

Disponibilidade do Gás Natural



RELATÓRIO DO GRUPO DE TRABALHO DO PROGRAMA GÁS PARA EMPREGAR

ABRIL DE 2024



Margem Equatorial



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Diretor do Departamento de Gás Natural

Marcello Gomes Weydt

Ministério de Minas e Energia – MME

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

70065-900 – Brasília – DF

Tel.: (55 61) 2032 5555

www.mme.gov.br

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

Karla Branquinho

Leila Przytyk

Odenir Jose Reis

Regis Fontana Pinto

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

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
<i>Bacia do Solimões.....</i>	<i>15</i>
Desafios no Desenvolvimento da Bacia do Solimões.....	17
<i>Bacia do Amazonas</i>	<i>18</i>
Desafios no Desenvolvimento da Bacia do Amazonas.....	20
<i>Bacia do Parnaíba</i>	<i>21</i>
Desafios no desenvolvimento da Bacia do Parnaíba	23
<i>Bacia de Tucano do Sul.....</i>	<i>24</i>
Desafios no desenvolvimento de Tucano Sul.....	25
<i>Bacias Onshore Maduras</i>	<i>25</i>
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
<i>Bacias da Margem Equatorial.....</i>	<i>33</i>
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
<i>Principais gasodutos das bacias de Campos e Santos.....</i>	<i>62</i>
<i>Análise das capacidades das Rotas 1, 2 e 3 pela disponibilização da Bacia de Santos.....</i>	<i>63</i>
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
<i>Projeto em Bacia Onshore.....</i>	<i>68</i>
<i>Projetos em Bacias Offshore</i>	<i>69</i>
3.2 OUTRAS ALTERNATIVAS PARA A BACIA DE SANTOS	72
<i>Transferência de gás (entre as unidades) das unidades que não têm capacidade de processamento para aquelas que possuem a capacidade e podem disponibilizar gás.....</i>	<i>73</i>

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
	<i>Estratégia de curto, médio e longo prazos para aumento da capacidade das Rotas 1, 2 e 3</i>	122
	<i>Implantação de governança para acompanhamento de projetos estruturantes no aumento da oferta de gás</i>	122
	<i>Levantamento de dados em bacias de fronteira exploratória e Atratividade das Bacias</i>	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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂, 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

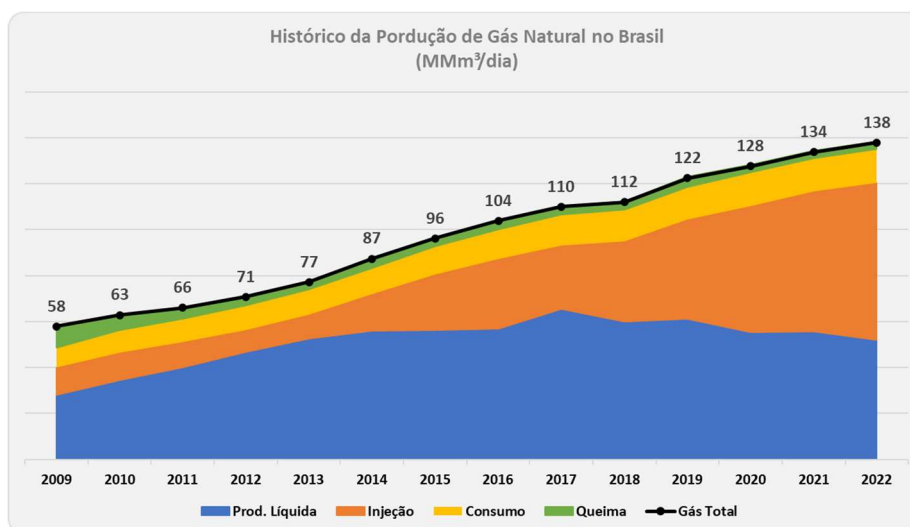
A produção brasileira de gás natural iniciou na década de 1970, levando cerca de 50 anos para alcançar o atual patamar de produção bruta de gás de aproximadamente 140 milhões de m³/dia. Segundo as previsões do Plano Decenal de Expansão da Energia 2032 (EPE, 2022), a produção nacional de gás natural deve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

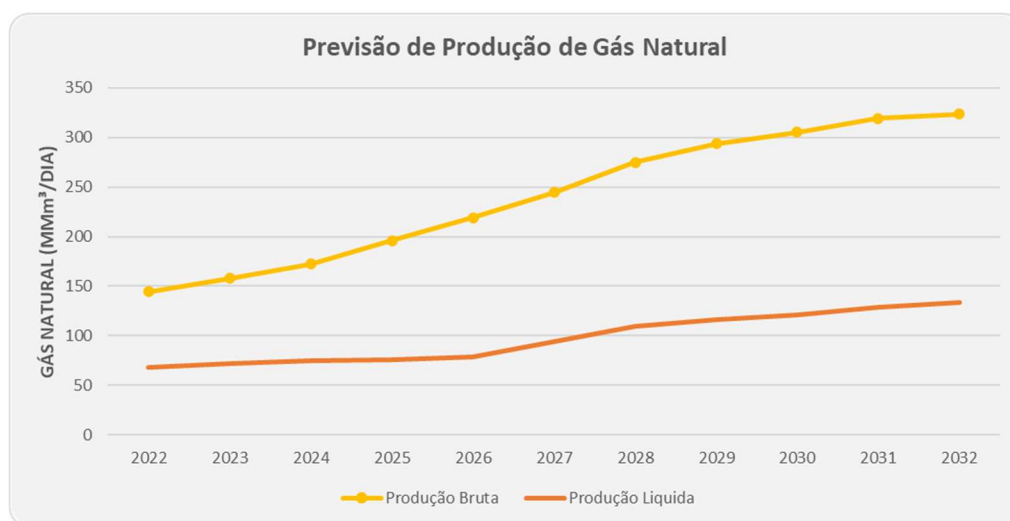


Fonte: Elaboração EPE, a partir de ANP (2023).

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 CO₂, 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,

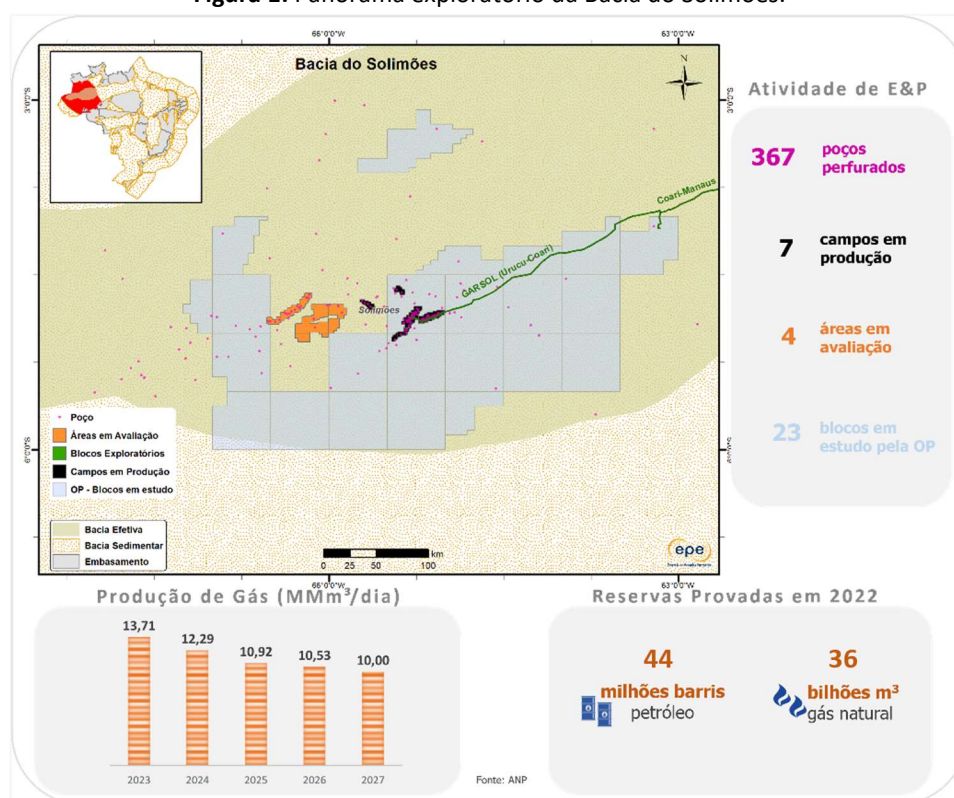
seja pela necessidade de monetização de ativos sob aspectos técnicos e econômicos, seja pela iniciativa de campanhas exploratórias contínuas e robustas.

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 (BAR¹). 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.

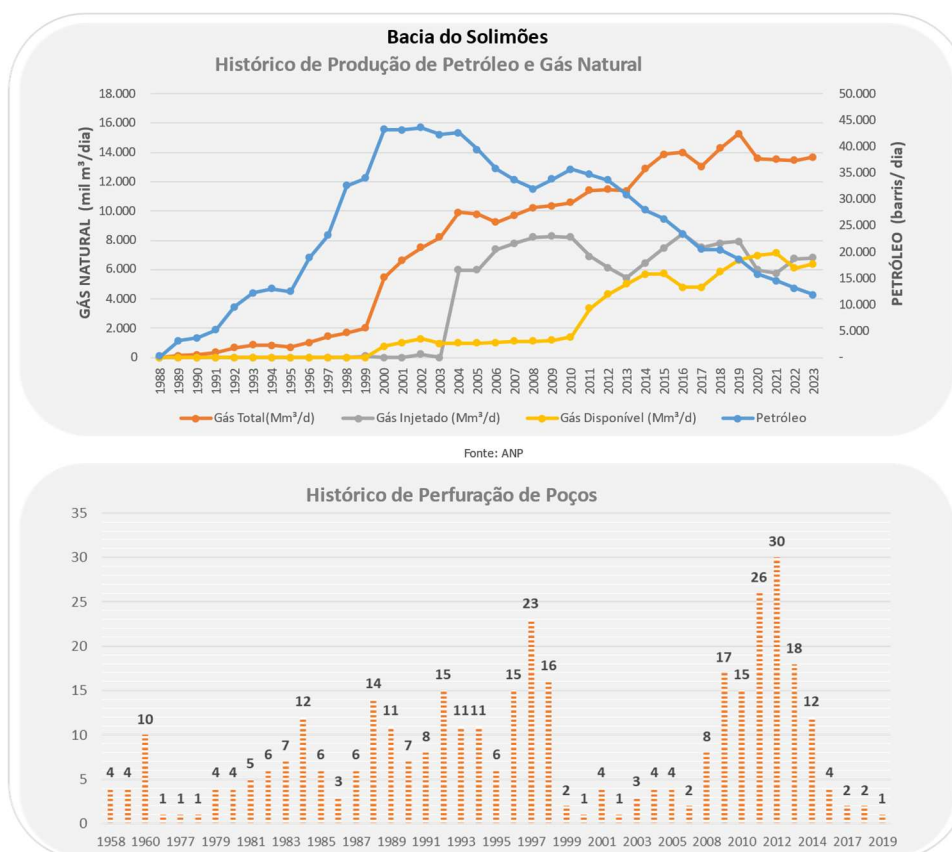


Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

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.

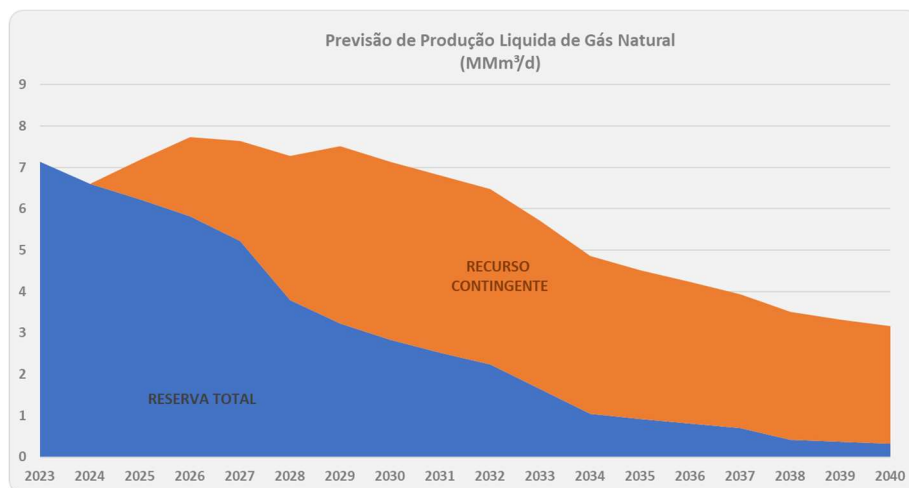
Gráfico 3: Histórico de produção e de perfuração de poços da Bacia do Solimões.



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 Conjunta³ (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.

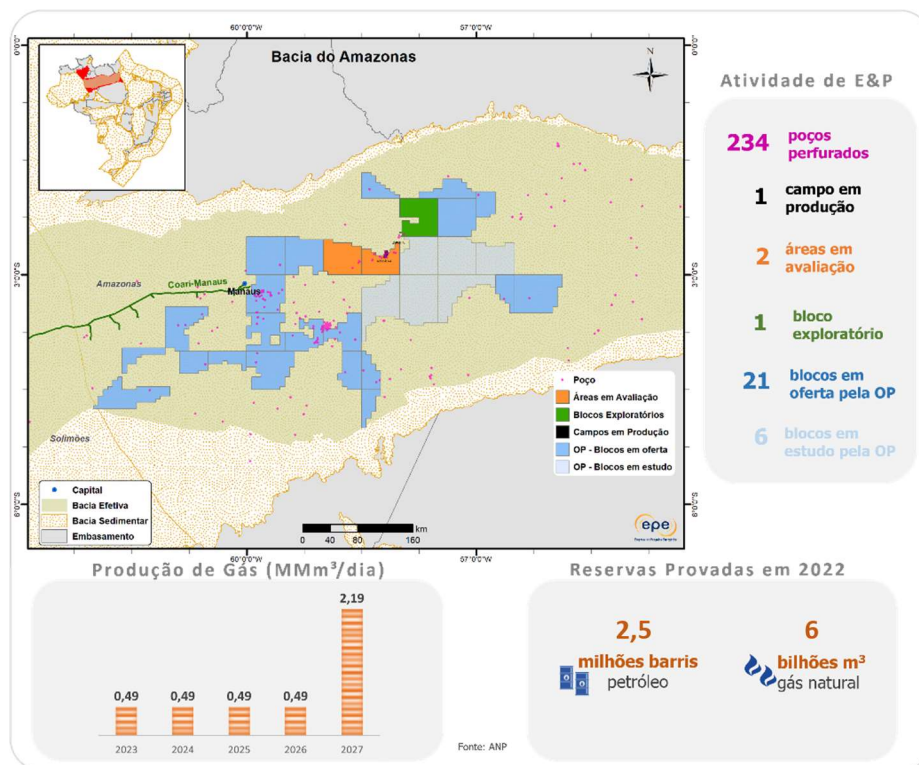
Bacia do Amazonas

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.

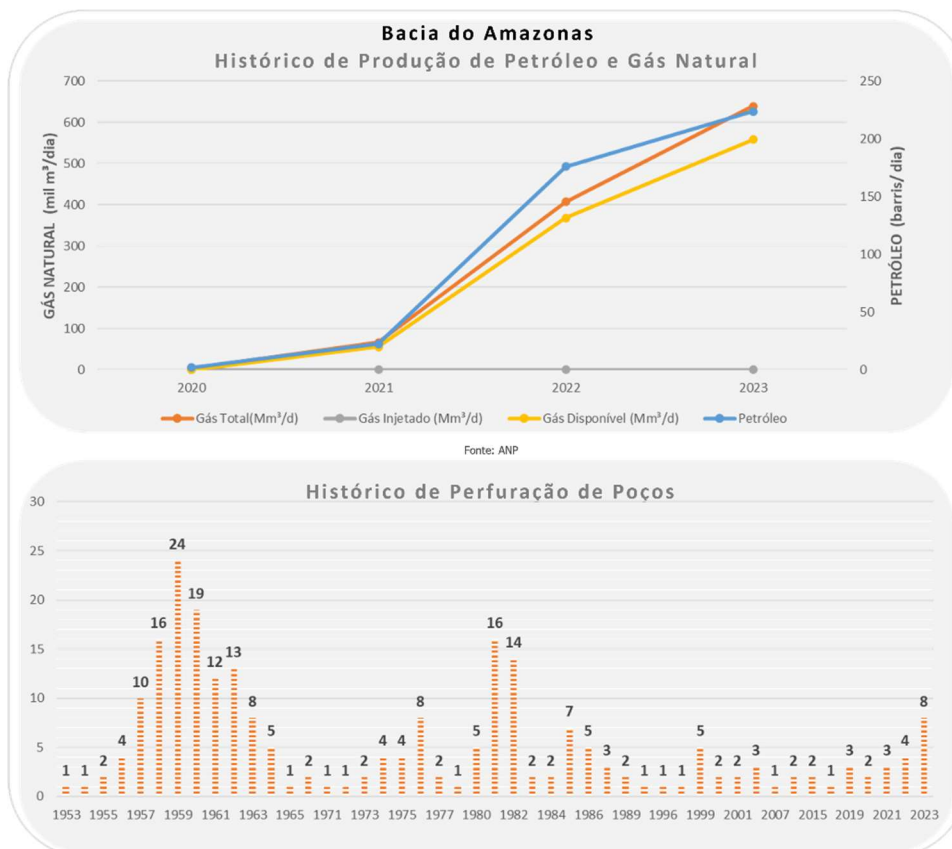
Considerando suas reservas, as limitações de infraestrutura e as operações de queima, o Gráfico 6 apresenta a previsão da produção líquida da Bacia do Amazonas até 2040. Estima-se que a produção de gás da bacia alcançará 1,5 milhão de m³/dia em 2033, se mantendo acima de 1 milhão de m³/dia até 2040. 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.



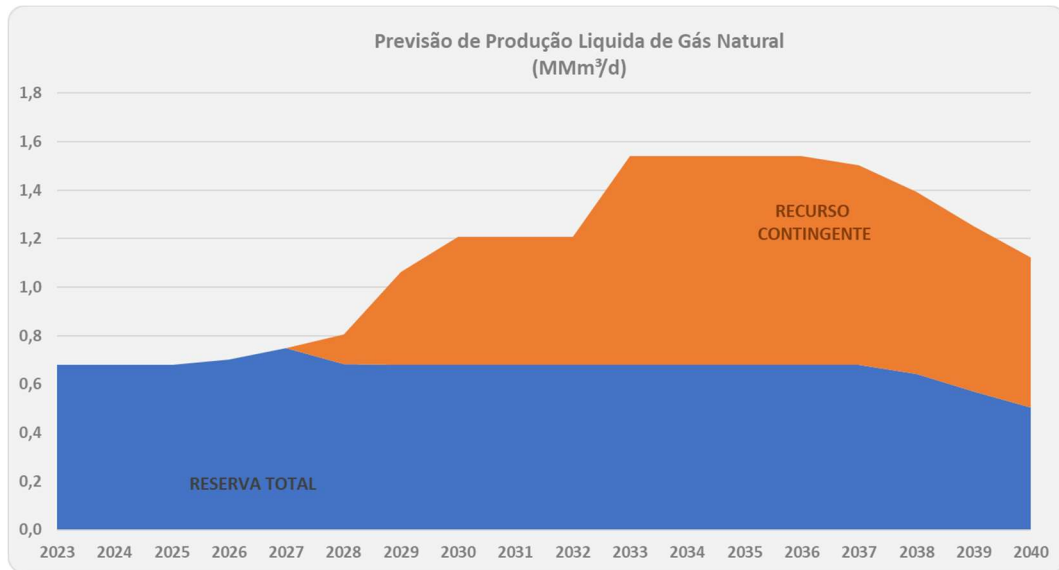
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

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

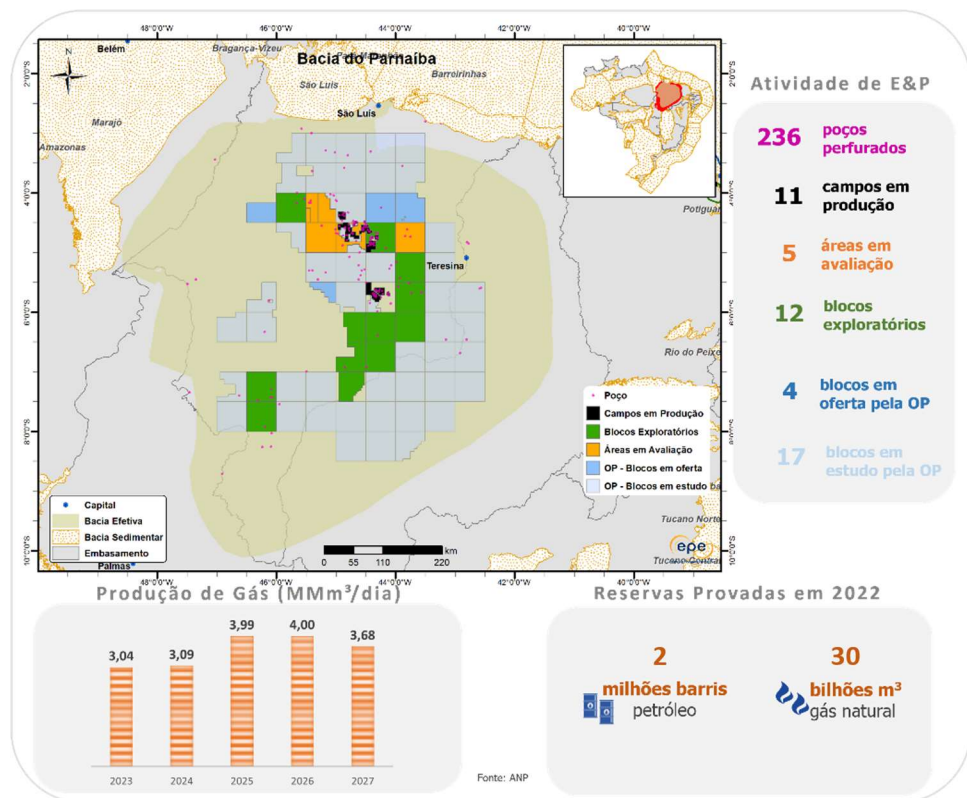
A Bacia do Parnaíba possui as áreas sob concessão em ambiente de terra interior no Estado do Maranhão. Na localidade encontra-se o Parque dos Gaviões, composto por campos de gás responsáveis por fornecer energia ao Complexo Parnaíba, por meio da tecnologia inovadora *reservoir gas-to-wire* (GTW), utilizada 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.

