027	2028
1.080	4.862	4.532	8.793

4. Item c) "*o encaminhamento do estudo de necessidade de energia e potência que suportou as conclusões das correspondências CARTA CTA ONS DGL 1038 e 850, ambas de 2024*"

4.1. Sob o ponto vista conjuntural, as conclusões da Carta CTA-ONS DGL 1038/2024 foram suportadas pelos estudos apresentados na 293ª Reunião Ordinária do CMSE. Os resultados indicaram redução dos armazenamentos até o início de outubro de 2024, próprio ao período seco nas regiões SE/CO, NE e N, com recuperação dos armazenamentos a partir de outubro de 2024, com o início do período úmido. Com

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.
Anexo Carta - ONS DGL 1174/2024 SEI nº 0942649 (0957936) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 407

relação ao atendimento de potência, os resultados indicaram, para condição de demandas elevadas, associadas a um baixo desempenho da geração eólica e hidrologia desfavorável (cenário inferior), necessidade de geração térmica adicional àquela despachada por mérito, em todo período de estudo. A Figura 6 apresenta a evolução do armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, para os dois cenários de vazões avaliados, e a Figura 7, o balanço para atendimento ao requisito de potência, associado ao cenário inferior de vazões.

Figura 6- Estudo Conjuntural: Evolução do Armazenamento do SE/CO

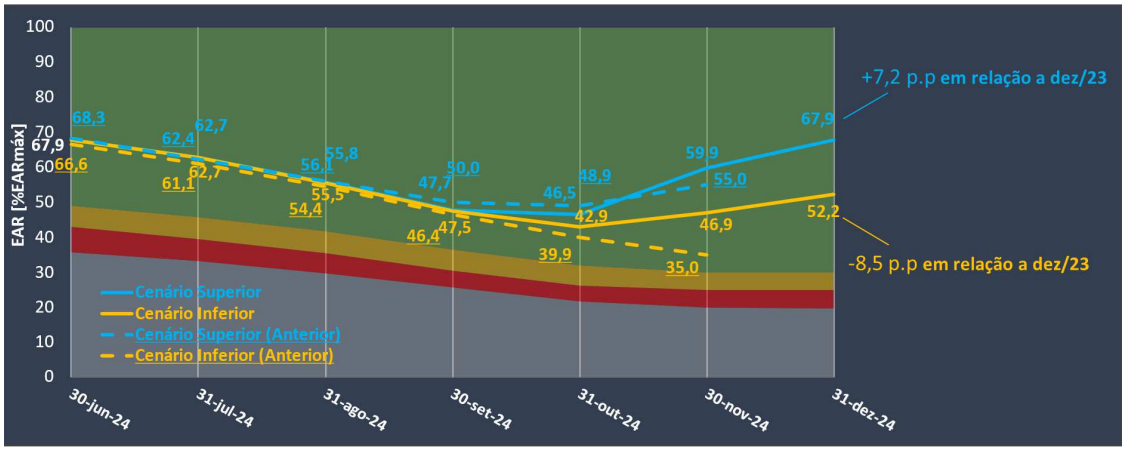
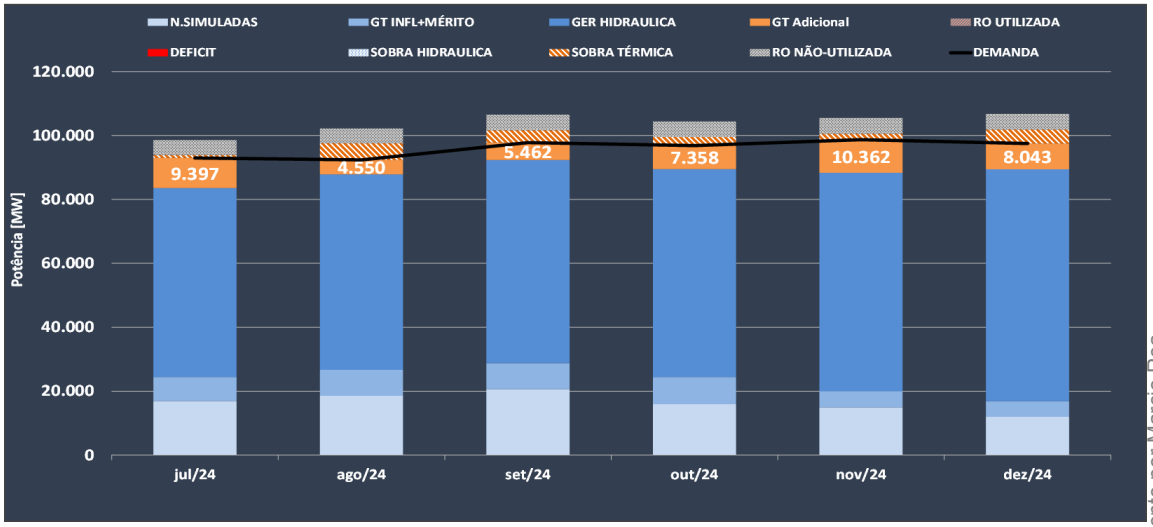


Figura 7 - Balaço de Potência do SIN para a Hora Crítica



4.2. Em relação ao horizonte estrutural, foi realizada uma avaliação dos critérios de garantia de suprimento de energia e potência preconizados pelo CNPE, através da Resolução CNPE 029/2019, baseada na configuração de oferta e carga do Programa Mensal de Operação (PMO) de janeiro de 2024 cujos resultados são apresentados na carta CTA-ONS DGL 0468/2024, de 22 de março de 2024 e aqui replicados para pronta referência.

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

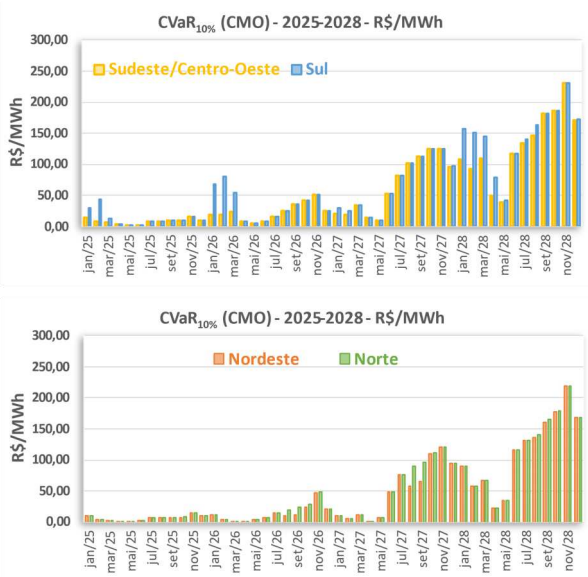
Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

4.3. Sob o ponto de vista energético, a Tabela 4 apresenta os resultados da estimativa do CVaR1% da Energia Não Suprida, e a Figura 8 apresenta os resultados da estimativa do CVaR10% do Custo Marginal de Operação.

Tabela 4 – $CVaR_{1\%}$(ENS)[% da Demanda por Energia]

	2025	2026	2027	2028
SUDESTE/CENTRO-OESTE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SUL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NORDESTE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NORTE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SIN	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Figura 8 - $CVaR_{10\%}$ (CMO), por subsistema.



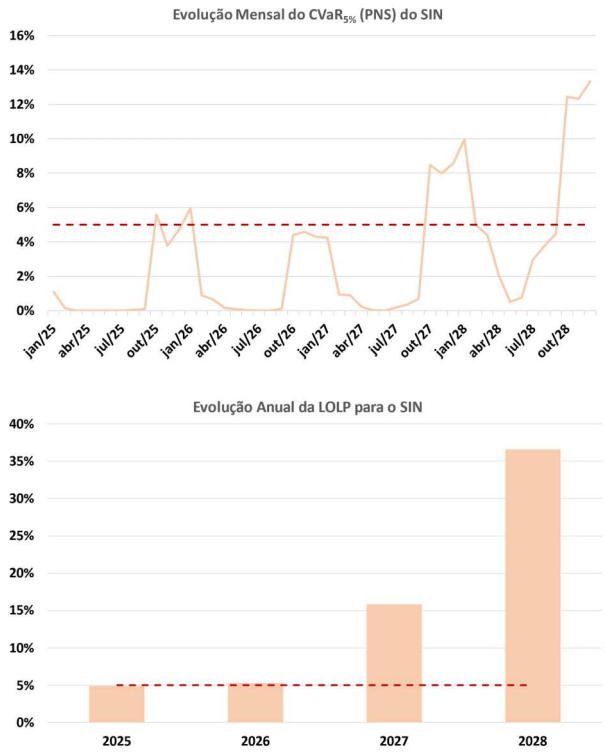
4.4. Dos resultados apresentados na Tabela 4 e Figura 8, verifica-se o atendimento aos critérios de suprimento de energia ao longo do horizonte de análise.