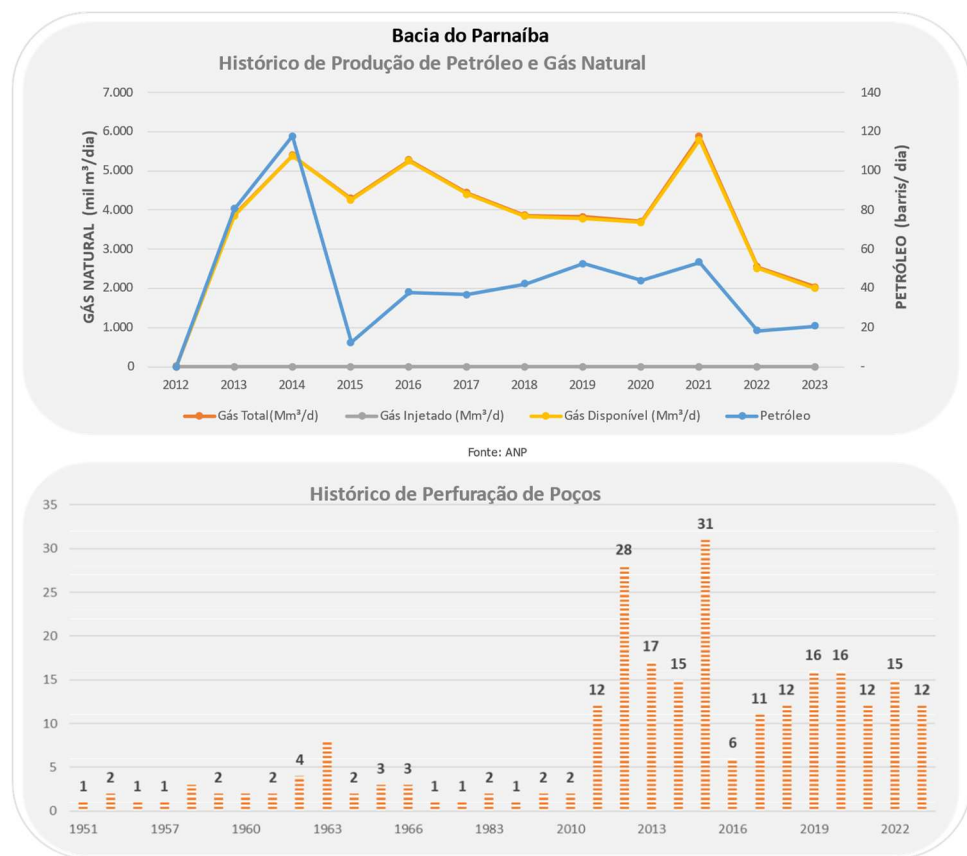
O Gráfico 8 apresenta a previsão da produção líquida da Bacia do Parnaíba até 2040. Estima-se que a produção de gás da bacia poderá alcançar cerca de 9 MMm³/dia em 2033.

Figura 3: Panorama exploratório da Bacia do Parnaíba.



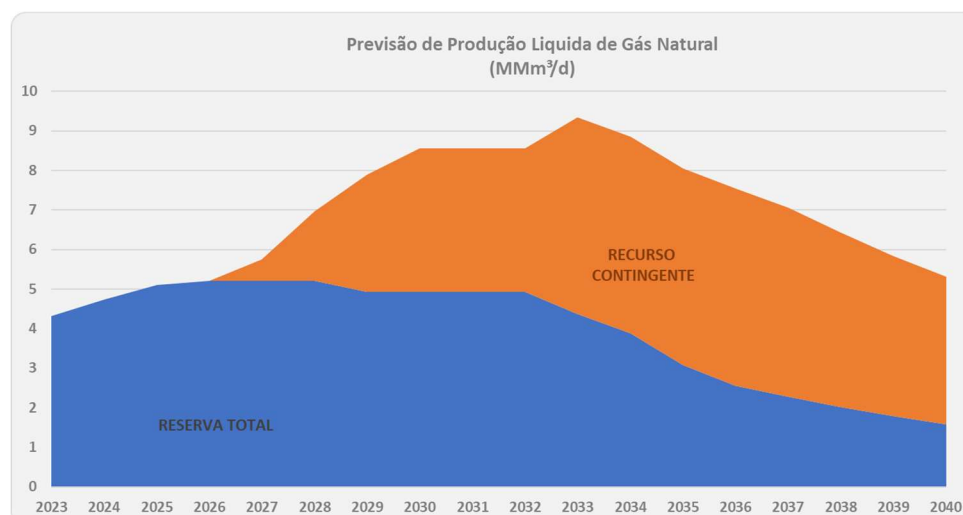
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

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 m³/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.

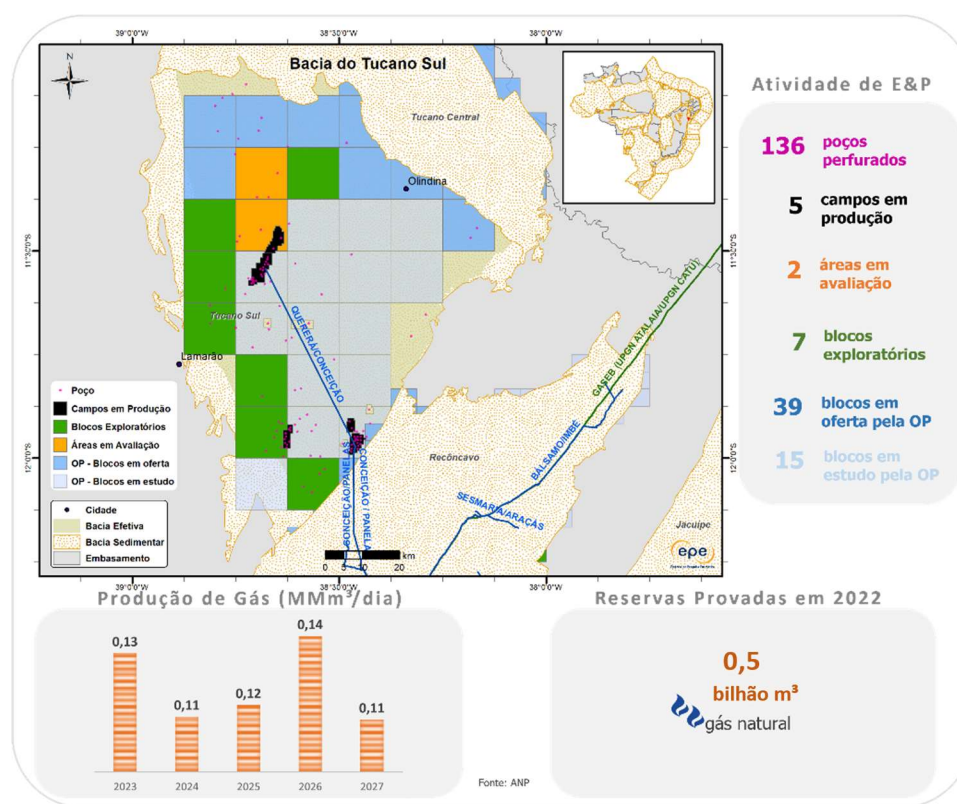
A exploração e produção de reservatórios não convencionais de gás na Bacia do Parnaíba, tendo em vista a expectativa da bacia para esses recursos, em contraponto à discussão socioambiental que o tema repercute, forma uma barreira de acesso à mais disponibilidade de gás na região. Iniciativas como o Poço 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 campos⁴ 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.



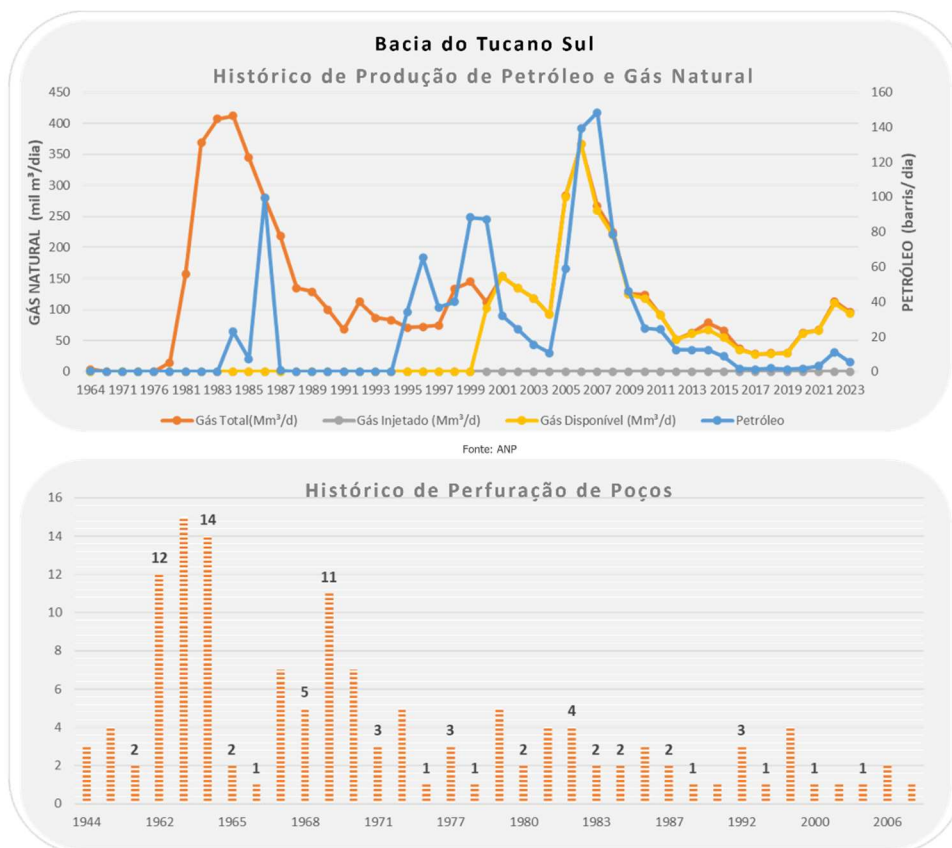
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

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), Quererá (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

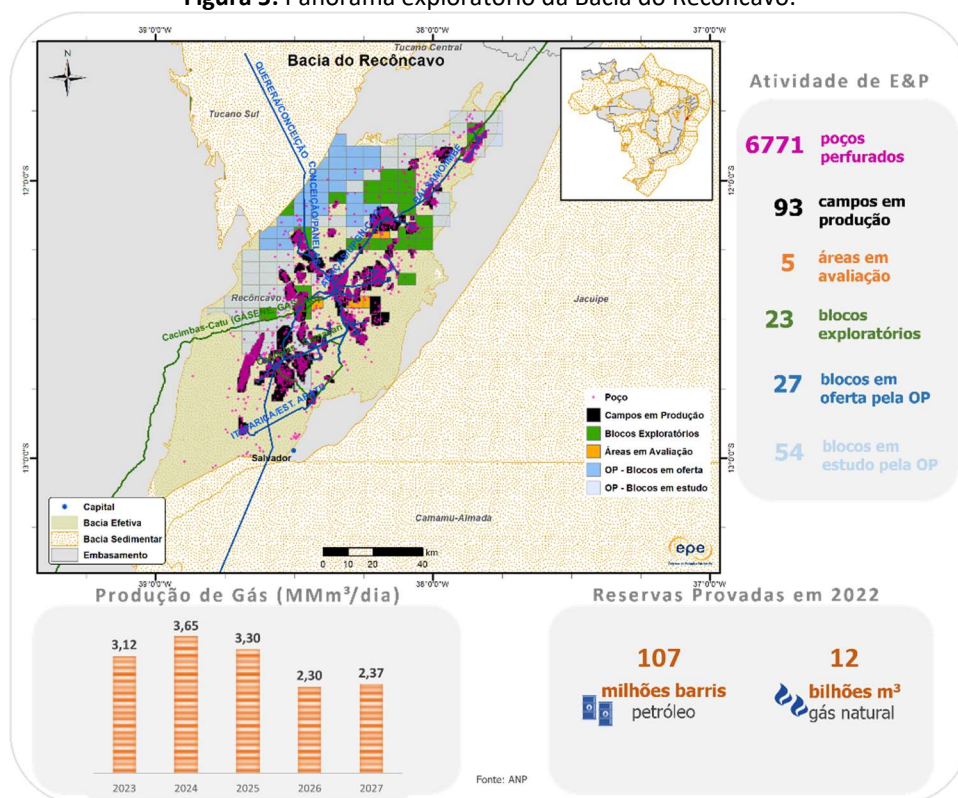
extensivamente estudadas e contam com amplo conhecimento geológico disponível. Além disso, costumam apresentar uma infraestrutura de produção e escoamento robusta, resultado do histórico desenvolvimento nessas regiões.

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.



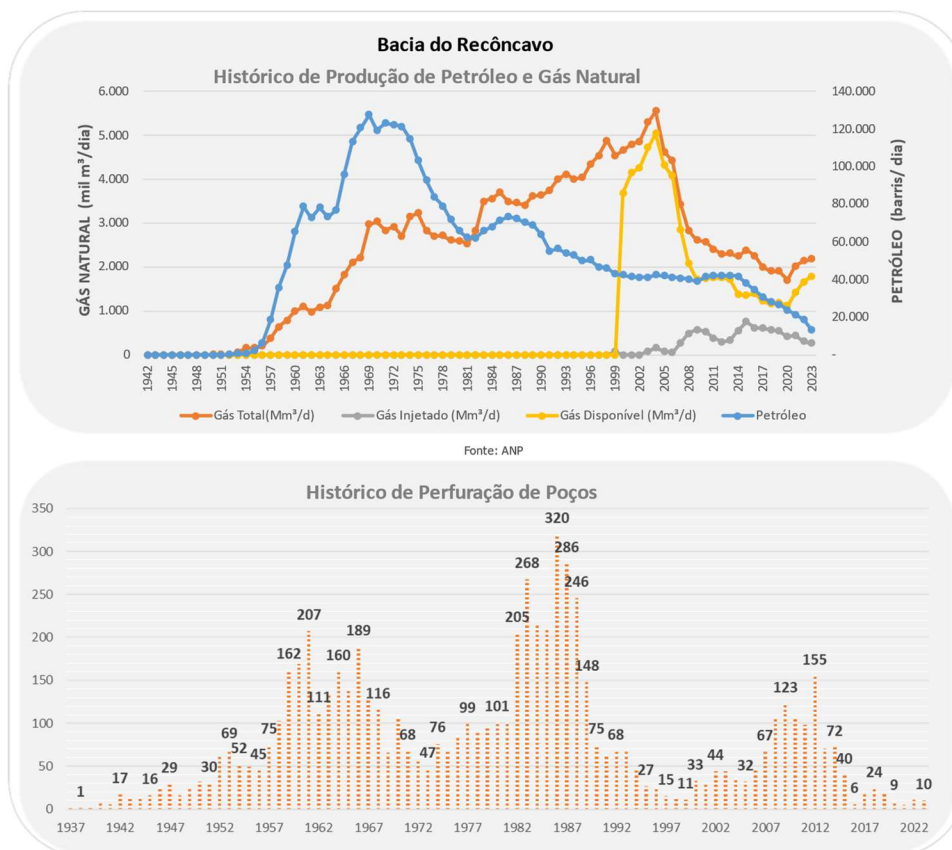
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

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.



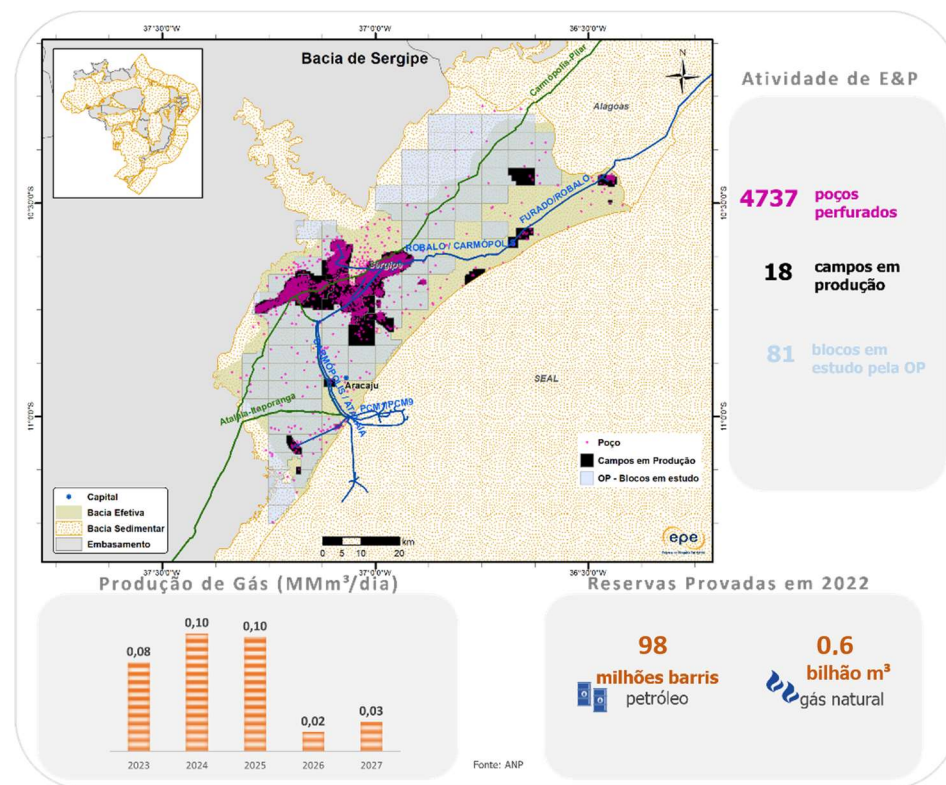
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

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.

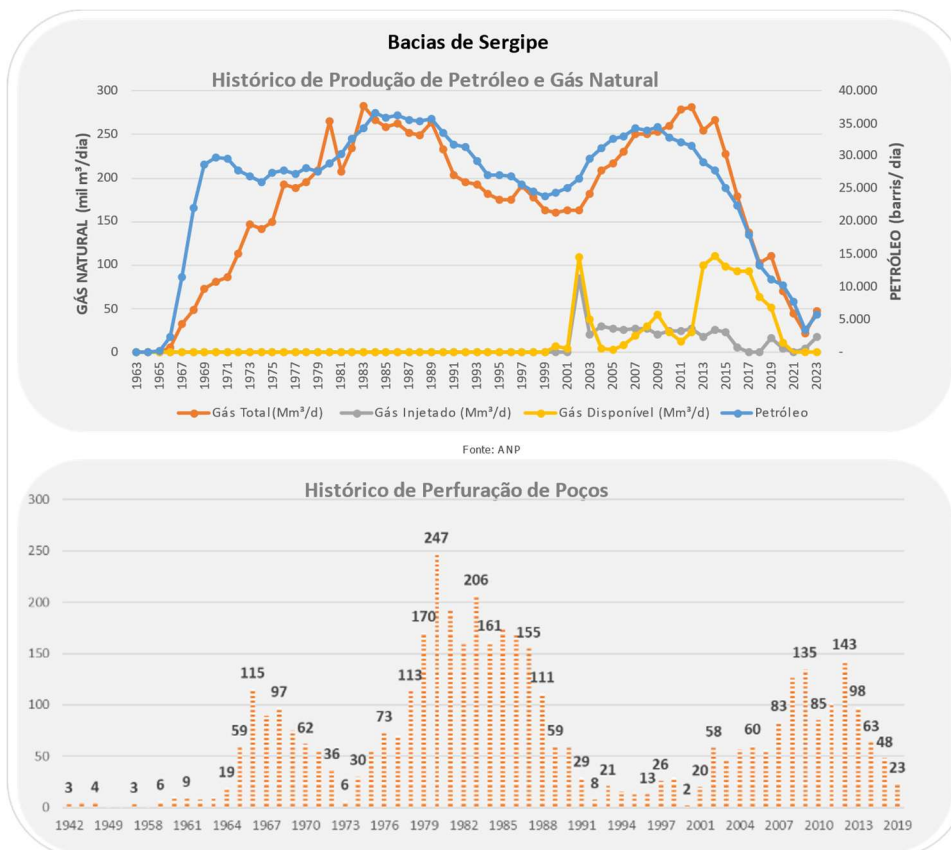
Atualmente, a produção da bacia é de 6 mil barris/dia e 48 mil m³/dia de gás natural. O Gráfico 11 apresenta o histórico de produção da bacia, que evidencia o declínio acentuado desde 2007. A produção acumulada dos campos da bacia soma 563 MMbbl de petróleo e 4 Bm³ de gás.

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.



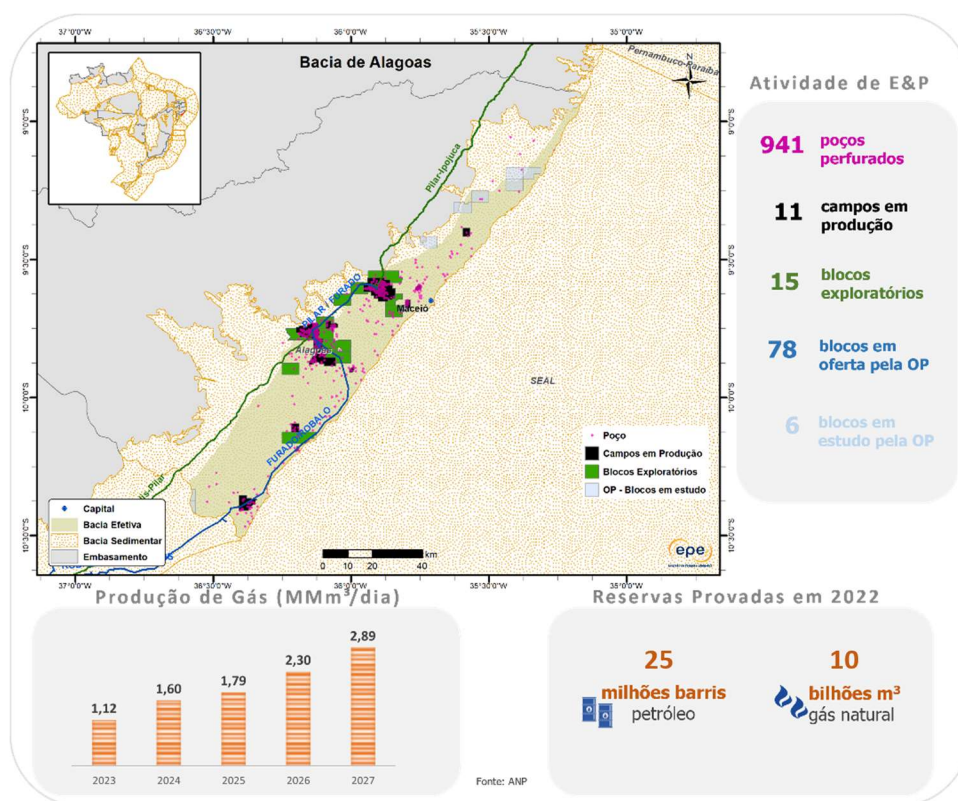
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

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.

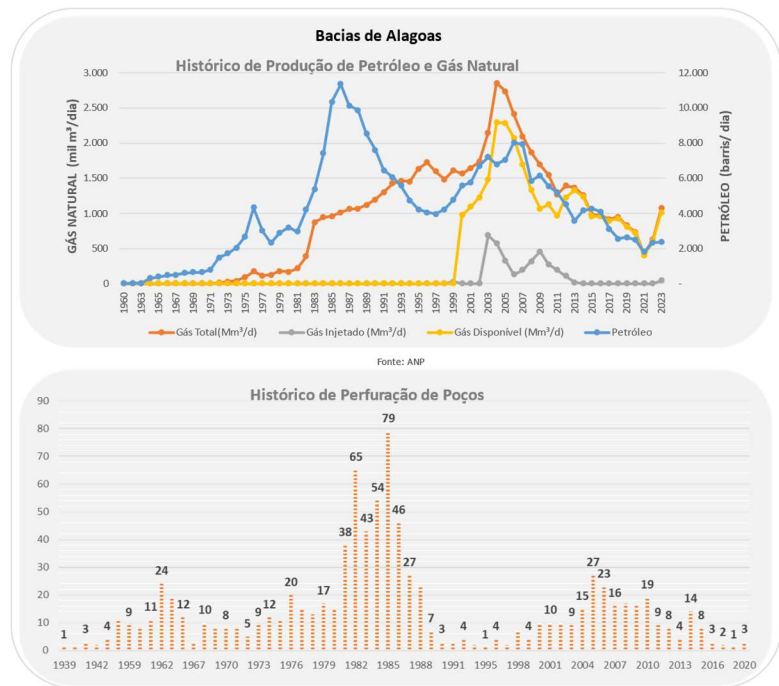
Figura 7: Panorama exploratório da Bacia de Alagoas.



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.

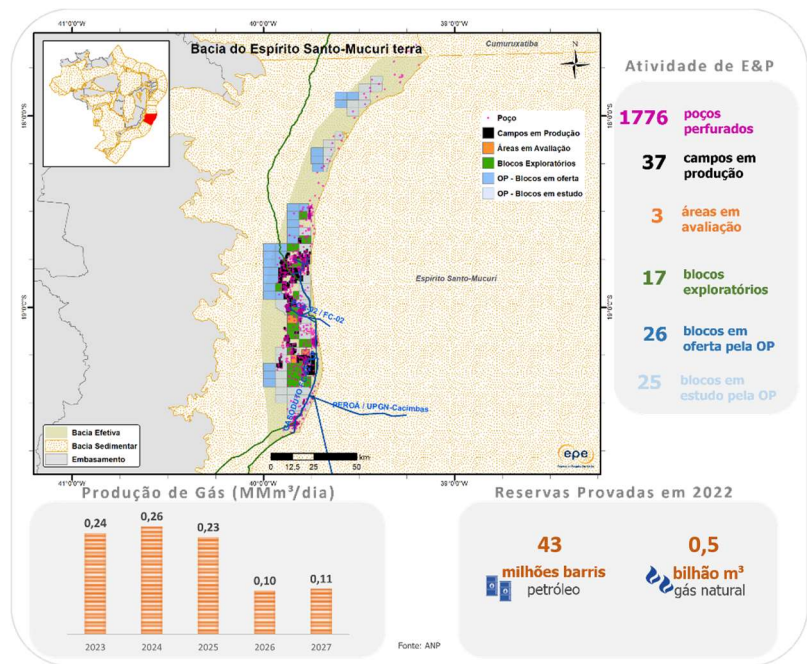


Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

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.

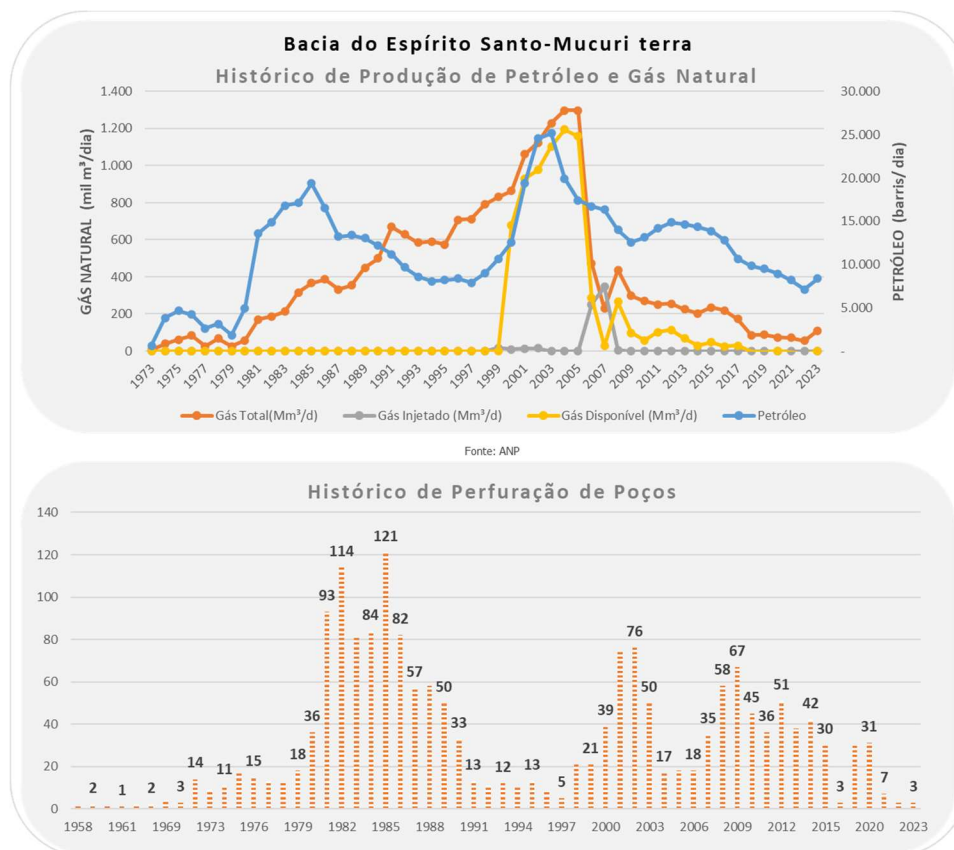
Figura 8: Panorama exploratório da Bacia do Espírito Santo-Mucuri terra.



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).

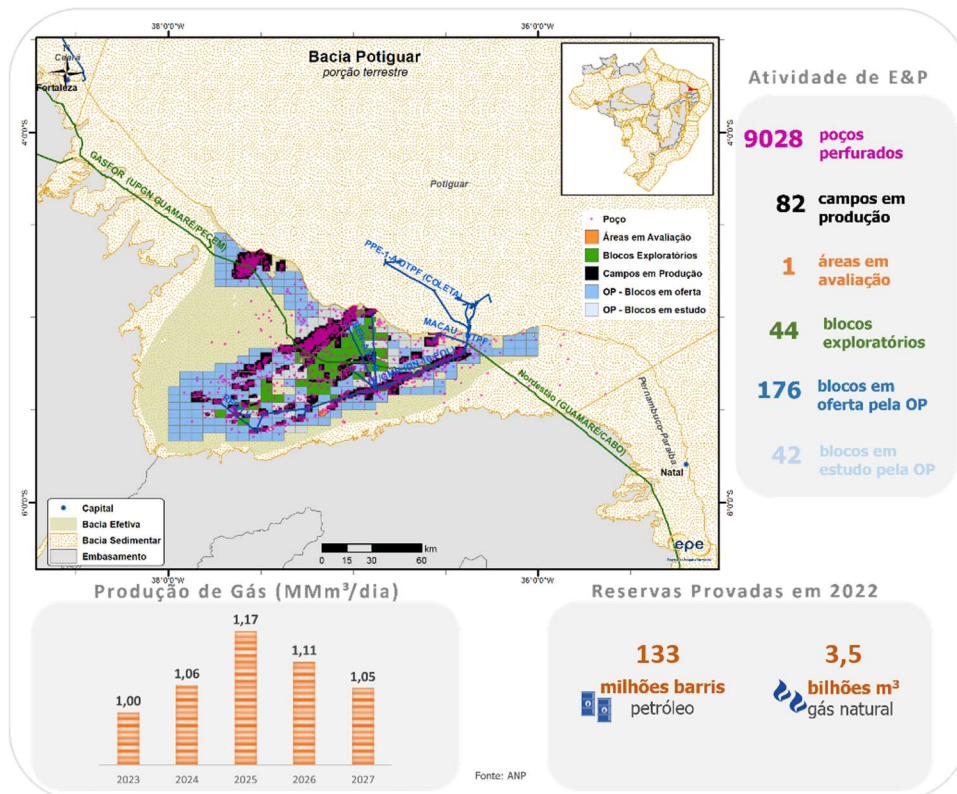
Bacia Potiguar

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

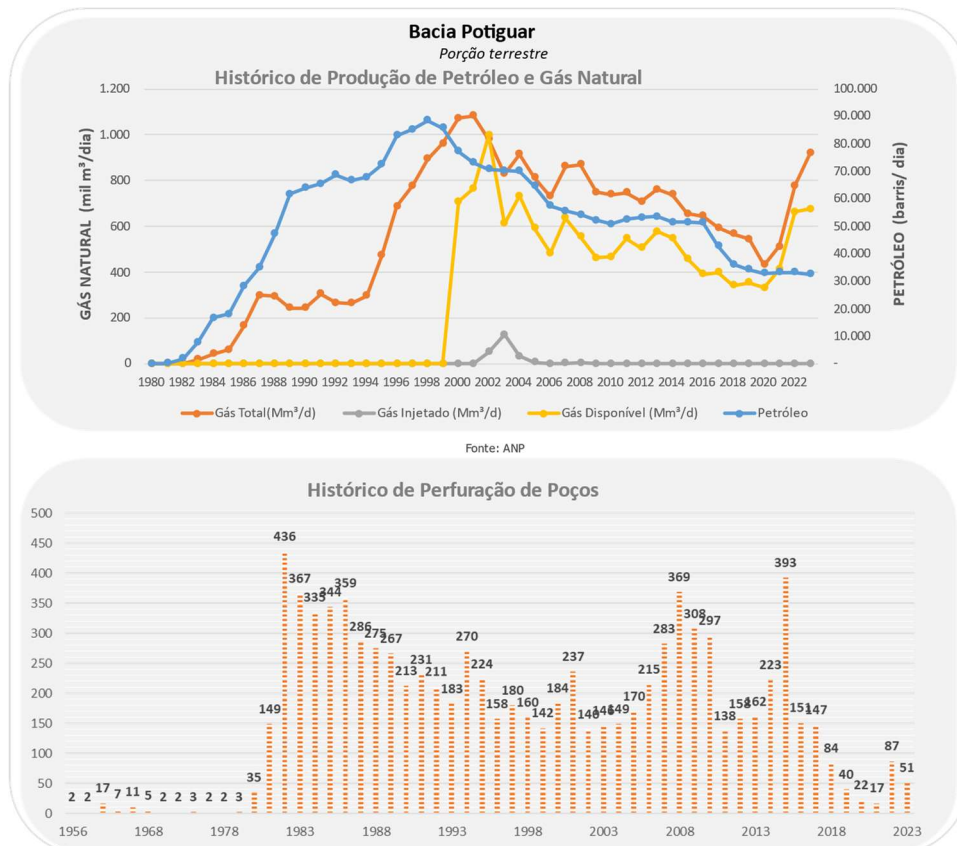
O Gráfico 15 apresenta a previsão da produção líquida das bacias maduras terrestres: Recôncavo, Potiguar, Sergipe, Alagoas e Espírito Santo até 2040. Estima-se que, em conjunto, essas bacias entrem em declínio, com exportação de gás de cerca de 200 mil m³/dia em 2040.

Figura 9: Panorama exploratório da Bacia Potiguar terra.



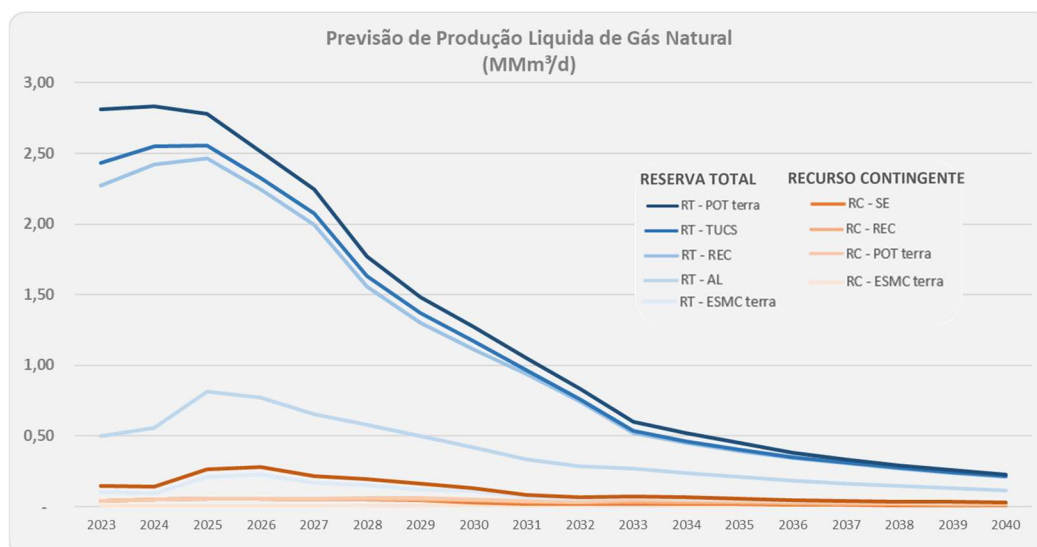
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

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.

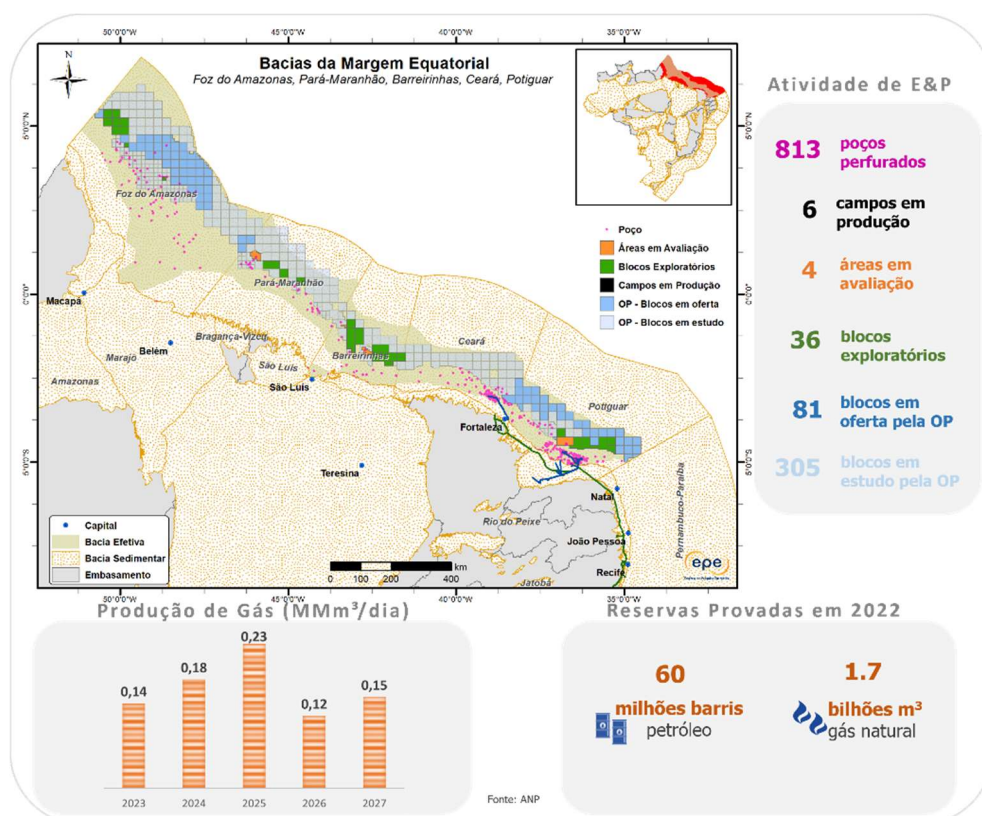
As bacias terrestres com expectativa para a exploração e produção de reservatórios não convencionais de gás, como a do Recôncavo, possuem o desafio adicional associado à discussão socioambiental acerca das especulações sobre este tipo de recurso, que forma uma barreira de acesso ao conhecimento sobre 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).