4.5. Com relação a avaliação dos critérios de garantia de suprimento de potência, são apresentados, na Figura 9, a evolução temporal da estimativa de CVaR5% da Potência Não Suprida e da LOLP.

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

Figura 9 - Critérios de atendimento a potência



4.6. Da Figura 9, observa-se que há violação do critério de CVaR5% de Potência Não Suprida a partir de outubro/2025, e do critério da LOLP a partir de 2026. As estimativas dos montantes adicionais necessários (cumulativos) para que tais critérios sejam atendidos são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Oferta adicional para atendimento dos critérios de suprimento de potência

2025	2026	2027	2028
599	1.056	3.951	9.561

4.7. Ademais, esclarecemos que a CARTA CTA ONS DGL 0850/2024 respondeu o Ofício nº 9/2024/SNEE-MME, de 06/06/2024, que solicitava apenas o envio do registro histórico do despacho comandado pelo ONS das usinas termelétricas abrangidas pelos acordos consensuais celebrados com BTG e KPS, desde o início de vigência do acordo até 31/05/2024. Tal registro já foi disponibilizado em anexo à Carta CTA ONS DGL 0850/2024.

5. Item d) “para o item c), esclarecer se houve mudança nas conclusões, em especial considerando as conclusões da última reunião do CMSE, realizada em 7/8/2024, que apontaram a possibilidade de invasão da reserva operativa do sistema, para atendimento da ponta, nos meses de outubro e novembro.”

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

5.1. Destacamos que a atualização dos cenários de vazão afluentes às bacias do SIN para a simulação prospectiva que foi apresentada na 294ª Reunião Ordinária do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), do dia 07 de agosto de 2024, apresenta uma importante degradação nos volumes de água, principalmente na bacia do Rio Madeira. Este fato leva a um agravamento na visão do atendimento à demanda de ponta para 2024, em relação ao apontado na Carta CTA-ONS DGL 1038/2024. Desta forma, na atual conjuntura do SIN, há a indicação da possibilidade de esgotamento dos recursos para atendimento à ponta de carga no mês de outubro de 2024 e invasão da reserva operativa (RO) nos meses de novembro e dezembro de 2024, em condições de carga elevada associada a um baixo desempenho das fontes eólicas. Este resultado está apresentado na Figura 2 e pode ser comparado com o resultado apresentado na Figura 7.

Atenciosamente,

Marcio Rea
Diretor-Geral

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

C.c.: Thiago Guilherme Ferreira Prado - EPE

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código AEC7-815D-CBE4-5E76.

PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas ONS. Para verificar as assinaturas clique no link: https://portalassinaturas.ons.org.br/Verificar/AEC7-815D-CBE4-5E76 ou vá até o site https://portalassinaturas.ons.org.br e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: AEC7-815D-CBE4-5E76

Hash do Documento

CA16C404500D0F638B83BE78DADE6B0DD6805879051D4C3E36FB090BA8B80048

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 19/08/2024 é(são) :

☑ Marcio Rea - 060.294.818-51 em 19/08/2024 16:26 UTC-03:00
Tipo: Certificado Digital

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DESPACHO

Processo nº: 48300.000937/2024-11

Assunto: Requerimento de Informação (RIC) nº 2.662/2024 (0943846).

Interessado: ASSESSORIA DE ASSUNTOS PARLAMENTARES E FEDERATIVOS

À Secretaria Nacional de Energia Elétrica.

Em atenção ao Despacho ASPAR (0944075), de 22/08/2024, encaminho a Nota Informativa nº 14/2024/CGDE/DPSE/SNEE (0950156), a Carta - ONS DGL 1174/2024 (0942649), o Ofício nº 98/2024-AID/ANEEL (0953399) e seu anexo "Lista de Presença" (0953400), e o Voto condutor da decisão constante da Resolução Autorizativa nº 14.940 (0954943), que apresentam os elementos necessários para resposta ao Requerimento de Informação (RIC) nº 2.662/2024 (0943846), de autoria da Deputada Federal Adriana Ventura (NOVO/SP) e outros, que "*Requer informações ao Ministro de Minas e Energia sobre tratativas e negociações da pasta e da Agência Nacional de Energia Elétrica com empresas do Grupo J&F*".

Respeitosamente,

(assinado eletronicamente)
FREDERICO DE ARAUJO TELES
Diretor do Departamento de Políticas Setoriais

Documento assinado eletronicamente por **Frederico de Araujo Teles**, **Diretor(a) do Departamento de Políticas Setoriais**, em 19/09/2024, às 10:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0954288** e o código CRC **E5803E44**.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DESPACHO

Processo nº: 48300.000937/2024-11

Assunto: **Requerimento de Informação nº 2.662/2024.**

Interessado: ASSESSORIA DE ASSUNTOS PARLAMENTARES E FEDERATIVOS

À Secretaria Executiva - SE,

À Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos - ASPAR,

1. Em atenção ao Despacho ASPAR SEI nº 0944075, que trata do Requerimento de Informação nº 2.662/2024, da Deputada Federal Adriana Ventura e outros, o qual "*Requer informações ao Ministro de Minas e Energia sobre tratativas e negociações da pasta e da Agência Nacional de Energia Elétrica com empresas do Grupo J&F*", encaminhamos o Despacho CGDE SEI nº 0954288 e a NOTA INFORMATIVA Nº 14/2024/CGDE/DPSE/SNEE, SEI nº 0950156, com os quais concordamos, acompanhados da Carta - ONS DGL 1174/2024 SEI nº 0942649, do Ofício nº 98/2024-AID/ANEEL SEI nº 0953399 e seu anexo Lista de Presença SEI nº 0953400 e o Voto condutor da decisão constante da Resolução Autorizativa nº 14.940 SEI nº 0954943, que apresentam os elementos necessários para subsidiar a resposta ao referido Requerimento de Informação.

Atenciosamente,

Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira de Sá Junior**, **Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 20/09/2024, às 08:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0957125** e o código CRC **DA734208**.

Referência: Processo nº 48300.000937/2024-11 SEI nº 0957125

Lista de Presença - ANEEL (0957762) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 416

LISTA DE PRESENÇA

Interessado: Amazonas - Plano de Transferência.

Assunto: Debate dos termos do plano de transferência da Amazonas Energia.
Processo nº:

Data: 06/09/2024 **Horário:** 10h às 11h. **Local:** Sala 2 da Diretoria

Nome	Cargo/ Instituição	Telefone	E-mail	Assinatura
Ricardo Lavorato Tili	Diretor ANEEL	(61) 2192-8020	Gabinete.tili@aneel.gov.br	
Felipe Gabriel Guimarães de Sousa	Assessor ANEEL	(61) 2192-8374	felipesousa@aneel.gov.br	
Murilo de Almeida Reis	Assessor ANEEL	(61) 2192-8020	muriloreis@aneel.gov.br	
Márcio Zimmermann	Amazonas	[redacted]	[redacted]	
Maria do Socorro	Amazonas			
Marcelo Zanatta	Âmbar			
Cristiano Souza	Âmbar			

48575.004547/2024-00

MEMÓRIA DE REUNIÃO

(em atendimento ao Decreto nº 4.334, de 12 de agosto de 2002)

Interessados: Amazonas Energia e pretensos novos controladores

Assunto: Plano de Transferência nos termos do art. 2º da Medida Provisória nº 1.232, de 2024 (48500.000417/2019-86)

Data: 06/09/2024 **Local**: Sala 2 **Hora**: 10:00h

Reunião, a pedido do Diretor Ricardo, com a Amazonas Energia e seu pretenso novo controlador, para tratar das condições necessárias à transferência do controle societário, da Amazonas Energia, nos termos do art. 2º da Medida Provisória nº 1.232, de 2024.

Sem mais a tratar, a reunião foi encerrada.

FELIPE GABRIEL GUIMARÃES DE SOUSA
Assessor de Diretoria

MEMÓRIA DE REUNIÃO

Data: 15 de agosto de 2024
Horário: 11h
Local: Online - Microsoft Teams
ASSUNTO: Amazonas Energia

Os servidores da SFF solicitaram esclarecimentos acerca da modelagem econômico-financeira entregue à SFF/ANEEL, e foram atendidos pelos representantes da Amazonas Energia.

O representantes da Âmbar foram informados pela SFF sobre a ausência de documentos, dentre os já entregues, necessários à transferência de controle, nos termos do Módulo III da Resolução Normativa nº 948, de 2021, que afirmaram que iriam providenciar.

Registrou-se quanto à condição de equacionamento da dívida prevista na Medida Provisória, que foi confirmado pelos representantes da Âmbar. Ainda, registrou-se quanto à necessidade da modelagem financeira estar adaptada a eventuais alterações das flexibilizações propostas, que estão em avaliação, o que foi confirmado pelos representantes da Amazonas Energia.

Registrou-se, também, quanto à condição disposta na Lei (benefícios à concessão e aos consumidores de energia elétrica e soluções que promovam a redução estrutural dos custos suportados pela CCC, a eficiência e a inclusão energética), tendo os representantes da Âmbar informado que as informações foram encaminhadas pela Carta de SIC 48513.0022255/2024-00.

Os servidores da SCE reforçaram a necessidade de complemento de informações para demonstração da capacidade técnica para adequar o serviço de distribuição, nos termos da Medida Provisória nº 1.232, de 2024, tendo os representantes da Âmbar informado que as informações foram encaminhadas pela Carta de SIC 48513.0022255/2024-00.

Brasília, 15 de agosto de 2024.

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

SGAN Q603 / Módulo I e J
Brasília - DF Brasil
CEP 70830-030
Tel: (61) 312-5600
Fax: (61) 312-5615
http://www.aneel.gov.br

REGISTRO DE AUDIÊNCIA

Nº.....

ASSUNTO TRATADO:	Processo Amazonas Energia		
LOCAL:	**Sala de Reunião 1 SGM/ANEEL - SGAN 603 Módulo J 2º piso**	**DATA:**	**15/07/2024**

PARTICIPANTES:

NOME	EMPRESA	TELEFONE	E-MAIL
Alessandra Cantuária	SGM/ANEEL	(61) 2192-8853	cantuaria@aneel.gov.br
FELIPE ALVES CALABRIA	SGM/ANEEL	61 21928919	FELIPECALABRIA@ANEEL.GOV.BR
Cristiano Luiz de Souza	[illegible]	[redacted]	CRISTIANO.SOUZA@[illegible].com.br
Maria do Socorro Gama da Silva	AME		Socorro.Gama@Amazonasenergia.com.br
Márcio Pereira Zimmermann	AME		marcio@amazonasenergia.com

Base legal: Decreto nº 4.334, de 12 de agosto de 2002 - Dispõe sobre as audiências concedidas a particulares por agentes públicos em exercício na Administração Pública Federal direta, nas autarquias e fundações públicas federais.

Lista de Presença - ANEEL (0957762) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 419

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

SGAN Q603 / Módulo I e J
Brasília - DF Brasil
CEP 70830-030
Tel: (61) 312-5600
Fax: (61) 312-5615
http://www.aneel.gov.br

REGISTRO DE AUDIÊNCIA

Nº.....

NOTAS DE AUDIÊNCIA:

ITEM	ANOTAÇÃO DA ANEEL REFERENTE AO ASSUNTO TRATADO
	FOI TRATADO DE ASPECTOS PROCESSUAIS REFERENTE À INSTRUÇÃO DA MEDIDA PROVISÓRIA Nº 1232/2024.

MEMÓRIA DE REUNIÃO

Data: 19 de julho de 2024
Horário: 11h
Local: Sala de Reunião da SFF
ASSUNTO: Amazonas Energia

O Sr. Cristiano Souza, representante da Ambar Energia; o Sr. Marcio Zimmerman e a Sra. Maria do Socorro G. da Silva, representantes da Amazonas Energia solicitaram esclarecimentos acerca dos itens 5, 6 e 7 do Ofício Conjunto nº 292/2024 – SCE-SFF-STR/ANEEL, de 17 de julho de 2024[1], no que foram atendidos pelos servidores da SFF, SCE e da STR presentes na reunião.

Brasília, 19 de julho de 2024.

[1] 48536.004124/2024-00

Número: 48500.002095/2024-77 Documento: 0957762 SEI nº 0957762

LISTA DE PRESENÇA

Interessado: Amazonas Energia

Assunto: Conversão dos contratos originais em Contratos de Energia de Reserva, nos termos do art. 1º da Medida Provisória nº 1232/2024.

Processo nº: 48500.002095/2024-77

Data: 15/07/2024 **Horário:** 14h00 **Local:** Sala 4 da Diretoria

Nome	Cargo/ Instituição	Telefone	E-mail	Assinatura
Benny da Cruz Moura	Assessor/ANEEL	(61)219-28592	bennymoura@aneel.gov.br	
Felipe Maruff Dib	Assessor/ANEEL	(61)2192-8944	felipedib@aneel.gov.br	
Marcela de Marchi Dias	Estagiario/ANEEL	—	[redacted]	Marcela de Marchi Dias
CRISTIANO SOUZA	AMBAR	[redacted]	cristiano.souza@ambarenergia.com.br	
Maria do Socorro Gama da Silva	AME		Socorro.Gama@amazonasenergia.com	
Marcio Pereira Zimmermann	AME		marcio.z@amazonasenergia.com	

Lista de Presença - ANEEL (0957762) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 422

MEMÓRIA DA REUNIÃO

Interessado: Amazonas Energia

Assunto: Conversão dos contratos originais em Contratos de Energia de Reserva, nos termos do art. 1º da Medida Provisória nº 1232/2024.

Processo nº: 48500.002095/2024-77

Data: 15/07/2024 **Horário:** 14h00 **Local**: Sala 4 da Diretoria

Os representantes da empresa fizeram breve apresentação sobre o assunto e se colocaram à disposição para eventuais dúvidas que surjam.

Benny da Cruz Moura.

Assessor da Diretoria

MEMÓRIA DE REUNIÃO

Data: 11 de junho de 2024
Horário: 16h00
Local: Sala 2 Diretoria
ASSUNTO: UTE Candiota III – Cobrança de ICMS – CDE carvão.

Os representantes da UTE Candiota III informaram ter contribuído na Consulta Pública referente ao pagamento de CDE sobre o impacto da alteração de legislação de ICMS no estado do RS.

Com a alteração legislativa, houve aumento do custo do carvão e a UTE Candiota III não está recebendo o reembolso referente a esse aumento.

O pedido com todos os dados já foi encaminhado para ANEEL e está em análise na SFF.

Informaram também sobre um segundo pleito referente ao estoque de carvão. SFF e SGM informaram que também estão analisando esse pedido.

Sem mais a tratar, a reunião foi encerrada.

Brasília, 11 de junho de 2024.

Assessoria do Diretor-Geral

Gabinete do Diretor-Geral **Sandoval de Araújo Feitosa Neto**

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Lista de Presença - ANEEL (0957762) SEI 48300.000937/2024-11 / pg. 425

LISTA DE PRESENÇA

(em atendimento ao Decreto nº 4.334, de 12 de agosto de 2002)

Data: 11/06/2024 Local: Sala de reunião nº 1 da Diretoria Hora: 16:00hs

Assunto: CDE - carvão Cobrança de ICMS

Nome	Empresa	Telefone	e-mail	Rubrica
Sandoval de Araújo Feitosa Neto	DIR/ANEEL	(61) 2192-8805	sandoval@aneel.gov.br	
Júlio César Rezende Ferraz	GDG/ANEEL	(61) 2192-8333	julioferraz@aneel.gov.br	
ANDRÉ PATRON	GDG	61 21928613	patron@aneel.gov.br	
Alexandre Calos	SFF	61 2192 812	alexandrecalos@aneel.gov.br	
Rodrigo Coelho	SFF	61 2192 8969	rodrigocoelho@aneel.gov.br	
FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS	STR	8279	flavialis@aneel.gov.br	
Cristiano Luiz de Souza	Âmbar	[redacted]	CRISTIANO-SOUZA@ambarenergia.com.br	
MARCELO ZANATTA ESTEVAM	ÂMBAR		MARCELO.ZANATTA@AMBARENERGIA.COM.BR	
Alexandre Santana	SGM	(61) 2192-8853	santana@aneel.gov.br	
Aymoré de Castro Alvim Jr.	SGM	(61) 2192-8853	aymore@mme.gov.br	
Acácio Nascimento	SGM	(61) 21928098	acacio@aneel.gov.br	

O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD passou a ser calculado oficialmente para cada submercado em base horária, conforme proposto pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP e definido pela Portaria MME 301/2019. Para a obtenção de uma maior granularidade na formação do PLD, foi adicionado à cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM.