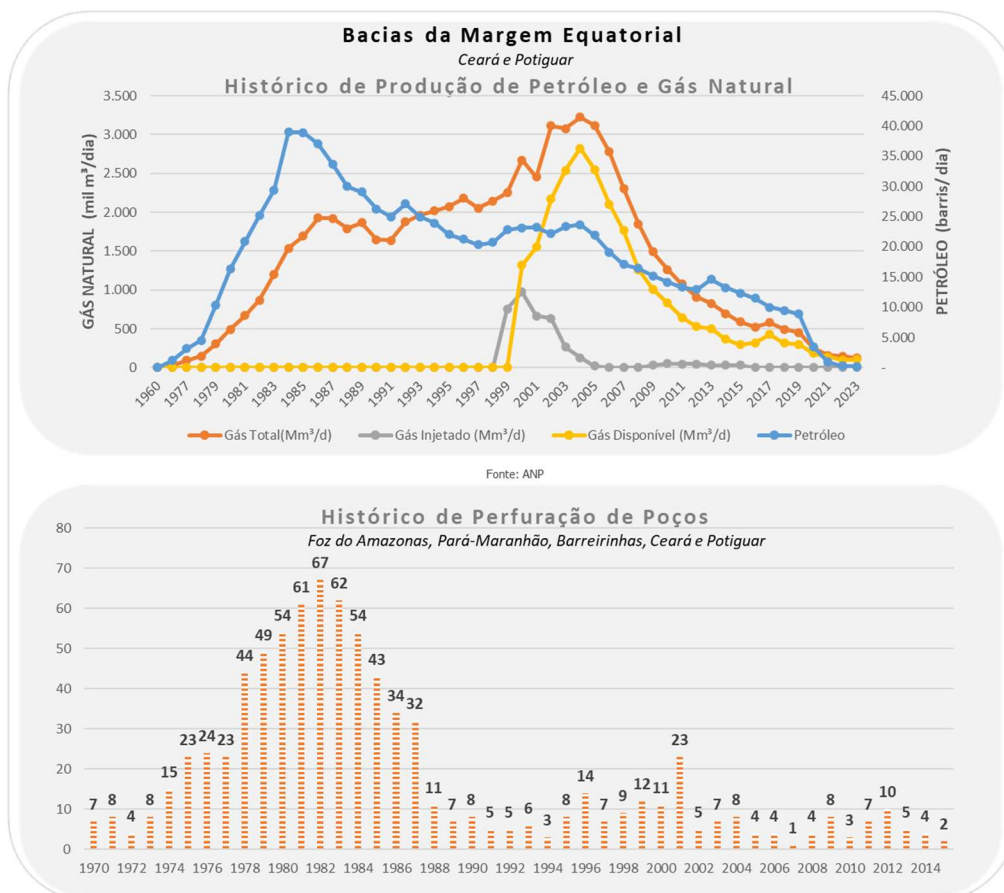


Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

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.

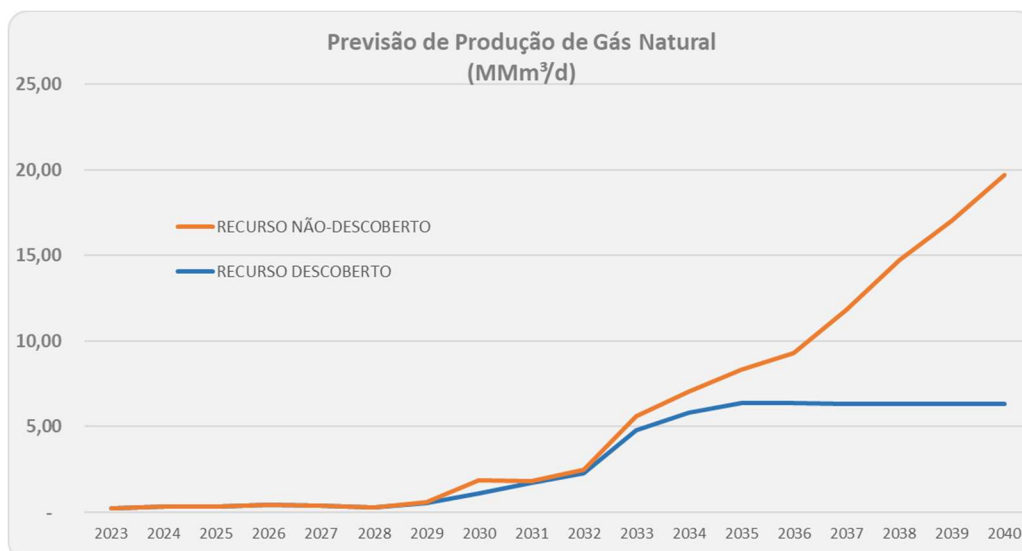
O Gráfico 17 apresenta a previsão da produção líquida do conjunto de Bacias que compõem a Margem Equatorial, até 2040. Estima-se que a exportação de gás da bacia alcançará cerca de 20 MMm³/dia em 2040, com a junção dos Recursos Descobertos e Não Descobertos.

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

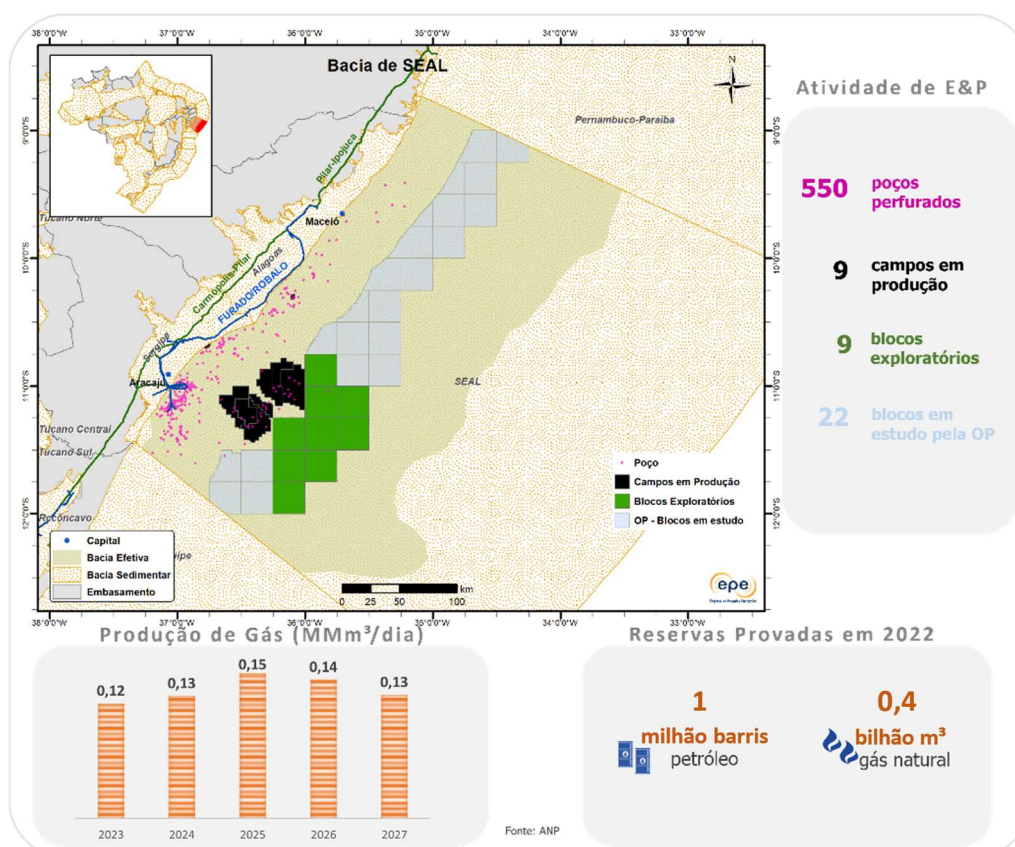
O grande desafio da MEQ é garantir o esforço exploratório da região, para isso espera-se que os blocos exploratórios estejam disponíveis para a Oferta Permanente e que as áreas sejam atrativas para investimentos.

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.



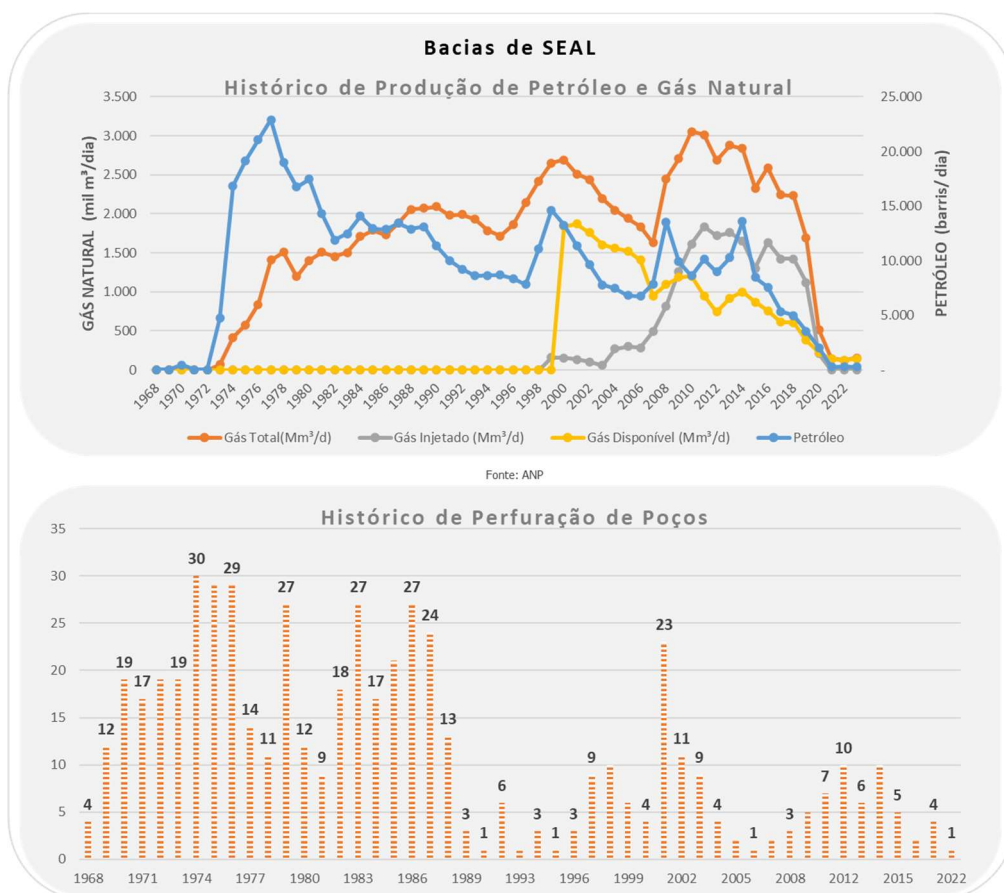
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

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.

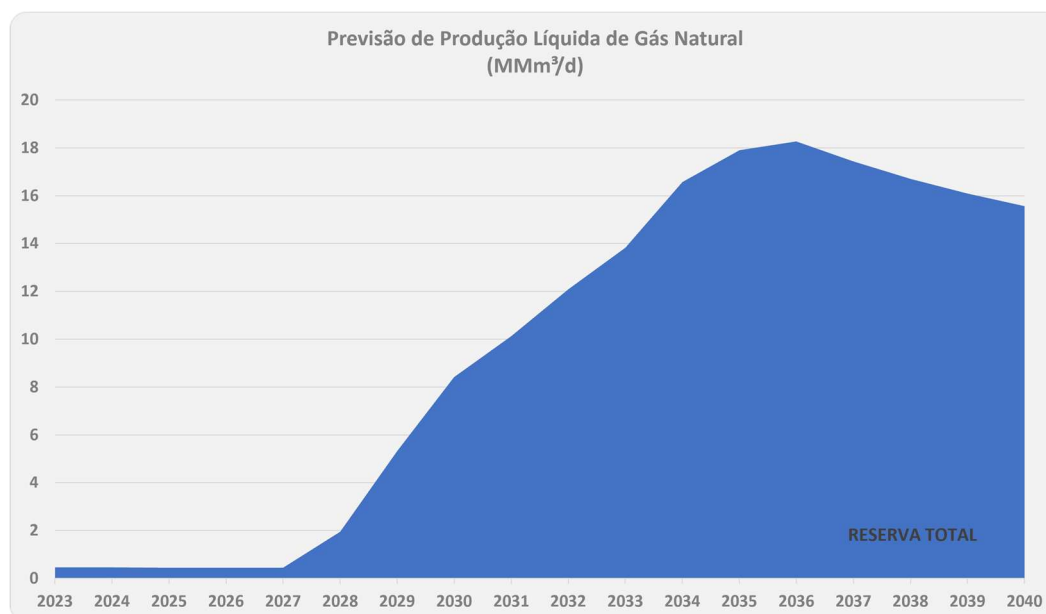
Gráfico 18: Histórico de produção e de perfuração de poços de SEAL.



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.

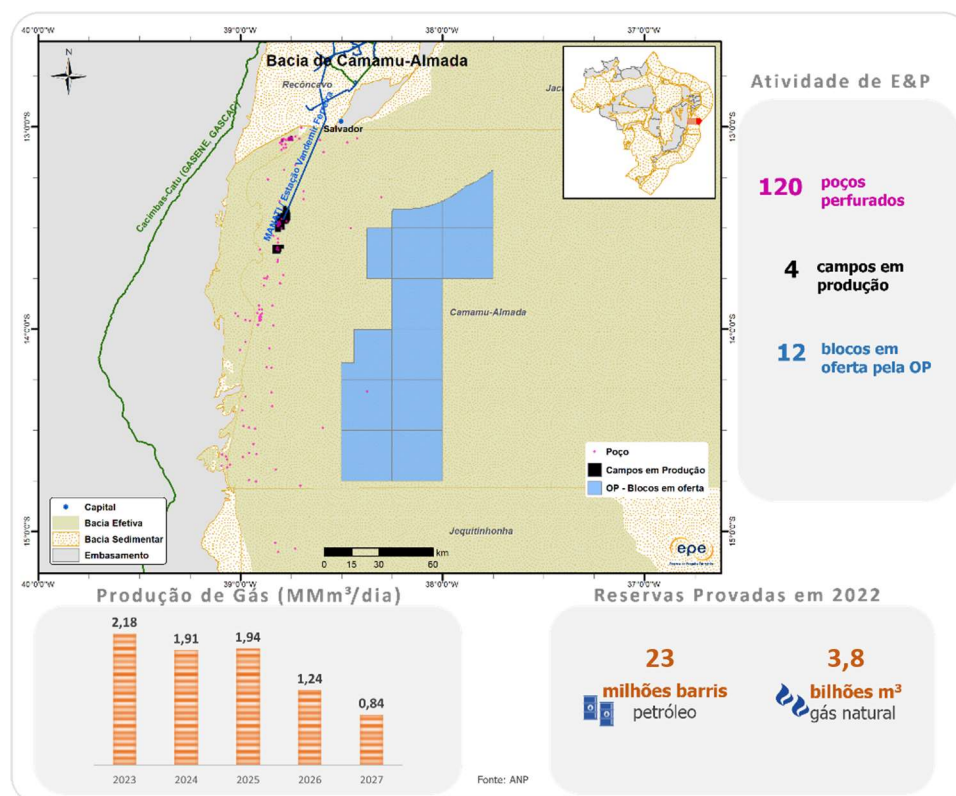
O primeiro poço perfurado pela Exxon não encontrou indício de hidrocarbonetos, contudo há outras oportunidades para serem testadas. A Bacia de SEAL é uma das que possui o estudo da AAAS. A avaliação depende ainda de aprovação por parte da entidade interministerial responsável pela implementação dos estudos.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

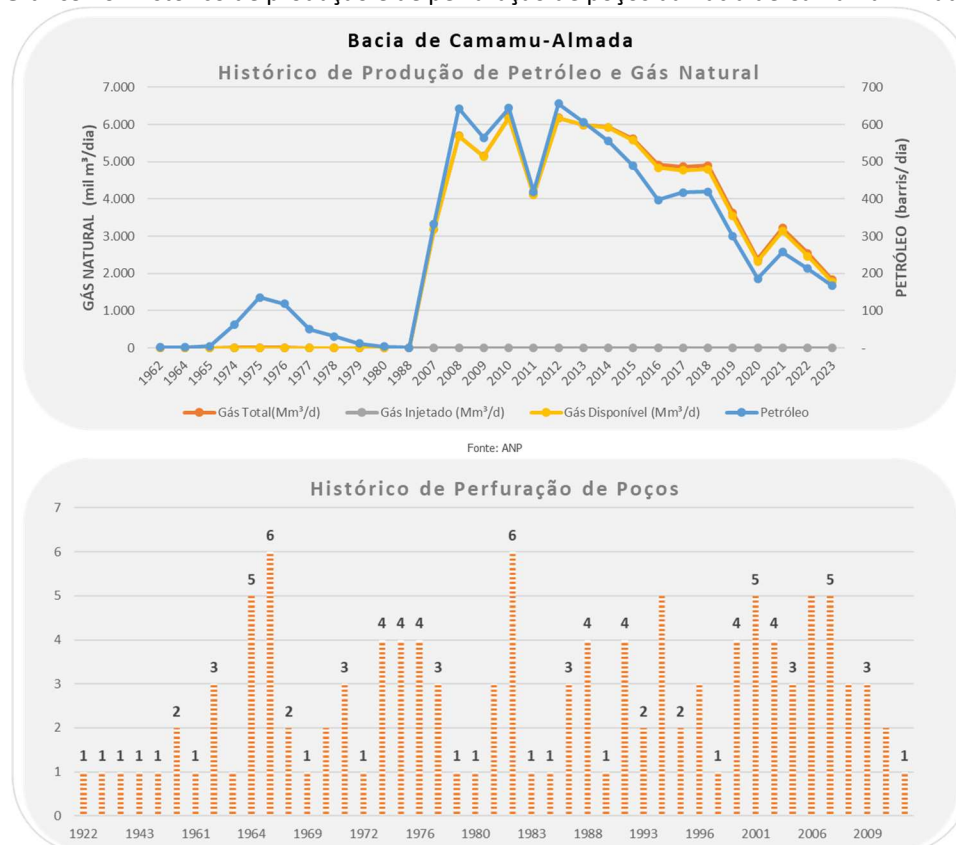
A produção da bacia é de 155 barris/dia e 1,7 MMm³/dia de gás natural. O Gráfico 20 apresenta o histórico de produção da bacia, que evidencia sua propensão para gás natural.