A publicação deste boletim tem por intuito apresentar a evolução do PLD em granularidade horária do modelo DESSEM que, a partir de 1º de janeiro de 2021, passou a ser calculado e divulgado diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Além disso, também são apresentadas as principais alterações na Função de Custo Futuro – FCF do modelo DECOMP que será utilizada pelo modelo DESSEM.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação - CMO[1] e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

PLD – 2ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM para o mês de setembro de 2024.

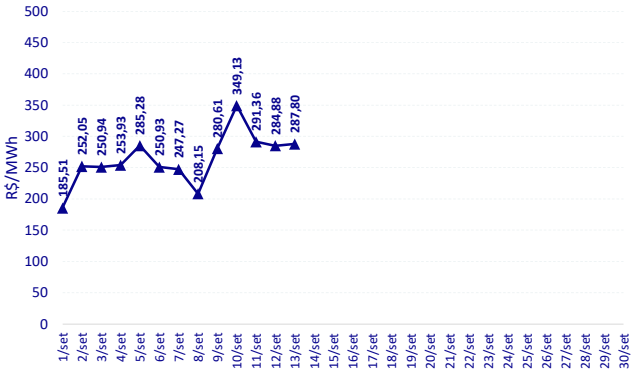


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 7 a 13 de setembro de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

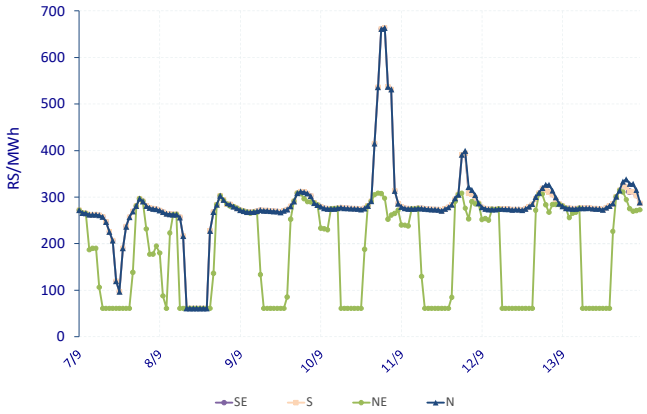


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

A Tabela 1 abaixo apresenta a média semanal da segunda semana operativa para o PLD publicado em granularidade horária.

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a segunda semana operativa de setembro (em R$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
278,46	278,48	185,82	279,40

Analisando o balanço energético resultante do modelo DESSEM para a semana operativa, a Tabela 2 apresenta as médias semanais, em MWmédios, de cada fonte de geração e da demanda do SIN, além da respectiva porcentagem de geração por fonte. Destacamos que os valores de carga consideram o consumo para bombeamento (usinas elevatórias) indicado pelo modelo.

Tabela 2 – Média semanal das gerações por fonte e da demanda do SIN

	Demanda	PCT	PCH	EOL	UFV	GH	GT	MMGD
MWmed	80.888	4.262	1.871	19.520	4.201	36.580	9.877	4.576
%	100%	5%	2%	24%	5%	45%	12%	6%

No Gráfico 3 é apresentado o balanço energético para o Sistema Interligado Nacional – SIN considerando os resultados de geração por fonte conforme apontado pelo modelo DESSEM, para o período de 7 a 13 de setembro de 2024.

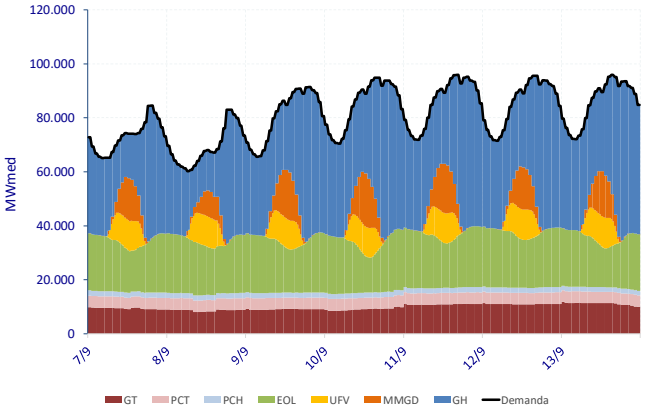


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

[1]**Custo Marginal de Operação - custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.**

Durante a segunda semana operativa não foi necessário acionamento dos níveis de contingência para convergência do modelo DESSEM nos casos ONS e CCEE.

Análise da FCF do DECOMP – 3ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a terceira semana operativa, que corresponde ao período de 14 a 20 de setembro de 2024. Apesar da entrada do modelo DESSEM, continuaremos disponibilizando em caráter informativo os valores obtidos com base na FCF do modelo DECOMP. Ressaltamos que esses resultados não possuem valor comercial, e destacamos que não aplicamos os limites de PLD mínimo e máximo nos valores apresentados na Tabela 2 com o intuito de apresentar de maneira mais detalhada o comportamento da FCF do modelo DECOMP. A aplicação dos limites mínimo e máximos ocorre apenas após o processamento do modelo DESSEM.

Tabela 3 – FCF do modelo DECOMP (em R$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	271,91	271,91	271,91	271,91
Média	266,73	266,73	266,73	266,73
Leve	263,26	263,26	263,26	263,26
Média semanal	266,31	266,31	266,31	266,31

A Tabela 4 traz a comparação entre a FCF média da segunda e da terceira semana de setembro.

Tabela 4 – Comparação entre a FCF da segunda e da terceira semana de setembro (em R$/MWh)

Submercado	FCF		
	2ª sem - set	3ª sem - set	Variação %
SE/CO	276,82	266,31	-3,8%
S	276,82	266,31	-3,8%
NE	276,82	266,31	-3,8%
N	276,82	266,31	-3,8%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 14 a 20 de setembro, apresentaram variações de -3,8%, fechando a R$ 266,31/MWh em todos os submercados.

Para setembro de 2024, espera-se que as afluências fechem em torno de 49% da MLT para o sistema, sendo 48% no Sudeste; 53% no Sul; 42% no Nordeste e 49% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.448 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 1.264 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 158 MWmédios no submercado Sul, -266 MWmédios no submercado Nordeste e 292 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.424 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -616 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -430 MWmédios no submercado Sul, -362 MWmédios no submercado Nordeste, -16 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para os anos de 2023 e 2024 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

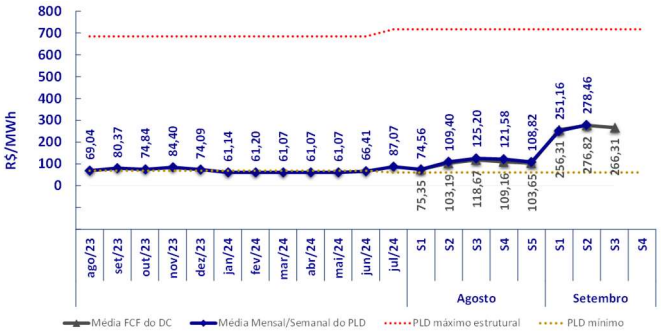


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R$/MWh)

DECOMP

A partir de 1º de janeiro de 2021, o modelo DECOMP passou a ser utilizado oficialmente como FCF de curto prazo para o modelo DESSEM, o qual passou a determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, minimizando o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um dos resultados do modelo DECOMP é o Custo Marginal de Operação – CMO, que apresenta indicativos do possível comportamento esperado posteriormente pelo modelo DESSEM.

Entre as variáveis que influenciam os resultados do modelo DECOMP destacam-se a ENA média para acoplamento com o NEWAVE, o armazenamento inicial e a carga.

Energia Natural Afluente - ENA

No Gráfico 5 é apresentada a expectativa de ENA no SIN a cada revisão do mês.