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



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

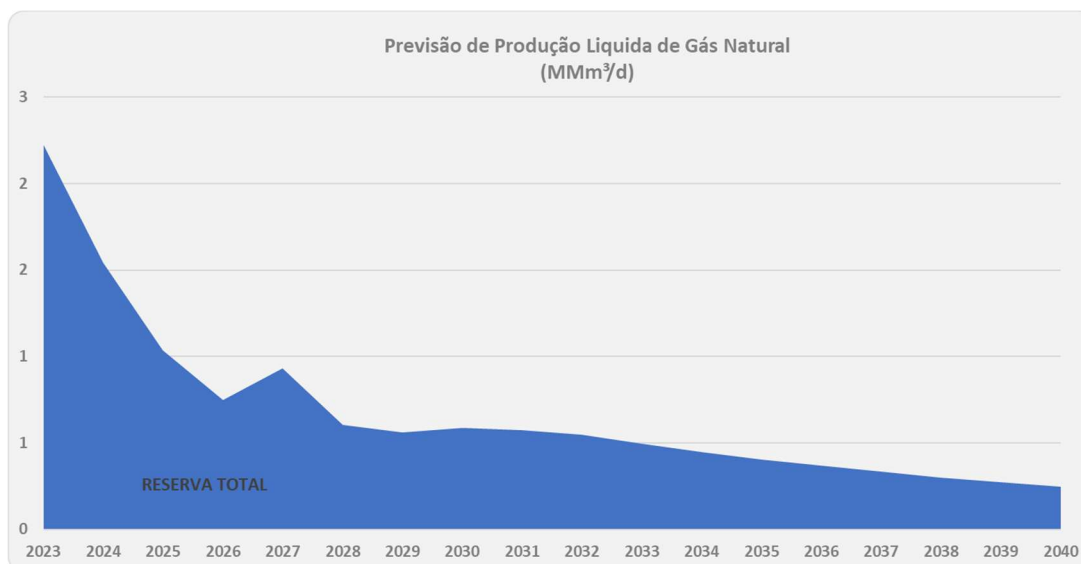
Gráfico 20: Histórico de produção e de perfuração de poços da Bacia de Camamu-Almada.



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.

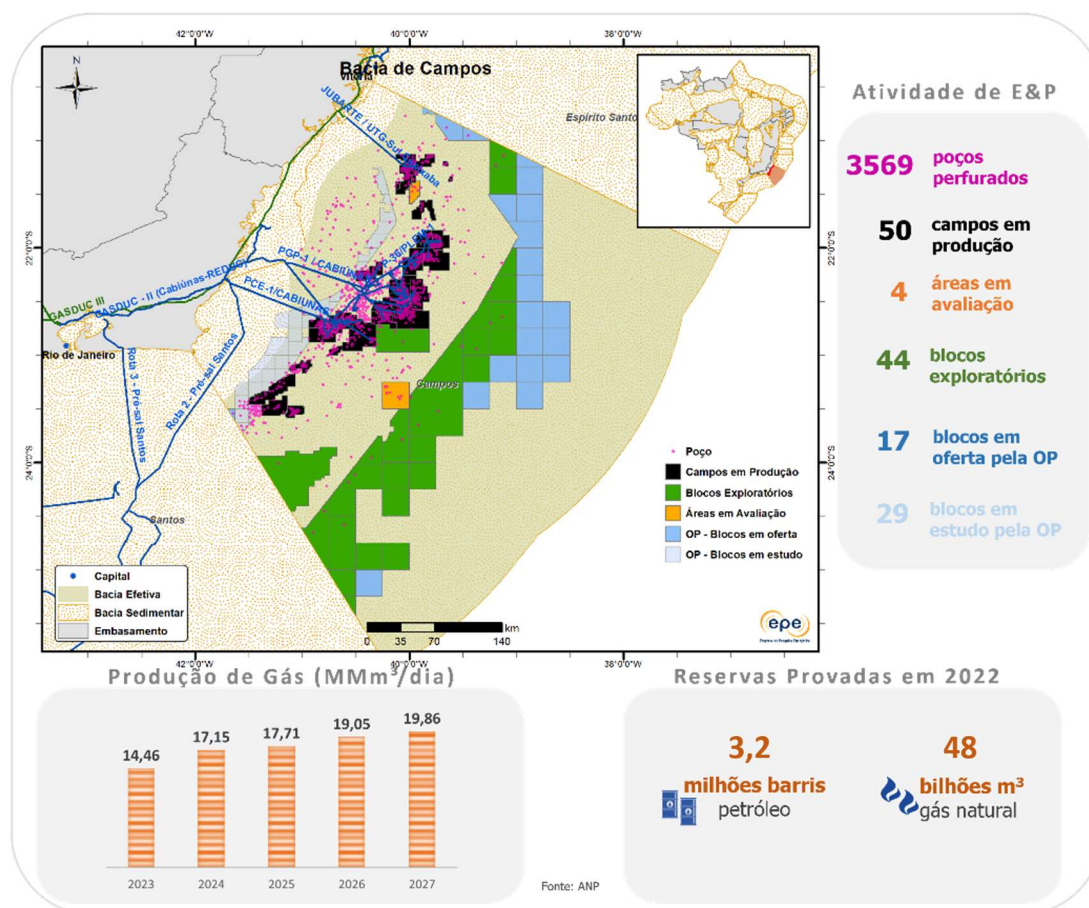
Em 2023, ocorreu o cancelamento do processo de desinvestimento do Campo de Manati pela Petrobras. O programa de desinvestimento da Petrobras apresentou alguns casos de sucesso no País, onde observou-se o retorno da produção e dos investimentos nesses campos. O retorno dos investimentos nesse campo e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

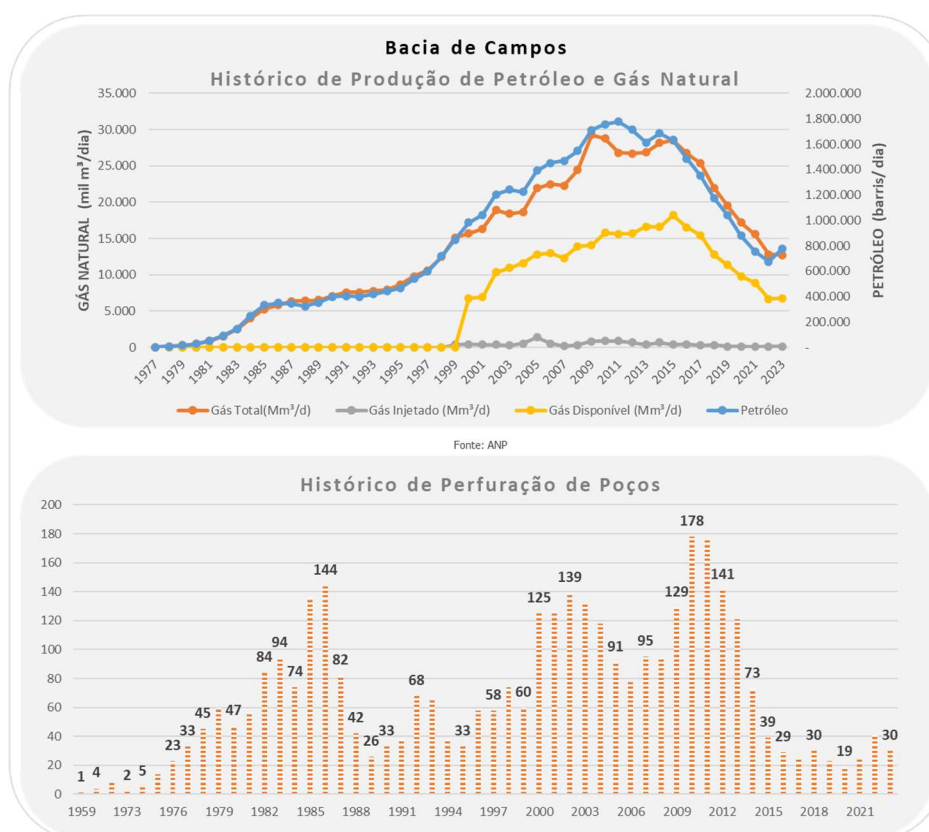


Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de EPE (2022) e ANP (2023f).

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 seletivo 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.

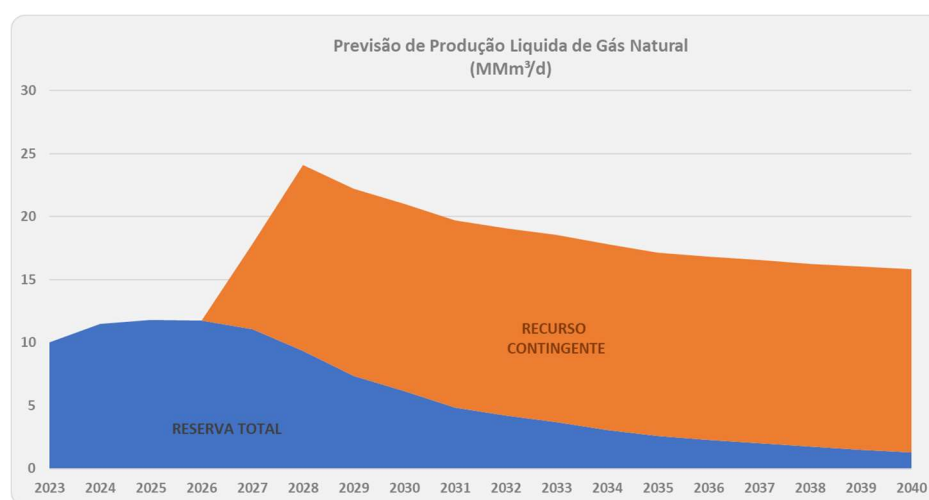
O Gráfico 23 apresenta a previsão da produção líquida da Bacia de Campos até 2040. Estima-se que a exportação de gás da bacia alcançará 16 MMm³/dia em 2040. A produção de novos projetos de unidades ainda em avaliação contribui com 15 MMm³/dia a partir de 2028, mantendo esse patamar até o horizonte de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

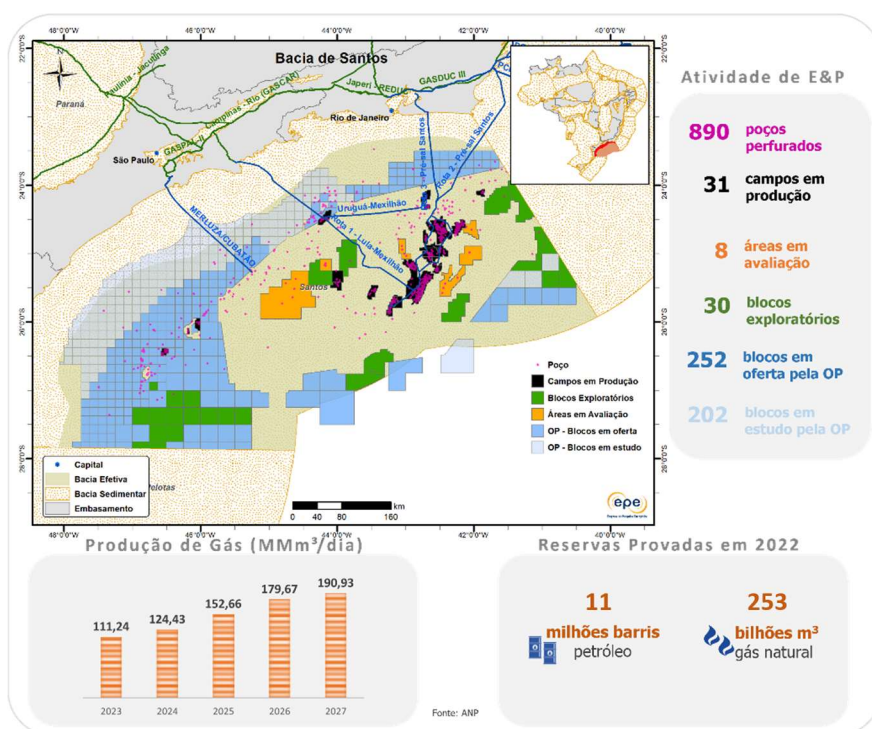
Do ponto de vista socioambiental, assim como nas outras bacias sedimentares, a MC representa uma ferramenta importante para garantir que blocos exploratórios possam estar elegíveis para a Oferta Permanente e com isso tragam previsibilidade ao processo exploratório e atratividade para investimentos na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

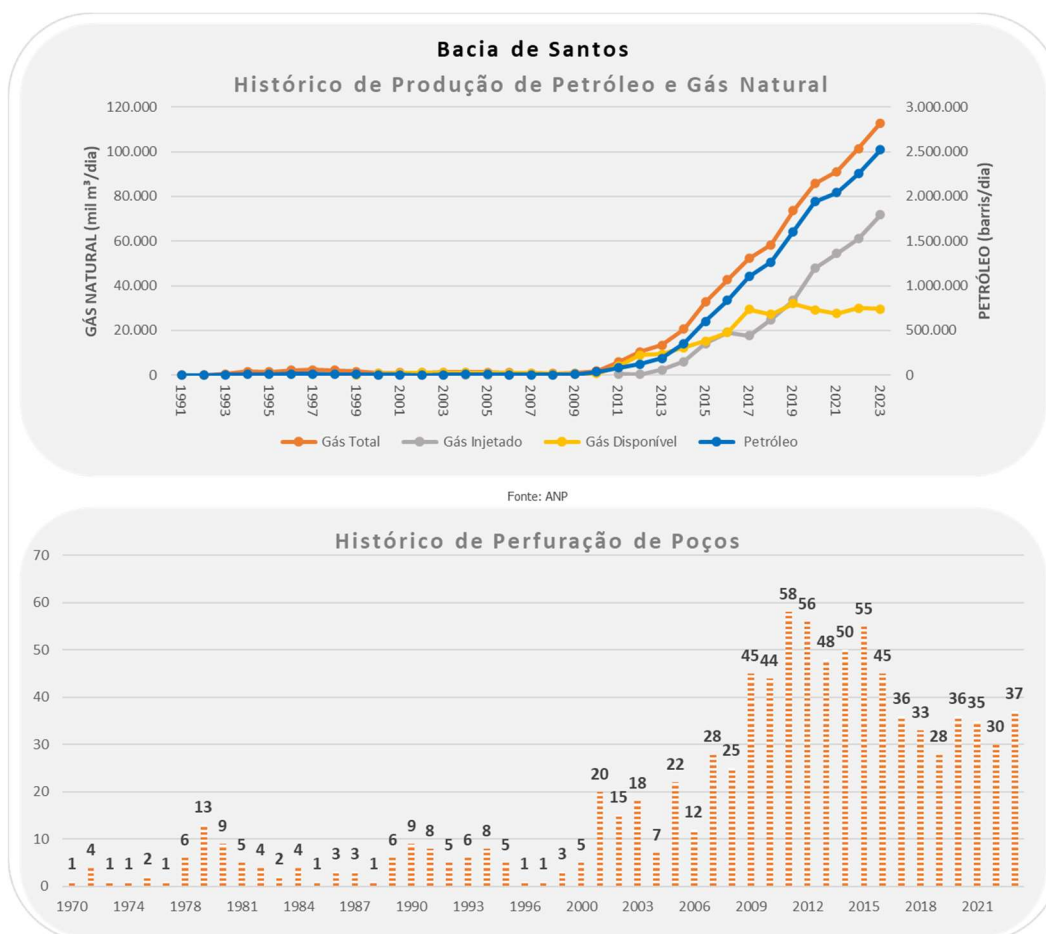
Figura 14: Panorama exploratório da Bacia de Santos.



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.

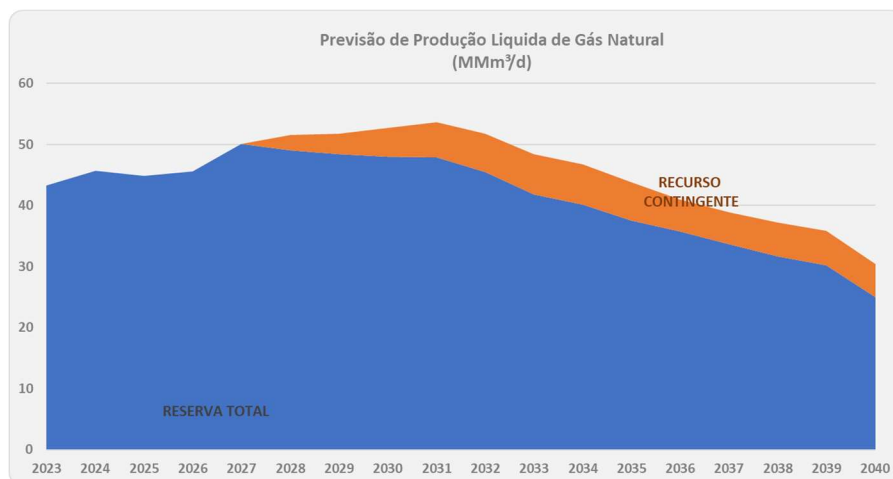


Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de ANP (2023f).

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 CO₂ 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 CO₂ 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 FPSO⁵ 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 concedido 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 líquidos, bem como receber gás natural de outras fontes como, por exemplo, Tambáú/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 m³/dia. Com a entrada em operação da Rota 3, existe a previsão da Rota 2 retornar à vazão nominal de 16 MM m³/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).

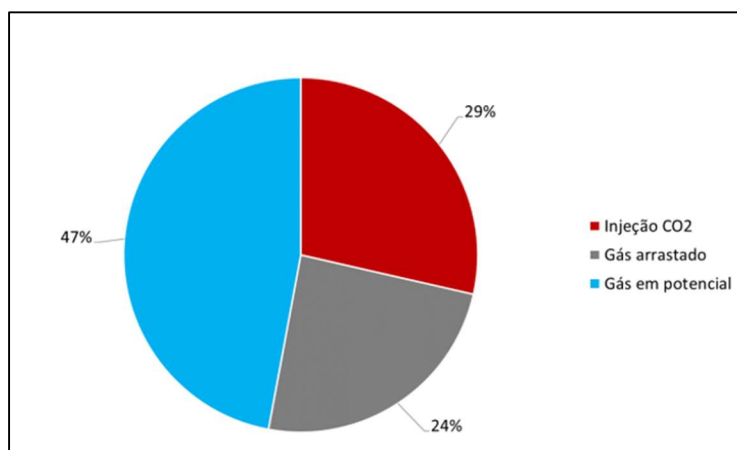
O estudo do IEPUC foi impulsionador de algumas discussões dentro do Comitê 1 e suscitou encaminhamentos que visaram avançar nos conceitos preliminares e em alguns resultados inicialmente apresentados. Deste modo, o Comitê 1 aborda o estudo neste item, dando uma visão de conhecimento geral e das premissas, 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 CO₂ 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.



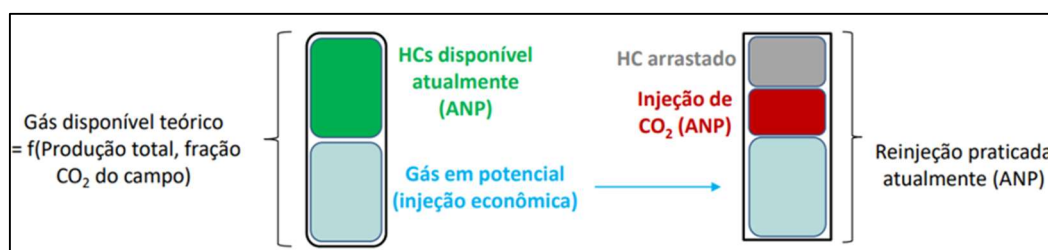
Fonte: IEPUC (2023) a partir de dados da ANP.

Na distribuição do gás reinjetado apresentada, a **Injeção de CO₂** foi estimada a partir de dados atuais reportados pela ANP sobre a composição do gás disponível e da injeção de CO₂. A parcela do **Gás em potencial** é uma estimativa teórica, com a premissa de separação de CO₂ 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 CO₂ injetada (IEPUC, 2023). O **Gás Arrastado** é aquele que se refere à parcela do gás natural que é permeado nas membranas juntamente com o CO₂ e foi estimado pela diferença entre o volume de CO₂ e do Gás em potencial (IEPUC, 2023).

As parcelas Injeção de CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ de 10%; Arrasto (CH₄/CO₂) = 2, implicando em Injeção Compulsória (CO₂+Arrasto) = 30%; Consumo = 9%; Queima = 3%; Disponibilização ao mercado = 35%; e, Injeção Complementar = 23%.

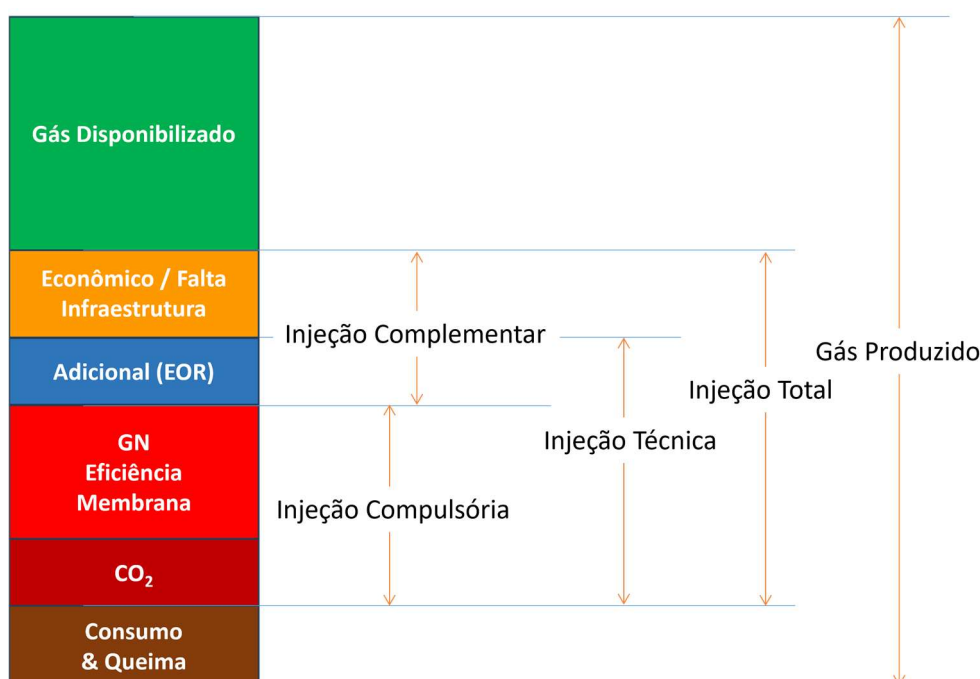
As descrições de cada parcela que compõe o gás produzido estão citadas abaixo:

- *Gás Disponibilizado*: gás produzido disponibilizado para o mercado;
- *Econômico⁶/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 CH₄ (metano) arrastado no processo de separação do CO₂;
- *CO₂*: gás injetado por questões ambientais.
- *Injeção Compulsória*: soma das parcelas *GN Eficiência da Membrana* + *CO₂*;
- *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/produzidor. 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.

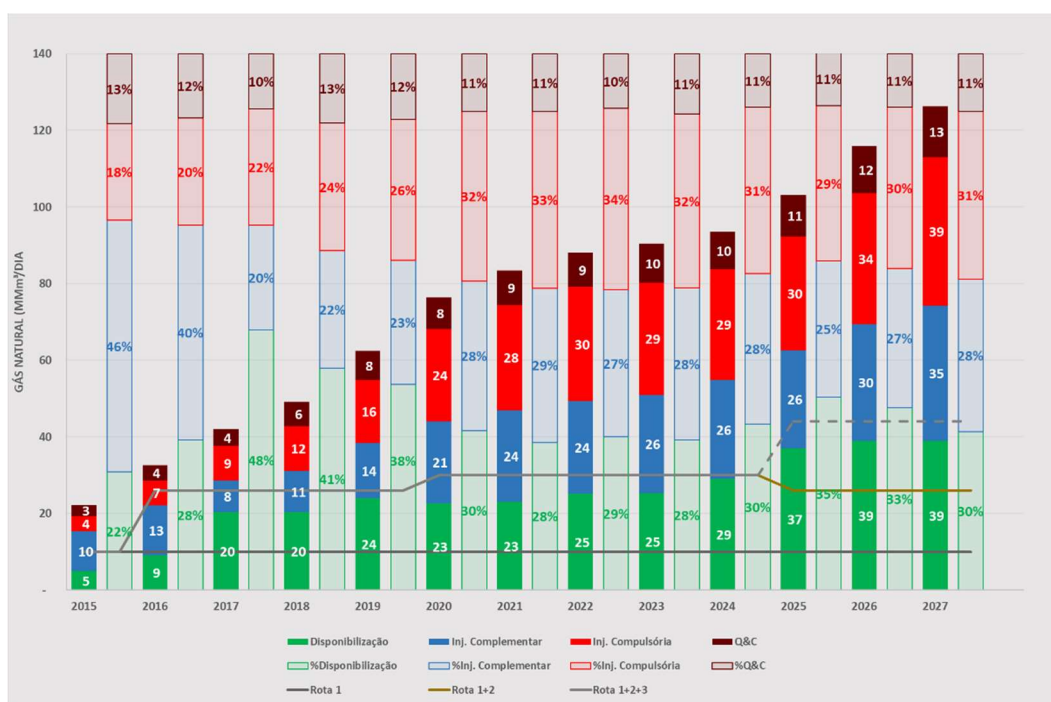
A Injeção Compulsória é fortemente relacionada com a questão ambiental e dependente da fração de CO₂ presente no gás natural, e de aspectos tecnológicos, considerando a eficiência das membranas utilizadas para separar o CO₂ do metano (CH₄). Essa é considerada uma prática necessária de captura de carbono e está alinhada aos esforços de redução de emissões de gases de efeito estufa em todo o mundo. Os teores de CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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).

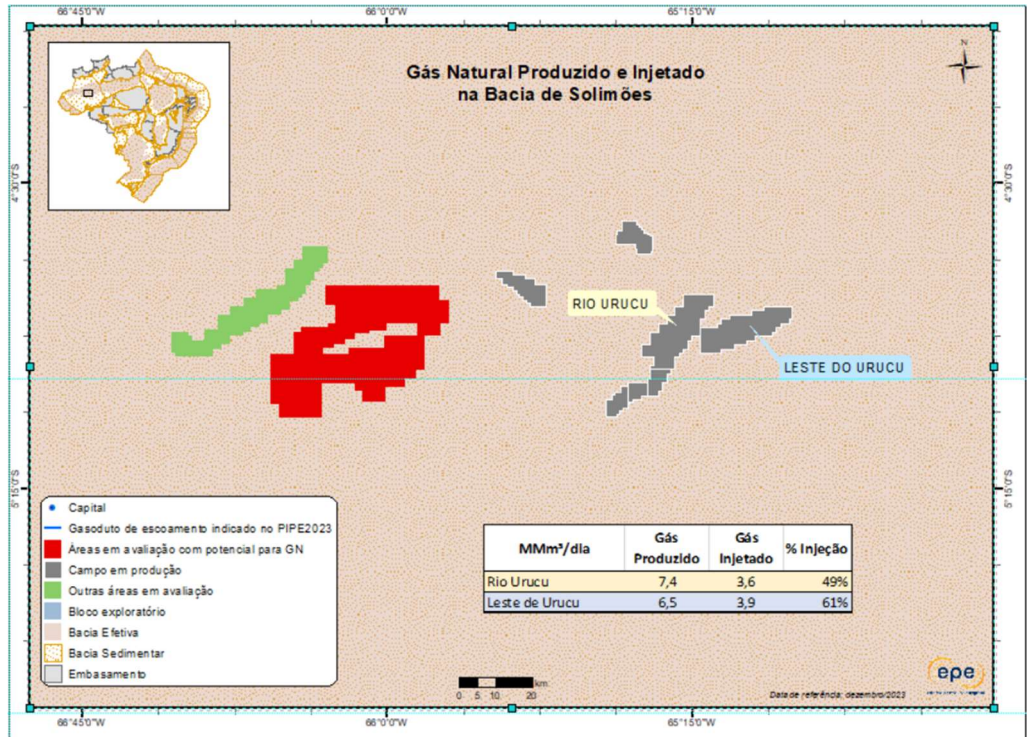
Atualmente, há 24 áreas com reservatórios do Pré-sal na Bacia de Santos, em produção ou com previsão de produzir nos próximos anos. A maior parte dessas áreas é de campos, e alguns destes constituem aglomerados com áreas não contratadas (AnC)⁷ e com o excedente da Cessão Onerosa (ECO)⁸, que produzem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



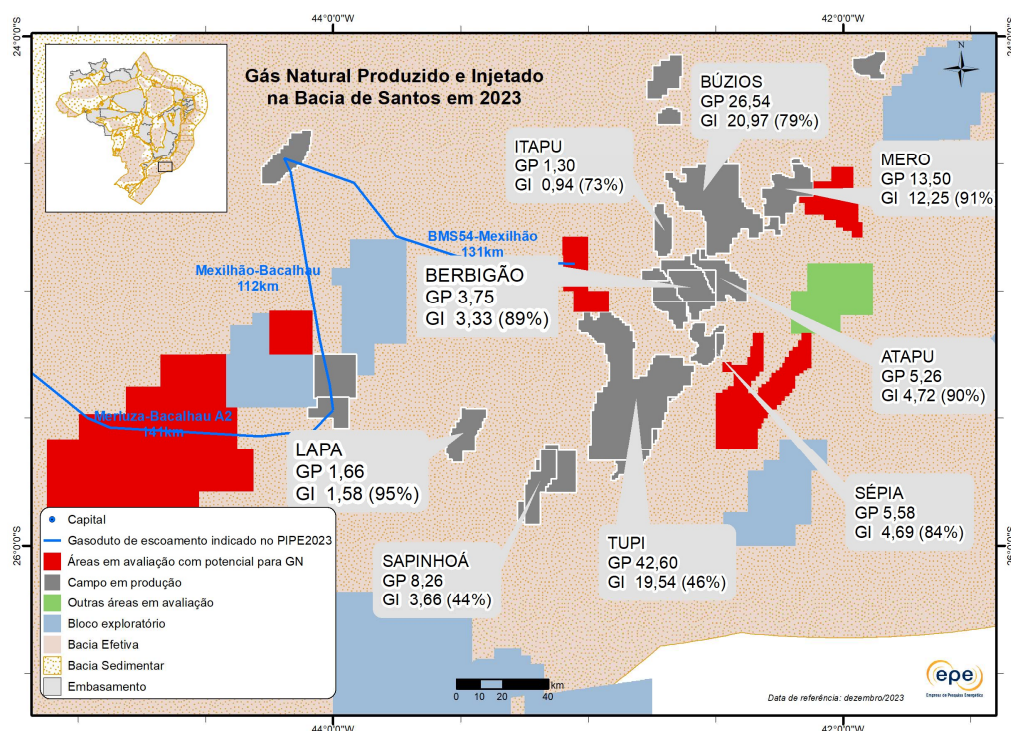
Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, a partir de informações da EPE (2023b) e dados da ANP.

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 CH₄ (atualmente, para cada molécula de CO₂ removida são arrastadas junto até 4 moléculas de metano, a depender da concentração de CO₂ 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 (PAP⁹).

A previsão da produção para o campo de Atapu inclui, em conjunto, as unidades de Atapu ECO¹⁰, Oeste de Atapu, AnC¹¹_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 CO₂ de 28%, contribuindo para uma Injeção Compulsória de 26%. Já a Injeção Complementar chega a 26% em 2027 (Gráfico 28).

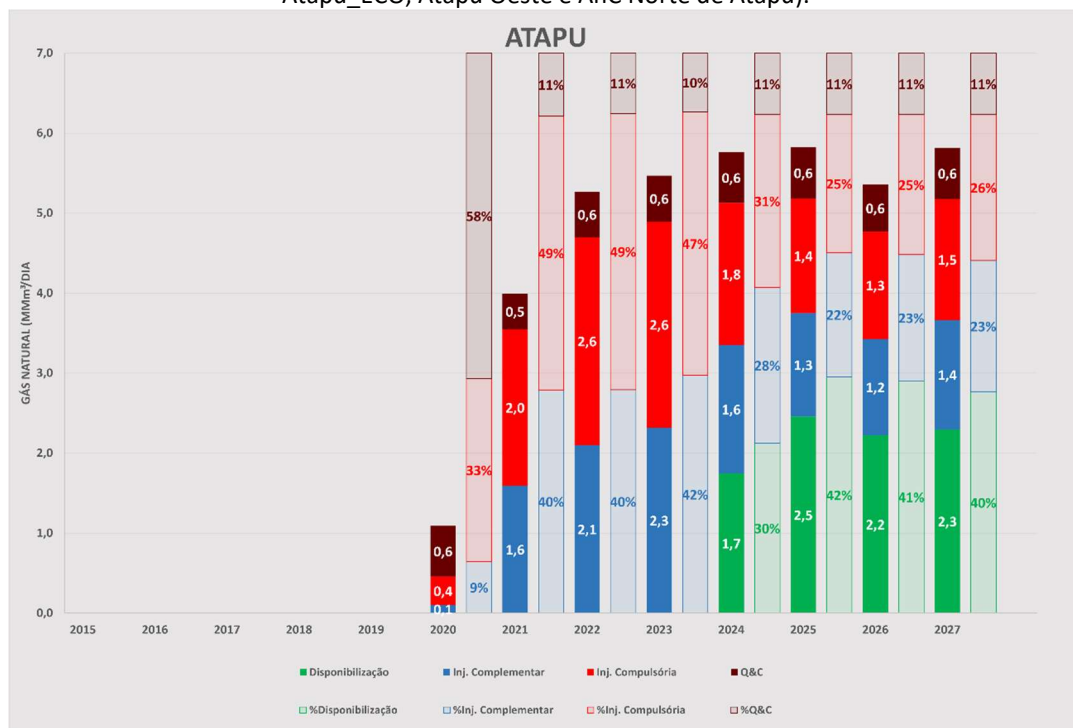
A previsão da produção para o campo de Berbigão inclui, em conjunto, as unidades de Sul de Berbigão e Sururu. Nos anos iniciais todo o gás produzido foi injetado. Estima-se que, a partir de 2024, com base nas previsões do PAP, haja disponibilização do gás e que, em 2027, alcance cerca de 19%. A injeção total chega a 70% do total produzido. O campo de Berbigão possui teores de CO₂ 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.

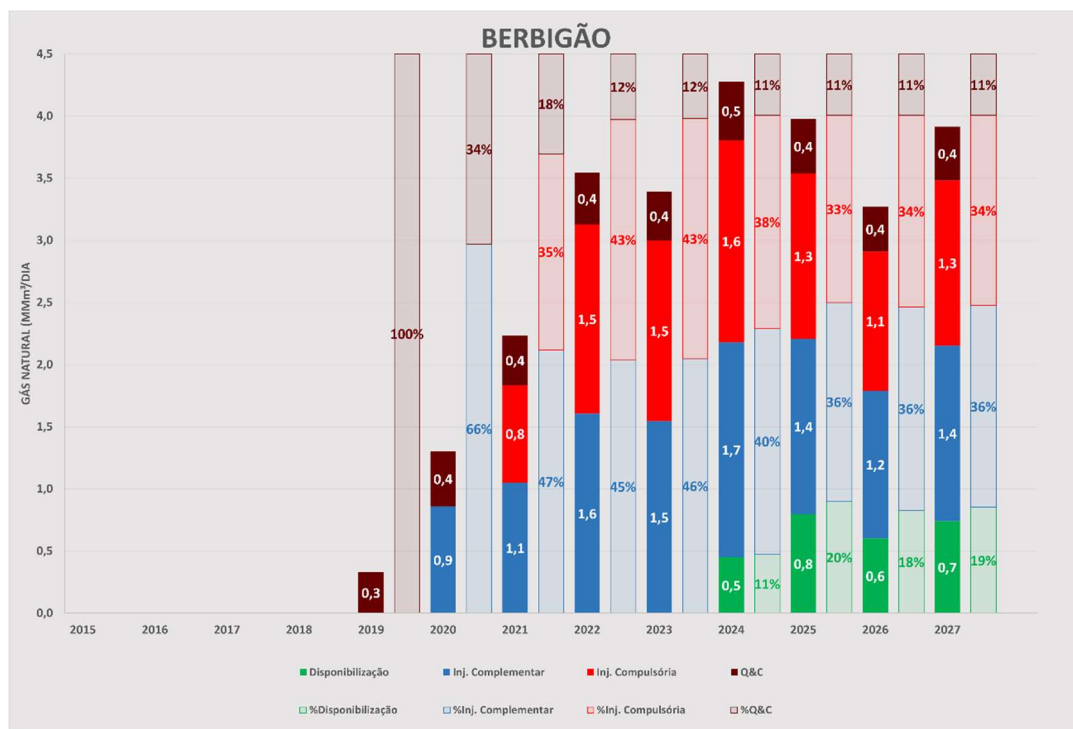
¹¹ Área não Contratada do campo de Atapu correspondente à parte que está fora da área sob contrato.

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).

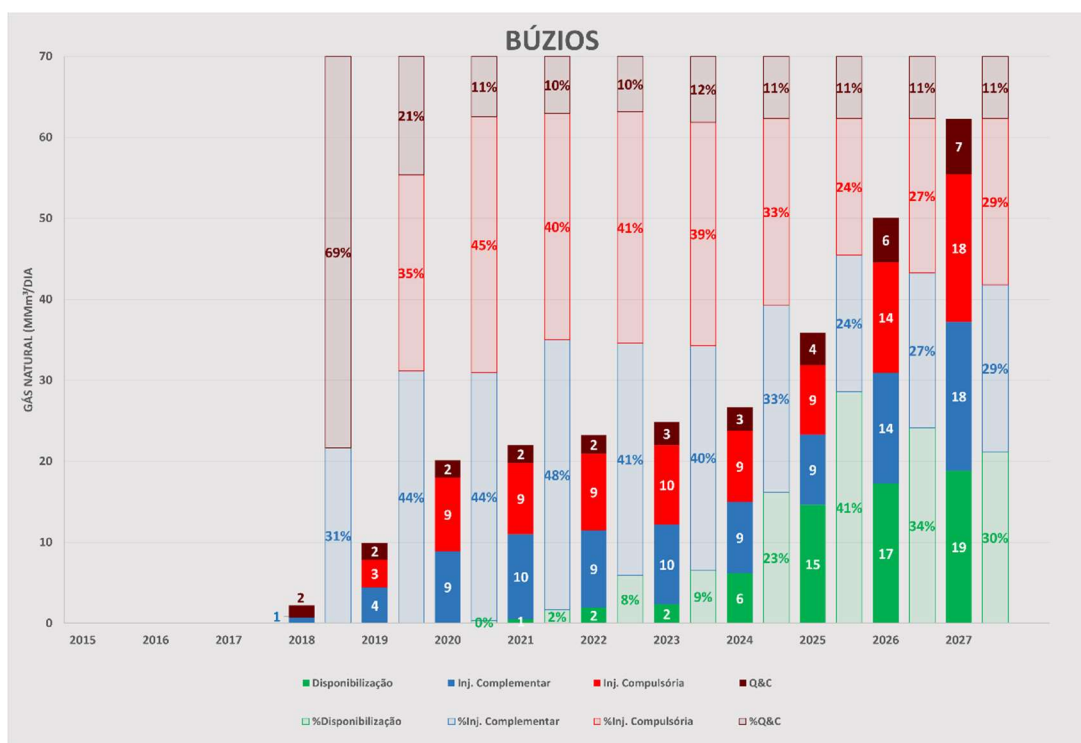


Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, a partir de dados do Plano Anual de Produção do campo de Berbigão (ANP, 2023e).

A previsão da produção para o campo de Búzios inclui, em conjunto, as unidades de Búzios ECO¹² 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 CO₂ 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 ECO¹³. 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 CO₂, 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).

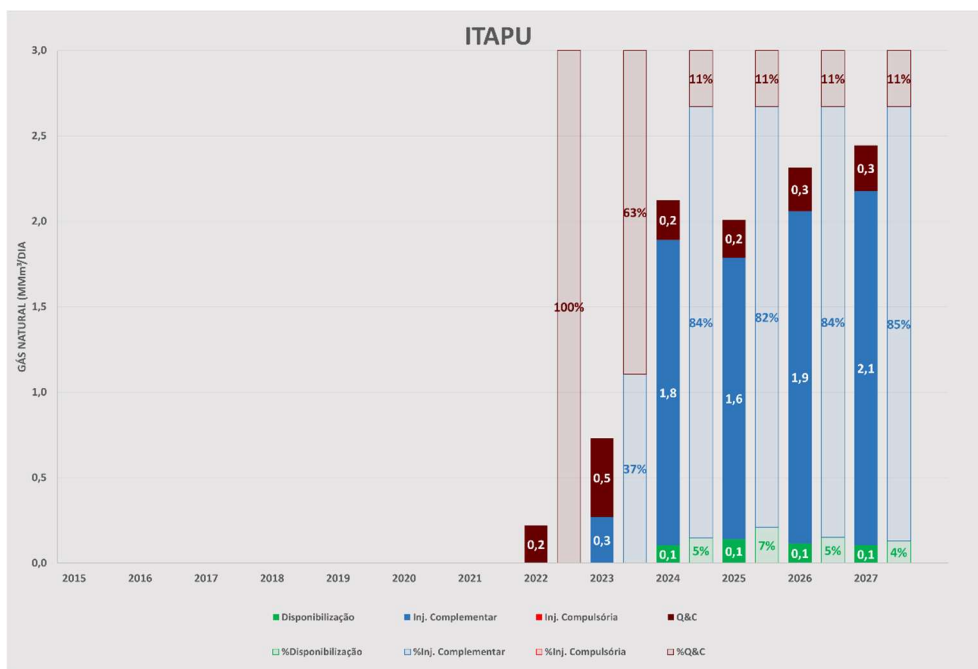


Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, com dados do Plano Anual de Produção do campo de Búzios.