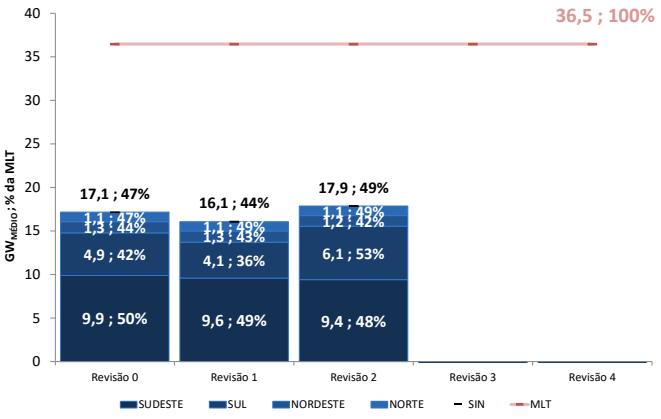
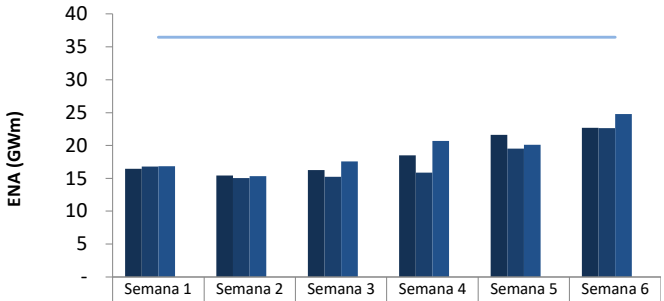


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

No Gráfico 6 é apresentada a abertura da expectativa de ENA no SIN por semana operativa ao longo de cada revisão do mês.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.



	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5	Semana 6
Revisão 0	16,42	15,43	16,24	18,47	21,63	22,67
Revisão 1	16,79	15,06	15,24	15,88	19,50	22,63
Revisão 2	16,83	15,31	17,57	20,68	20,10	24,77
Revisão 3	-	-	-	-	-	-
MLT	36,46	36,46	36,46	36,46	36,46	36,46

Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde agosto de 2024. Para agosto, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 22.700 MWmédios. Já para setembro, os valores de afluências ficaram próximos aos 21.800 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 23.000 MWmédios.

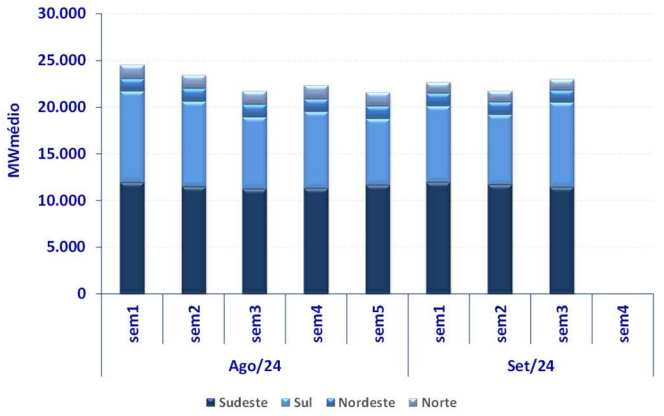


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN – agosto e setembro de 2024

O Gráfico 8 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na terceira semana operativa de setembro.

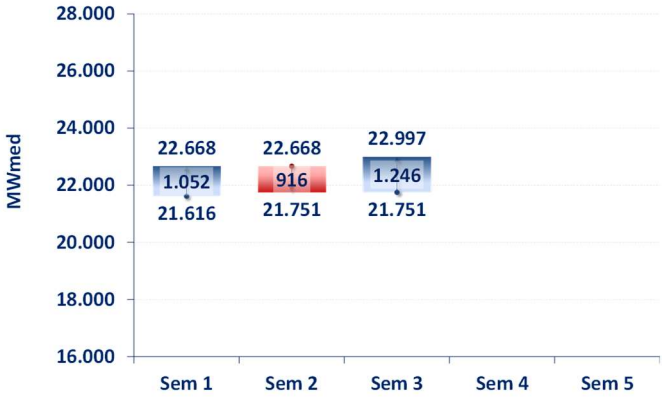


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 5 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento entre a segunda e a terceira semana de setembro considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 5 – ENA de acoplamento média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-261	1.569	-64	2

Armazenamento inicial

O Gráfico 9 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

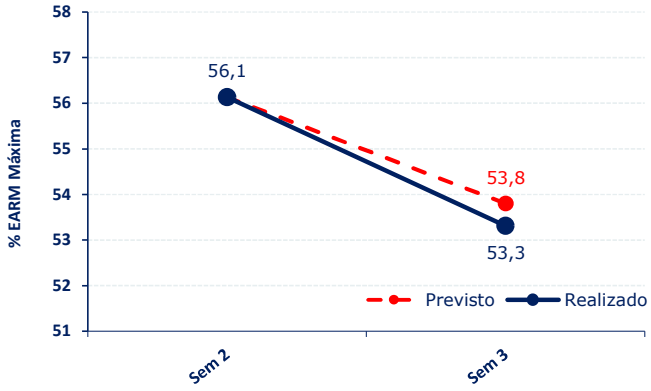


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 53,8% (Energia Armazenada de 157.837 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 53,3% (Energia Armazenada de 156.413 MWmês), o que representou uma queda de -1.424 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a terceira semana operativa de setembro

Submercado	RV2 - previsto		RV2 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	51,7%	106.224	51,4%	105.608	-0,3%	-616
S	57,0%	11.662	54,9%	11.232	-2,1%	-430
NE	53,7%	27.773	53,0%	27.411	-0,7%	-362
N	77,4%	12.178	77,3%	12.162	-0,1%	-16
SIN	53,8%	157.837	53,3%	156.413	-0,5%	-1.424

Carga - DECOMP

O Gráfico 10 apresenta a variação da carga prevista para a terceira semana de setembro.

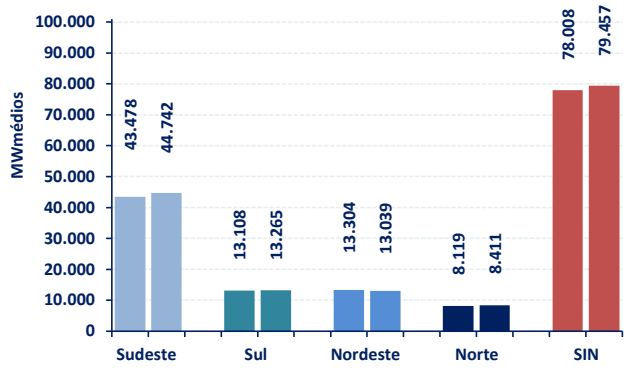


Gráfico 10 - Carga no SIN

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a terceira semana operativa de setembro na RV1 de setembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 de setembro (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a terceira semana operativa de setembro.

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
1.264	158	-266	292

No âmbito internacional, nos EUA, o mercado de trabalho não agrícola gerou 142 mil novos postos de trabalho em agosto, ante os 89 mil em julho, cujo número foi revisado para baixo. Os principais aumentos ocorreram no setor de lazer e hospedagem, que acrescentou 46 mil empregos. Além disso, os ganhos médios por hora na Folha de Pagamento Não Agrícola (NFP) aumentaram +0,4% no mês (contra +0,2% em julho) e +3,8% no acumulado de 12 meses. O Índice de Otimismo das Pequenas Empresas da Federação Nacional de Empresas Independentes (NFIB) caiu para +91,2 pontos em agosto (contra +93,7 do mês anterior), destacando-se a queda de 9 pontos nas expectativas de vendas. De acordo com o Federal Reserve (banco central norte-americano), o estoque de crédito dos consumidores cresceu US$ 25,5 bilhões, o que representa um aumento de +1,9% em julho na comparação anual. O Índice de Preços ao Consumidor (CPI) de agosto subiu +0,19% (contra +0,15% no mês anterior), enquanto o núcleo aumentou +0,28% (contra +0,17% em julho). Na comparação anual, o CPI subiu +2,5% e o núcleo +3,2% (contra +2,9% e +3,2%, respectivamente). Algumas categorias que apresentaram queda foram energia (-0,8%), bens duráveis (-0,36%) e carros usados (-1%). Em contraste, a inflação dos serviços aumentou +0,4%, destacando-se o crescimento dos preços das passagens aéreas (+3,9%) e hospedagem (+1,8%). Em agosto, o índice de preços ao produtor (PPI) subiu +0,2% em relação a julho e +1,7% na comparação anual. Excluindo os itens voláteis como alimentos e energia, o índice apresentou um aumento de +0,3% no mês e de +2,4% no acumulado dos últimos doze meses. Na Zona do Euro, o Banco Central Europeu (BCE) decidiu reduzir a taxa de depósitos em 0,25 ponto percentual, para +3,50%. Em julho, a produção industrial registrou uma queda de -0,3% em relação ao mês anterior, com destaque para a redução da produção de bens de consumo durável (-2,80% m/m), bens de capital (-1,60% m/m) e bens intermediários (-1,30% m/m). Na China, em agosto, o Índice de Preços ao Consumidor (IPC) aumentou +0,6% em comparação com o ano passado (contra +0,5% no mês anterior), impulsionado principalmente pelos preços dos alimentos, que aumentaram +2,8% em relação ao ano passado. Na comparação mensal, o IPC desacelerou para +0,4% (contra +0,5% em julho). Por outro lado, o Índice de Preços ao Produtor (IPP) caiu -1,8% em agosto em relação ao ano anterior (contra - 0,8% em julho), refletindo uma desaceleração na inflação dos preços dos alimentos, que recuou -1,3%. Além disso, os preços no setor de manufatura também mostraram uma queda em agosto. No âmbito nacional, o IGP-M desacelerou +0,18% na primeira prévia de setembro, ante +0,33% do mês de agosto. O Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC Fipe) subiu +0,13% na primeira quadrissemana de setembro, ligeiramente inferior à inflação registrada na primeira quadrissemana de agosto (+0,14%), com destaque para os crescimentos da área de saúde (+0,64%) e despesas pessoais (+0,41%). O fluxo pedagiado de veículos pesados, ajustado sazonalmente, recuou -0,4% em agosto em relação a julho, mas ainda apresenta crescimento de +1,7% em médias móveis trimestrais. O setor de serviços cresceu +4,3% em julho em comparação com o mesmo mês do ano passado, impulsionado principalmente pelos setores de informação e comunicação (+9,8%) e por serviços profissionais, administrativos e complementares (+9,1%). Apesar da recuperação do setor de serviços no Rio Grande do Sul após as enchentes de maio, o crescimento foi abaixo da média nacional, com os serviços prestados às famílias e o setor de transportes sendo os mais impactados. Em nível nacional, em julho, o setor de serviços prestados às famílias variou +0,2% m/m e +1,9% a/a, com destaque para os serviços técnicos-profissionais. A atividade de tecnologia da informação subiu +11,8% a/a e +2,8% m/m, considerando o ajuste sazonal. Por outro lado, o transporte terrestre registrou uma queda de -4,2% no comparativo interanual, influenciado pela menor demanda da indústria extrativa e pela redução na produção agrícola. No setor de comércio, em julho, o varejo restrito cresceu +4,4% em comparação ao mesmo mês de 2023, enquanto o varejo ampliado avançou +7,2%. Na análise sazonal, o varejo restrito cresceu +0,6% em julho em relação a junho, e o varejo ampliado permaneceu estável. O segmento sensível à renda subiu +3,3% no comparativo interanual, e o comércio mais sensível ao crédito (excluindo veículos e peças) aumentou +8,4% na mesma base de comparação. Destacou-se o crescimento de 20,3% nas vendas de veículos e peças, impulsionado pelo aumento do financiamento de veículos. Segundo o Relatório Focus, as perspectivas para o PIB em 2024 indicam um crescimento em torno de 2,68%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de setembro de 2024. Em termos mensais, o PMO de setembro indicou uma expectativa de carga no valor de 77.432 MW médios para o SIN, ajustada na 2ª revisão para 79.680 MW médios (+2,9%). Comparando com os valores verificados em setembro de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +8.592 MW médios (+12,1%) e +2.483 (+3,2%) MW médios, respectivamente. A carga de MMGD é de 5.449 MW médios, sendo parte integrante da carga de 79.680 MW médios da 2ª revisão do PMO.

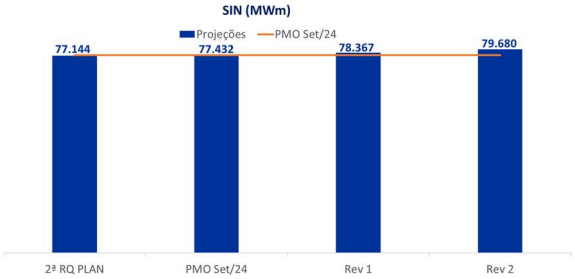


Gráfico 11- Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Setembro.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 2ª revisão do PMO de setembro de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e à 2ª RQ do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões da 2ª revisão com os valores verificados em setembro de 2023, observa-se um aumento no somatório da carga de todos os submercados, totalizando +2.483 MW médios (+3,2%). Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve um aumento de +2.536 MW médios (+3,3%) na carga do SIN, com destaque para a carga do Sudeste/Centro-Oeste, que aumentou +4,7%.

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para a 2ª revisão do PMO de Setembro/24 e a carga observada em Setembro/23 e a projeção da 2° RQ do PLAN (24-28)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Setembro/23	2ª RQ PLAN (24-28)
SECO	+774 (+1,7%)	+2.007 (+4,7%)
Sul	+646 (+5,1%)	+229 (+1,8%)
Nordeste	+383 (+3,0%)	+77 (+0,6%)
Norte	+679 (+8,8%)	+222 (+2,7%)
SIN	+2.483 (+3,2%)	+2.536 (+3,3%)

O Gráfico abaixo apresenta a projeção de carga por semana operativa. Observa-se que a 2ª revisão ajustou a carga para cima em todas as semanas operativas, exceto na semana 1.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

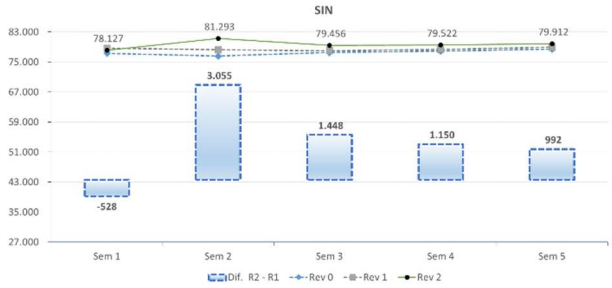


Gráfico 12- Projeção da carga do PMO de setembro de 2024

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 2ª semana operativa de setembro com a 1ª revisão, nota-se um aumento no somatório da carga verificada nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte, totalizando +3.127 MW médios (+4,8%), e uma redução de -72 MW médios (-0,6%) no Nordeste. Para a 3ª semana operativa, a carga prevista para o submercado Nordeste reduziu 266 MW médios (-2,0%), enquanto a carga dos demais submercados aumentou +1.715 MW médios (+2,6%). Com isso, a carga projetada no SIN para a 3ª semana é de +79.456 MW médios (vide Gráfico 12).

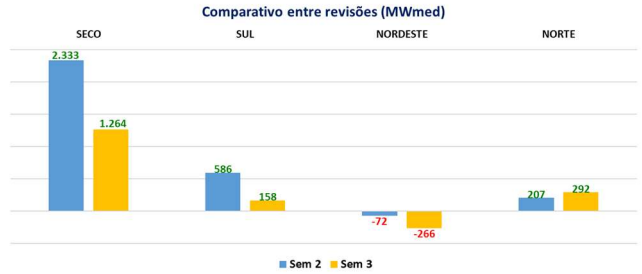


Gráfico 13– Comparativo entre os montantes de energia das Revs 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas.

Em função do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções a partir da 3ª semana operativa foram ajustadas para cima, conforme apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 – Carga prevista para o mês de setembro de 2024.