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 AnC¹⁴ 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 CO₂ 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).

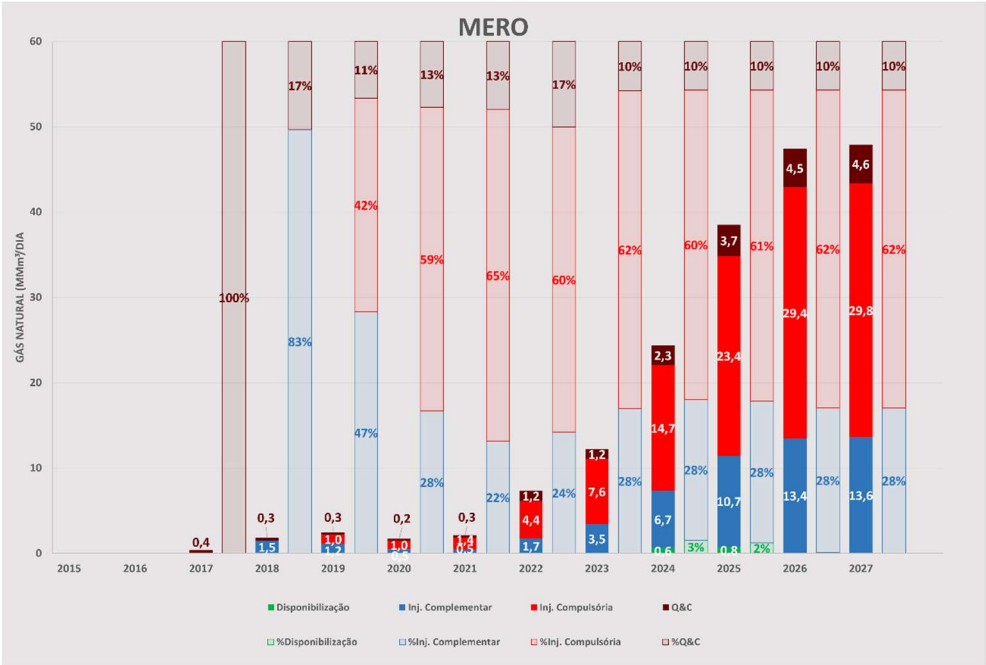
A previsão da produção para o campo de Tupi inclui, em conjunto, as unidades de AnC¹⁵ de Tupi e Sul de Tupi. A disponibilização do gás natural no campo de Tupi se manteve constante entre os anos de 2017 e 2023, com cerca de 45% do gás produzido. Da mesma forma, ocorreu com as taxas de Injeção Complementar e Injeção

¹⁴ Área não Contratada de Mero.

¹⁵ Área não Contratada de Tupi.

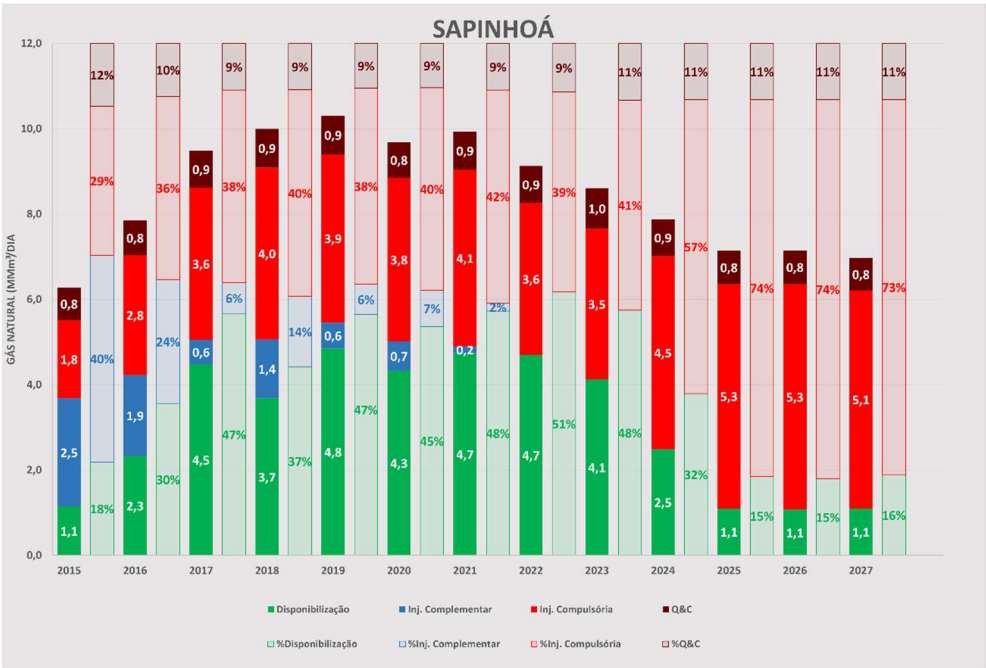
Compulsória, com cerca de 23% e 25% respectivamente. A expectativa para os próximos anos é de redução da disponibilidade, chegando a 34% em 2027, e discreto aumento da Injeção total (Complementar e Compulsória), somando 55% no mesmo ano (Gráfico 35).

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



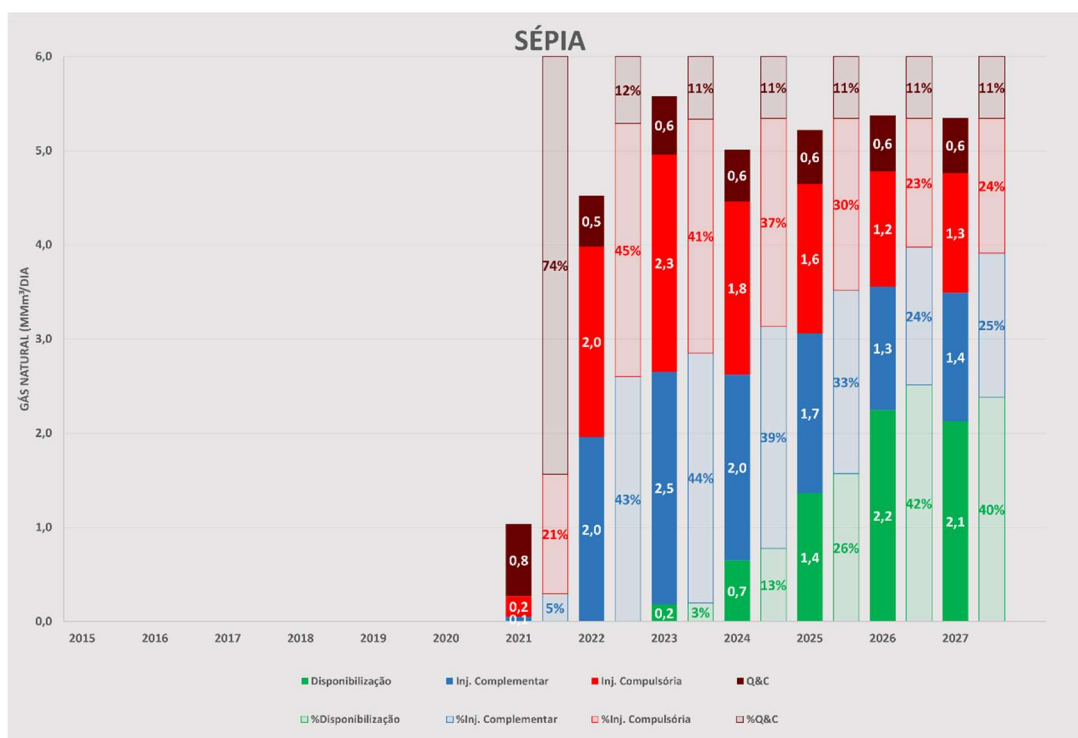
Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, com dados do Plano Anual de Produção do campo de Mero (ANP, 2023e).

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).



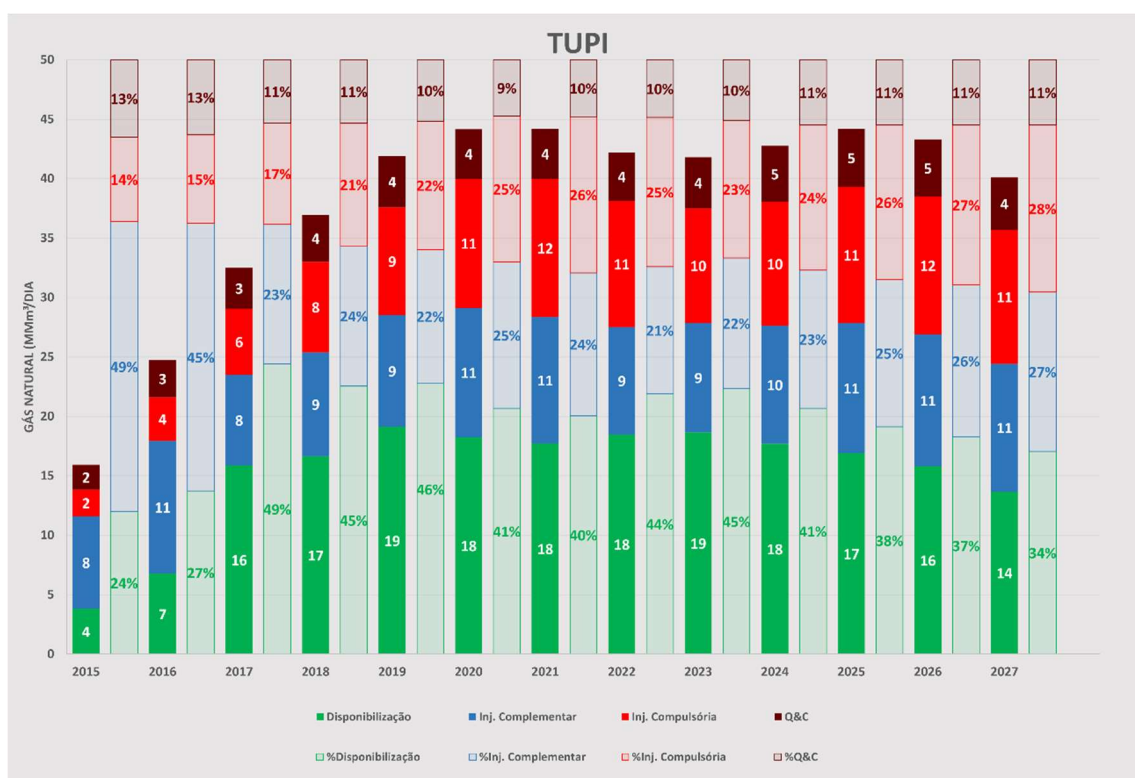
Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, com dados do Plano Anual de Produção do campo de Sapinhoá (ANP, 2023e).

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).

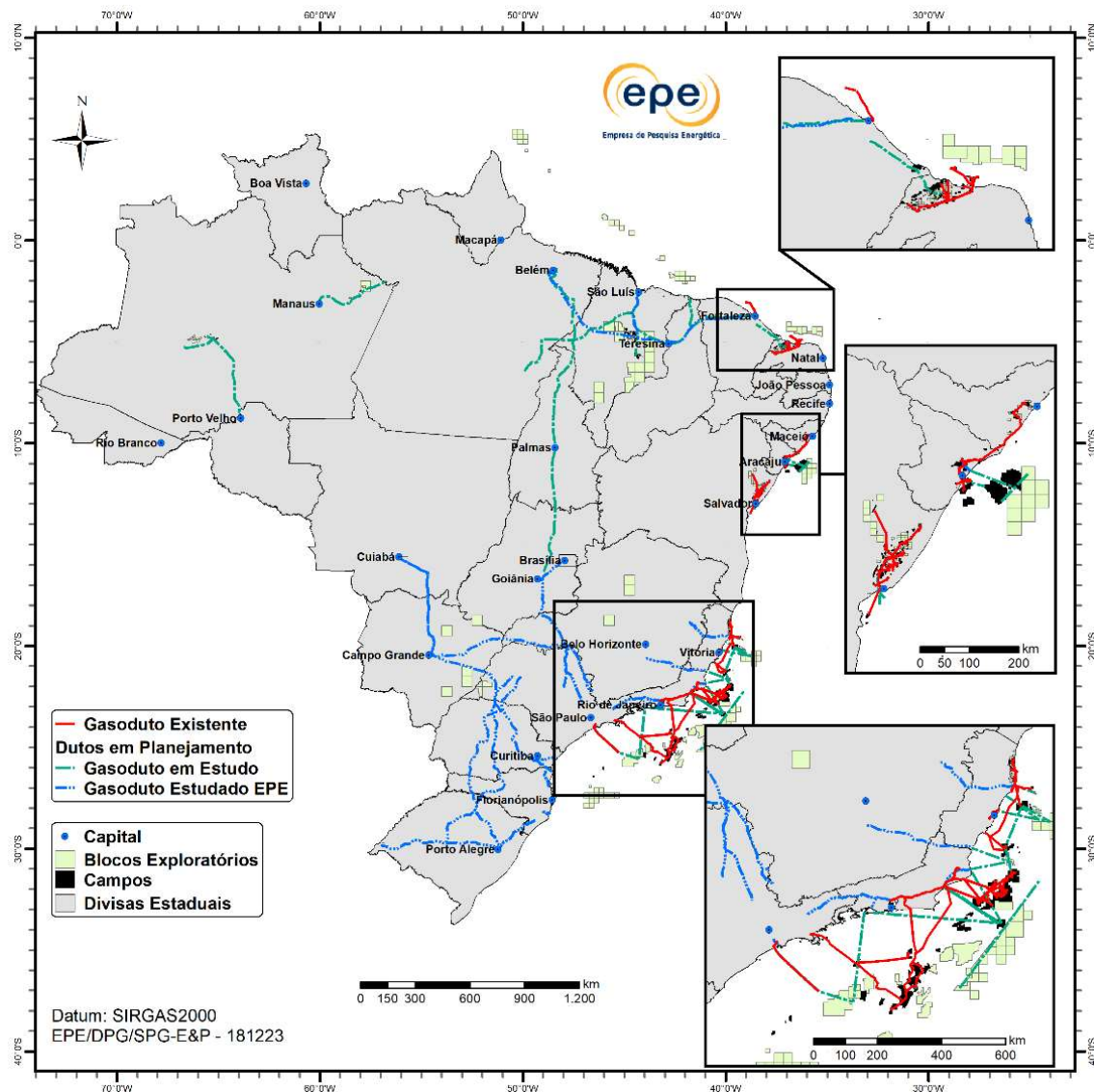


Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração EPE, com dados do Plano Anual de Produção do campo de Tupi (ANP, 2023e).

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.

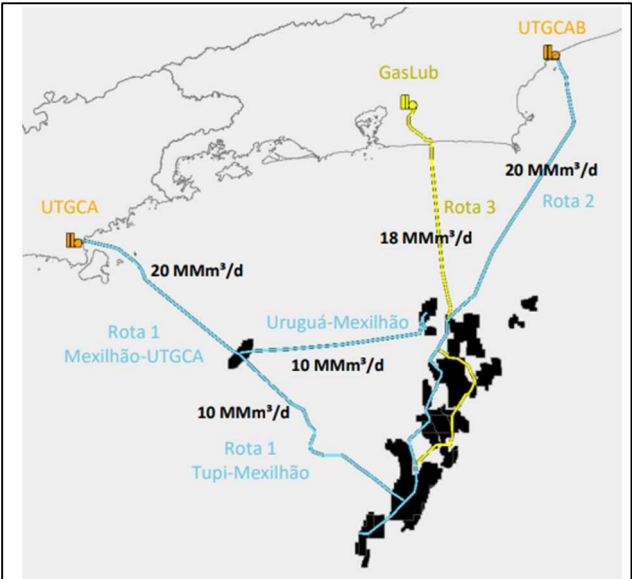
Tabela 2: Informações técnicas das infraestruturas de escoamento. Fonte: (Petrobras, 2023).

FICHA TÉCNICA		CAPACIDADE NOMINAL (MMm³/d)	COMPRIMENTO (km)	DIÂMETRO (polegadas)	PRESSÃO MÁXIMA (kgf/ cm²)	CONTAMINANTES (H₂S)
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
INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DO CEARÁ E RIO GRANDE DO NORTE	Livramento-Guararé	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
	Peraô (PER)	8.000	56	18	92	7 ppm
	Gasoduto Tupi - Tupi Nordeste	—	22	18	255	5 ppm
INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DA BACIA DE SANTOS	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 rico¹⁶ 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 inviabiliza 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 CO₂ 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 CO₂);
- b) Reinjeção de gás para recuperação avançada (aplicação da técnica de WAG¹⁷);
- 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 m³/dia.
- IV. Os campos de Búzios, Sépia, Atapu, Berbigão/Sururu e Sapinhoá que apresentam teores relevantes de CO₂ praticam apenas a Injeção Compulsória.
- V. Para o campo de Tupi foram considerados: FPSOs de reservatórios contendo CO₂ com Injeção Compulsória; e FPSO de reservatórios sem CO₂ com a injeção de 30%; e revitalização do Campo de Tupi a partir de 2030;
- VI. Para o campo de Itapu, com reservatórios sem CO₂, 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 Petrobras¹⁸) das Rotas 1, 2 e 3 estão congestionadas. Neste cenário, a

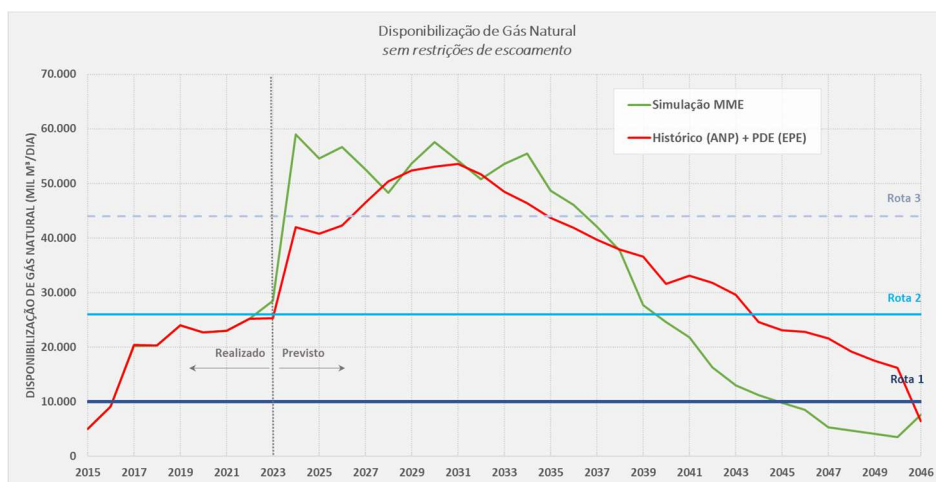
¹⁷ *Water Alternating Gas (WAG)*, que será mais bem tratado no capítulo 6.

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.