	77.331	76.570	77.512	77.874	78.417
	78.655	78.238	78.008	78.373	78.920
	78.127	81.293	79.456	79.522	79.912

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 14, Gráfico 15 e Gráfico 16 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

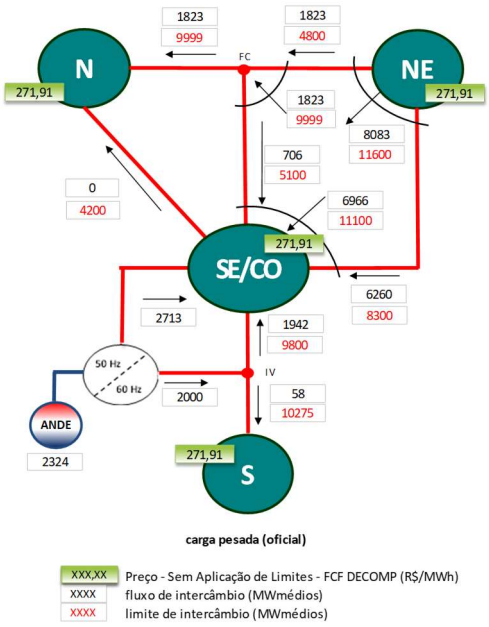


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

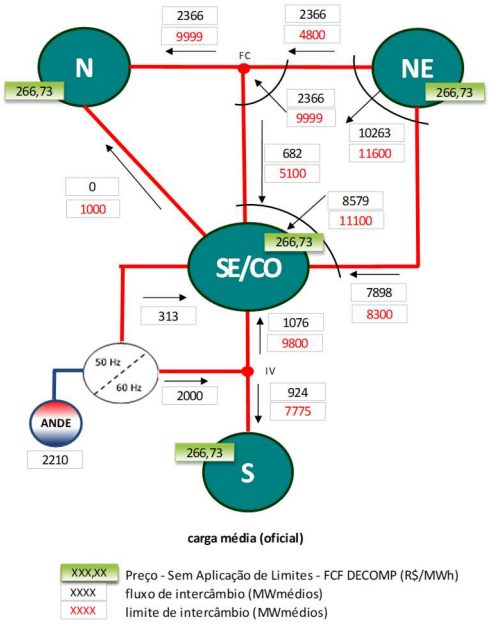


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

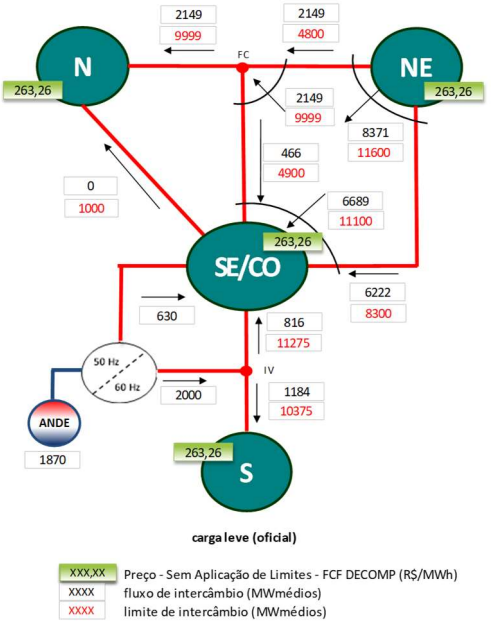


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 1.032, de 26 de julho de 2022, estabeleceu que, a partir de janeiro de 2020, os agentes termelétricos de geração poderão declarar para o PMO e suas revisões, valor inferior ao CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE. Destaca-se ainda que o valor de CVU declarado teria vigência de acordo com o período declarado pelo agente, limitado ao mínimo da semana operativa e máximo ao mês operativo em questão. Para os demais meses será considerado o CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE.

Para a terceira semana operativa de setembro não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 17 ilustra os principais impactos na FCF.

Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a terceira semana operativa, observa-se que uma expectativa de elevação nas afluências reduziu a FCF em aproximadamente R$ 14/MWh.

As demais variáveis apresentaram influências menos significativas na variação da FCF do DECOMP.

Oferta e demanda

As curvas de oferta e demanda para os submercados são apresentadas nos gráficos a seguir. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não-despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito para todos os submercados.

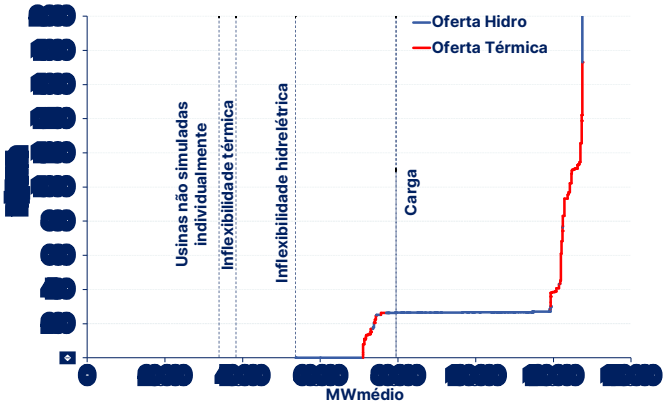


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – setembro de 2024

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de setembro de 2024.

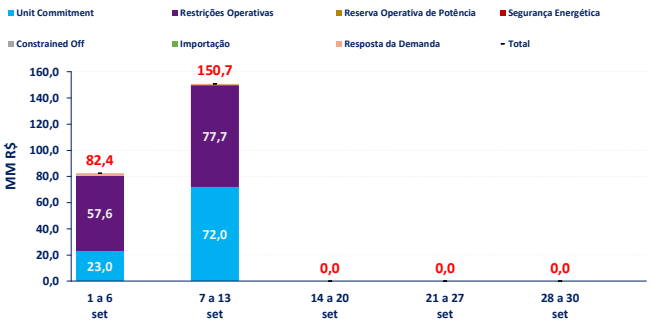
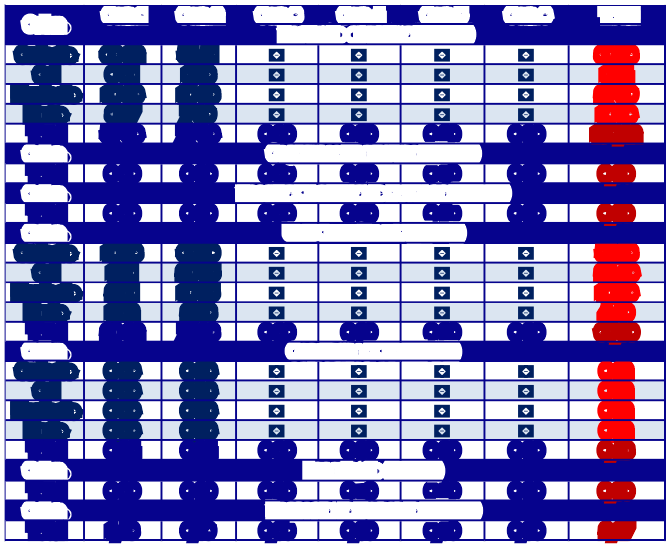


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de setembro

A Tabela 10 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de setembro.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

Tabela 10 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de setembro



O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R$ 232,97 milhões, sendo R$ 95,00 milhões por unit commitment, R$ 0,48 milhões devido ao constrained-off térmico, R$ 135,22 milhões devido a restrições operativas e R$ 2,27 milhões por resposta da demanda.

O valor estimado de geração para o período de 1° a 12 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 13 de setembro são idênticos aos do dia 12.

A expectativa para o período de 14 a 30 de setembro de 2024 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP relativa à revisão 2 de setembro de 2024.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Adicionalmente, as estimativas consideram os encargos por restrição de operação por Constrained-On, ou seja, aqueles pagos pela geração despachada acima da ordem de mérito de custo. Além disso, os valores apresentados não consideram a estimativa de ESS por Deslocamento Hidráulico. Cabe destacar que o valor do PLD é inferior ao PLDx, de modo que a estimativa do ESS é nula até o momento. Além disso, não foram realizadas estimativas de cobranças de ESS para as demais variáveis não apresentadas nesse boletim.

Estimativa preliminar do custo do descolamento entre CMO e PLD

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como "custos devido ao descolamento entre CMO e PLD".

A nota técnica ainda esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. Desta forma, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na previsão dos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Confira, no item anterior, o detalhamento de como foram obtidos os valores previstos para o período.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para setembro é apresentada no Gráfico 20.

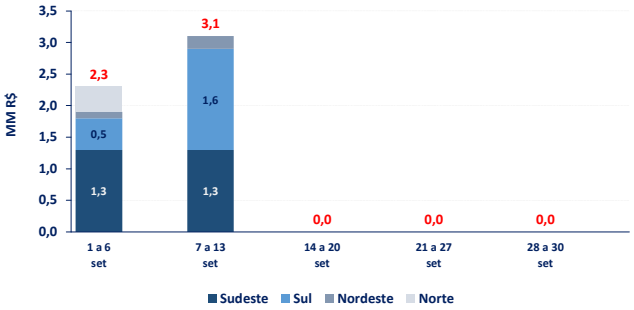


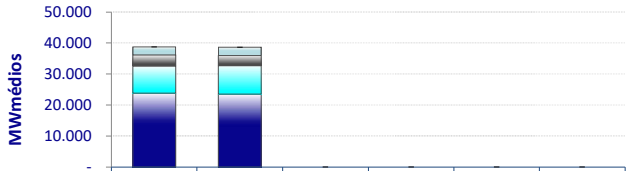
Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de setembro de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R$ 5,40 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para setembro.

Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O Gráfico 21 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para setembro de 2024.



	sem1 set/24	sem2 set/24	sem3 set/24	sem4 set/24	sem5 set/24	sem6 set/24
Norte	2.574	2.678				-
Nordeste	3.577	3.316				-
Sul	8.719	9.161				-
Sudeste	23.861	23.489				-
GH Total MRE	38.731	38.644	-	-	-	-

Gráfico 21 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 22 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para agosto e setembro de 2024.

A garantia física sazonalizada de 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados Abertos" e considera o fator preliminar de sazonalização divulgado no Comunicado nº 001/24, de 2 de janeiro de 2024.

O valor estimado de geração para o período de 1° a 12 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 13 de setembro são idênticos aos do dia 12.

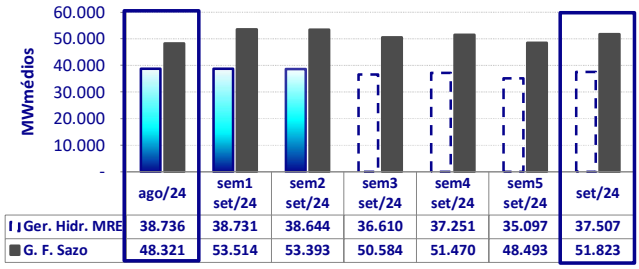
A expectativa para o período de 14 a 30 de setembro de 2024 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 2 de setembro de 2024.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

Além disso, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (rede básica e internas), obtido a partir da análise do histórico a fim de emular o comportamento operativo e comercial do SIN.

As garantias físicas sazonalizadas foram reduzidas em aproximadamente 5%, o que representa uma expectativa global dos fatores de disponibilidade, perdas internas e de rede básica, calculadas com base nos dados contabilizados dos últimos 12 meses.

Além disso, foram adicionadas as parcelas de garantia física das unidades geradoras com entrada em operação prevista para 2024, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de agosto de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para agosto e setembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para setembro.



	ago/24	sem1 set/24	sem2 set/24	sem3 set/24	sem4 set/24	sem5 set/24	set/24
Ger. Hidr. MRE	38.736	38.731	38.644	36.610	37.251	35.097	37.507
G. F. Sazo	48.321	53.514	53.393	50.584	51.470	48.493	51.823

Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto e de setembro de 2024

O Gráfico 23 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de agosto e setembro de 2024 (ainda não contabilizados).

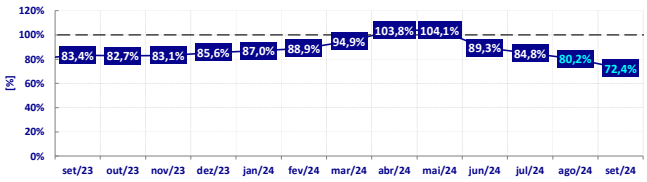
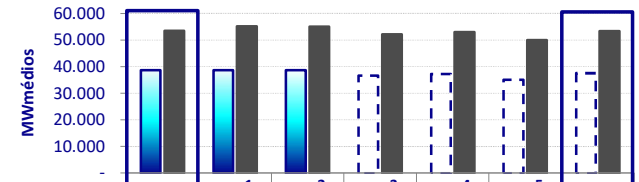


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 24 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"). Além do valor mensal para os meses de agosto e setembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para setembro.



	ago/24	sem1 set/24	sem2 set/24	sem3 set/24	sem4 set/24	sem5 set/24	set/24
Ger. Hidr. MRE	38.736	38.731	38.644	36.610	37.251	35.097	37.507
G. F. FLAT	53.499	55.131	55.007	52.113	53.025	49.959	53.389

Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de agosto e de setembro de 2024

O Gráfico 25 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE considerando a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"), bem como a estimativa do mês de agosto e setembro de 2024 (ainda não contabilizados).

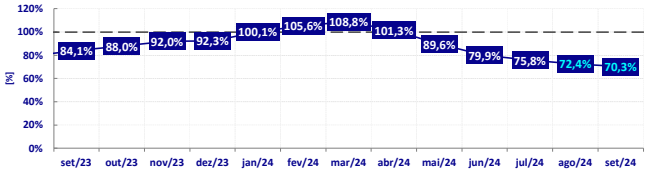


Gráfico 25 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE com a finalidade de dar publicidade aos agentes de mercado informa eventuais inconsistências encontradas durante o cálculo do PLD, mais especificamente em relação ao modelo DESSEM.

Durante a segunda semana operativa de setembro de 2024 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

1 – Para a modelagem sem rede de transmissão do modelo DESSEM, o Fluxo Norte para Xingu (FNXG) é representado através do registro de Restrições Elétricas Especiais (RE) 903, 909 e 910, enquanto o Fluxo Xingu para Jurupari (FXGJP) e o Fluxo Jurupari para Oriximiná (FJPOR) são representados através das REs 919 e 921, respectivamente. De acordo com o relatório "Restrições Elétricas Para Representação no Processo de Otimização da Programação Diária da Operação – 3º Quadrimestre 2024", para a representação desses fluxos é considerada, dentre outros fatores, a geração das usinas térmicas do subsistema Norte. No entanto, equivocadamente, desde a entrada em operação comercial da UTE Parnaíba V, conforme Despacho nº 3.269/2022 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a usina não foi incluída nos registros FT (que definem a participação das usinas térmicas) dessas restrições.

As correções foram implementadas no deck de dados do modelo em conformidade com a determinação da Resolução Normativa nº 1.032 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), de 26 de junho de 2022, que indica, em seu Art. 27, que: "Na hipótese de identificação de erro no processo de formação do CMO e PLD, o ONS e a CCEE deverão corrigi-lo em todos os modelos de otimização eletroenergética impactados, produzindo se efeito no dia subsequente à identificação".

Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD

A Resolução CNPE nº 22, de 05 de outubro de 2021, estabeleceu as diretrizes visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Em seu Art. 6º, parágrafo 2º, têm-se os direcionamentos para alterações nos dados de entrada que não decorrem da correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, para as quais deve ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO.

Para a segunda semana operativa de setembro, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- *UHE Itapebi:*

  Restrição: *Defluência mínima*

  Valores CCEE: *38 m³/s*

  Valores ONS: *40 m³/s*

  Modelos afetados: *NEWAVE, DECOMP e DESSEM*

  Documento: *FSARH 6530*

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024

- UHE Itapebi:

  Restrição: Nível Mínimo Operativo e Volume Mínimo

  Valores CCEE: 110m / 1.634 hm³

  Valores ONS: 109m / 1.565,27 hm³

  Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM

  Documento: FSARH 6530

  Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024

- UHE Jupiá:

  Restrição: Defluência mínima

  Valores CCEE: 3300 m³/s

  Valores ONS: 4000 m³/s

  Modelos afetados: DESSEM

  Documento: FSARH 5777

  Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024

- UHE Porto Primavera:

  Restrição: Defluência mínima

  Valores CCEE: 3900 m³/s

  Valores ONS: 4600 m³/s

  Modelos afetados: DESSEM

  Documento: FSARH 5780

  Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024

- UHE Jurumirim:

  Restrição: Defluência mínima

  Valores CCEE: 90 m³/s

  Valores ONS: 60 m³/s

  Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM

  Documento: FSARH 6659

  Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024

- UHE Jurumirim:

  Restrição: Variação Defluência

  Valores CCEE: - m³/s

  Valores ONS: 10 m³/s

  Modelos afetados: DESSEM

  Documento: FSARH 6667

  Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024

- UHE Piraju:

  Restrição: Turbinamento máximo

  Valores CCEE: - m³/s

  Valores ONS: 0 m³/s

  Modelos afetados: DECOMP, DESSEM

  Documento: FSARH 6664

Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024

Atos regulatórios associados ao PLD

Para a segunda semana operativa de setembro, foram publicados no Diário Oficial da União (D.O.U.) os seguintes documentos regulatórios que impactam o PLD:

- DSP 2752/2024: CVU da UTE Canoas
- DSP 2760/2024: CVU da UTE Ibirité
- DSP 2762/2024: CVU da UTE Nova Piratininga
- DSP 2743/2024: CVU da UTE Juiz de Fora
- DSP 2763/2024: CVU da UTE Seropédica

No momento, não existem Consultas Públicas ou Tomadas de Subsídios que impactam a formação do PLD.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.