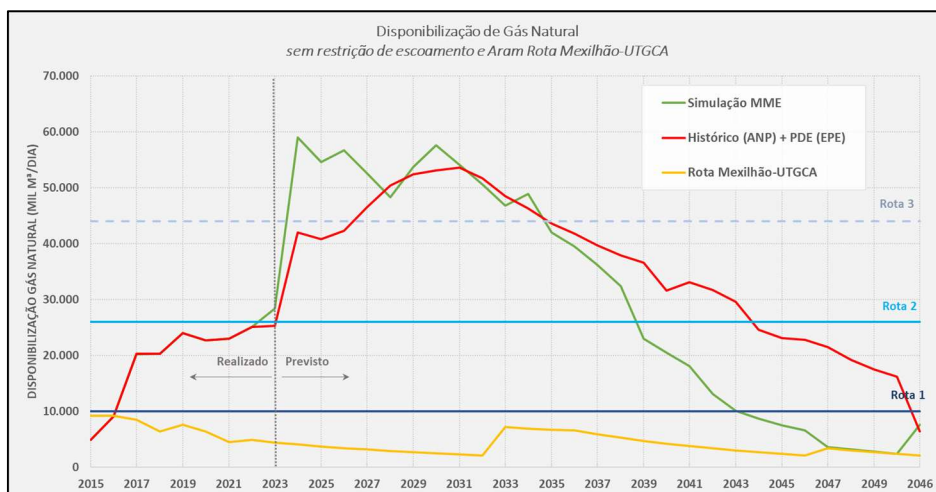
O Gráfico 36 apresenta a simulação deste cenário hipotético e compara com a curva de produção esperada. A partir de 2033, é visível a influência dos novos projetos (Fase 2 de Bacalhau, Aram e Gato do Mato). Sem a entrada em operação dos novos projetos, a Bacia de Santos tem sua capacidade de escoamento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

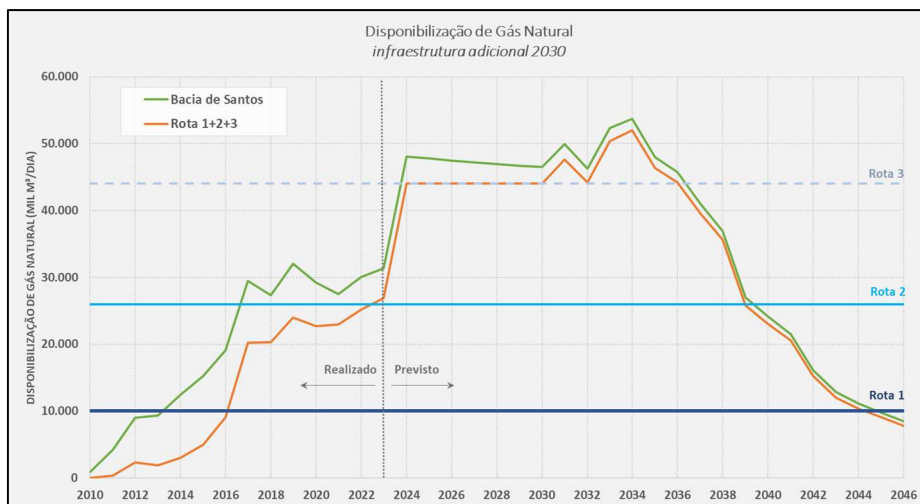
¹⁹ As curvas identificadas como **Histórico (ANP) + PDE(EPE)*** trazem informações das previsões da produção líquida de Gás Natural do Plano Nacional de Expansão de Energia 2032 - PDE 2032, atualizadas com informações obtidas durante os trabalhos do GT GE, além de incluir as expectativas para o campo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

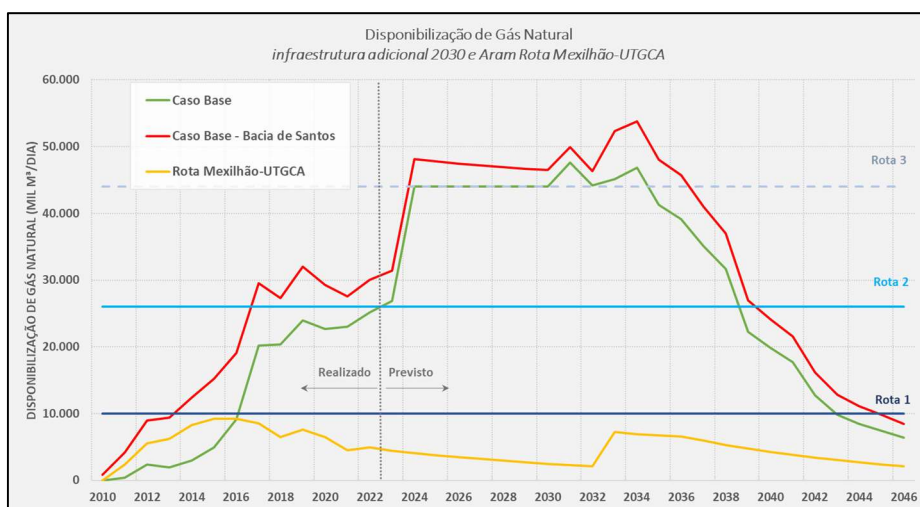
Para o Cenário foi simulada ainda, a perspectiva da disponibilização do novo projeto de Aram ocorrer após a plataforma de Mexilhão. Com isso, ocuparia-se a capacidade ociosa do gasoduto Mexilhão/UTGCA, liberando disponibilidade para as Rotas 1, 2 e 3 (Gráfico 39). Portanto, nesse cenário não haveria 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 CO₂, e pela reinjeção de gás necessária no reservatório para otimizar a recuperação do óleo. A contaminação por CO₂ 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 CO₂ 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.

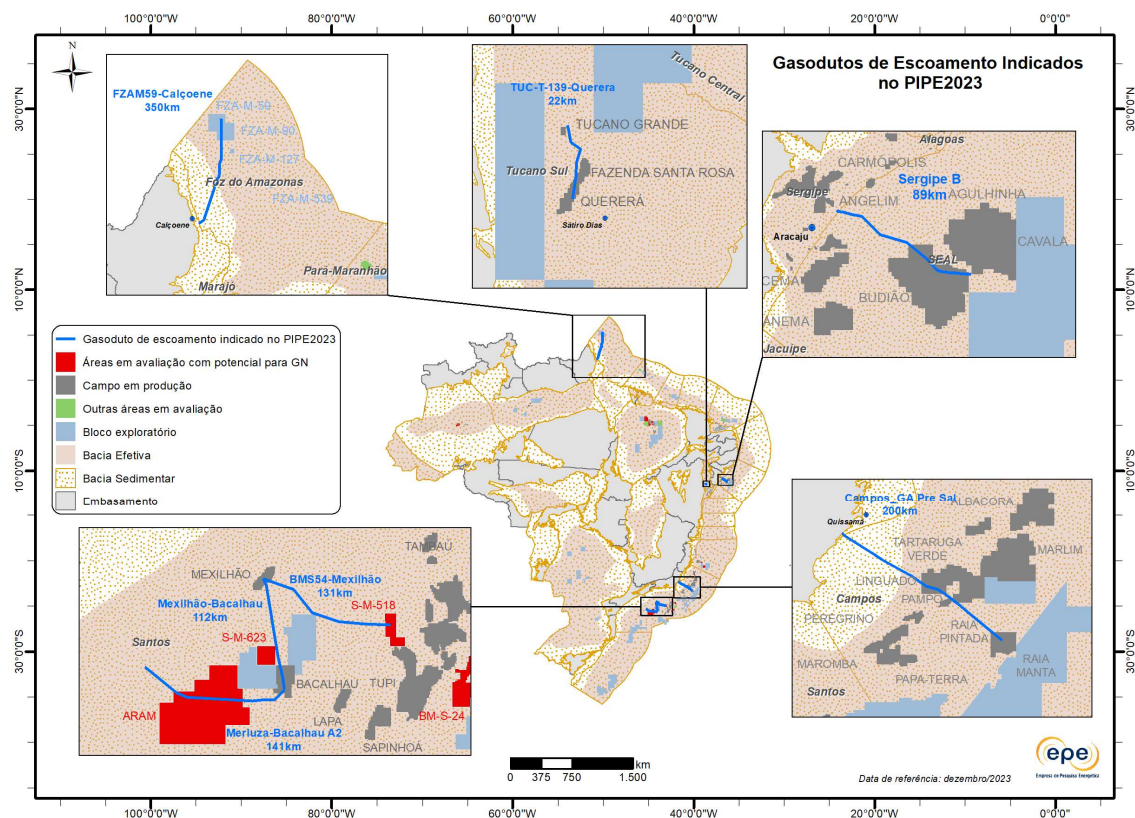
Algumas alternativas são apresentadas com o intuito de elencar oportunidades para o aumento da disponibilidade de gás nas bacias sedimentares brasileiras em diferentes estados do País. As oportunidades são apresentadas nas bacias de Santos, Campos, Sergipe-Alagoas, Foz do Amazonas e Tucano Sul, alinhadas 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 Quererá-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 CO₂ (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 CO₂ 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.

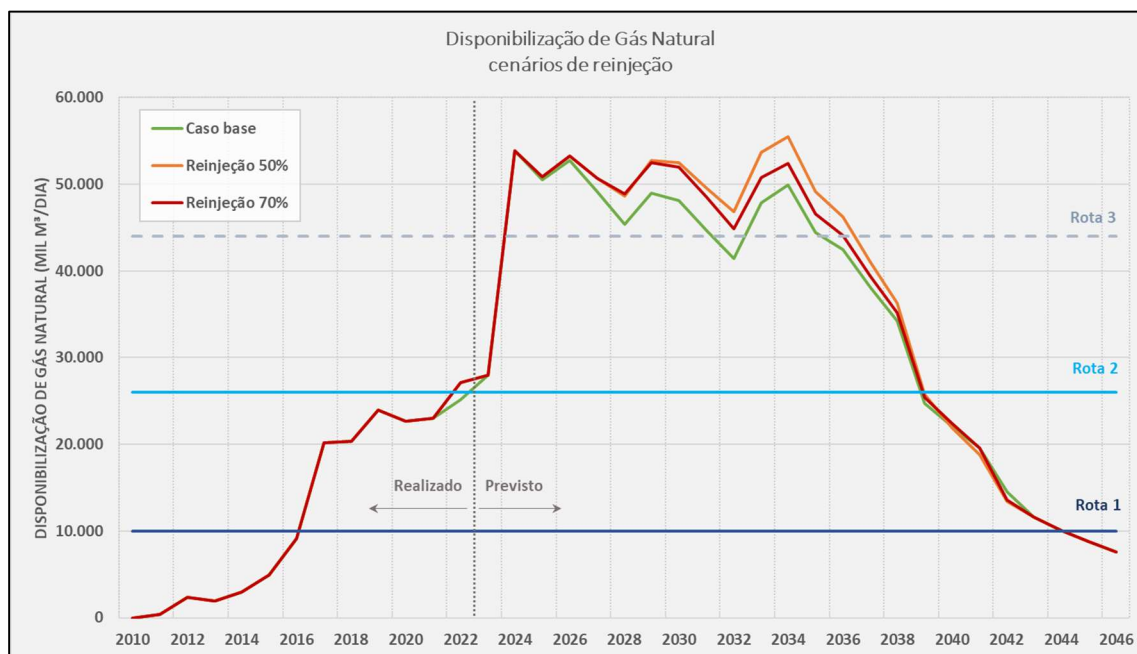
Transferência de gás (entre as unidades) das unidades que não têm capacidade de processamento para aquelas que possuem a capacidade e podem disponibilizar gás

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.

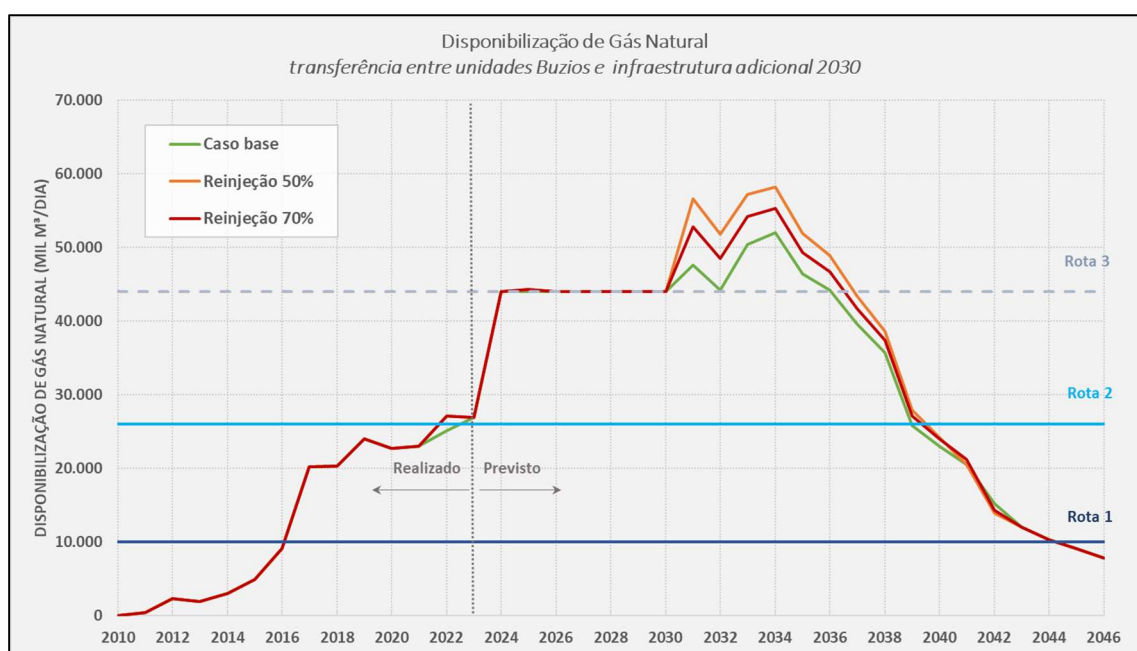
Adotando a premissa de que uma nova infraestrutura de escoamento somente estaria disponível a partir de 2030, foi realizada uma reinjeção adicional no balanço de massa para se adequar à infraestrutura existente até 2030, conforme observado no Gráfico 41. Poderia haver uma capacidade adicional de disponibilização que pode chegar a 10 milhões de m³/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.

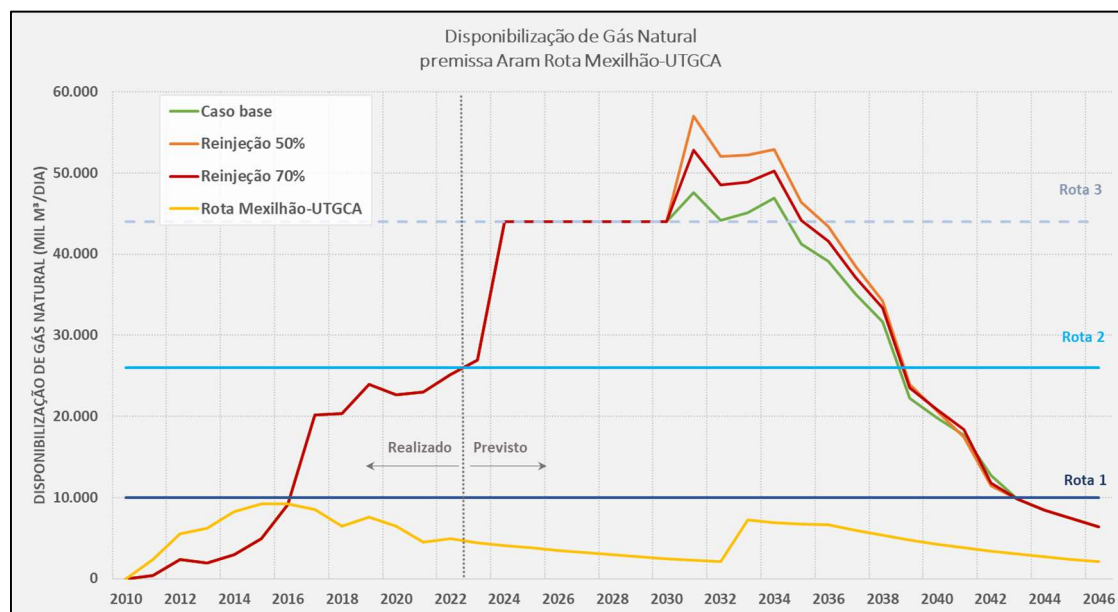


Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

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.

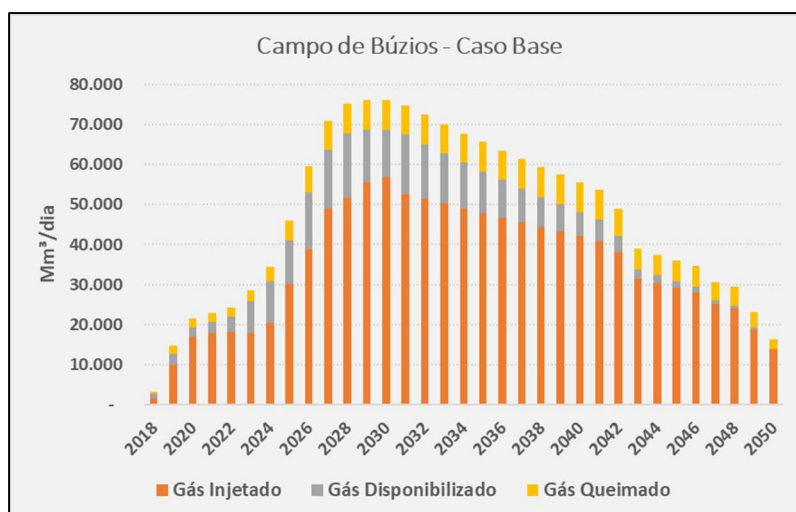


Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

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).

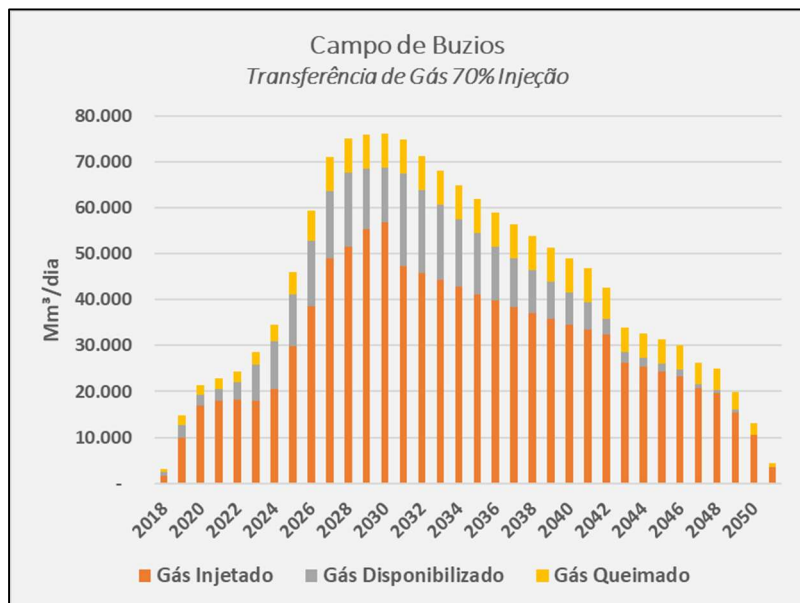


Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

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.

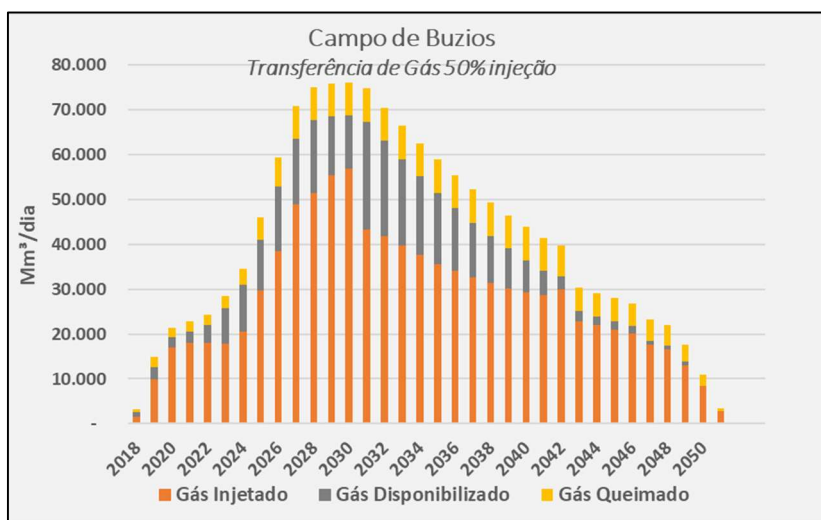
Gráfico 44: Cenário 1 de reinjeção para o campo de Búzios (70% de reinjeção). A transferência entre as unidades que não disponibilizam gás, para aquelas com capacidade de processamento e que apresentam ociosidade.



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 CO₂ 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 C₅₊ (EPE, 2023d).

Os custos associados às infraestruturas de plataforma *HUB* são elevados. Entretanto, em comparação com um sistema de configuração convencional²⁰, 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 MMm³/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 m³/dia.

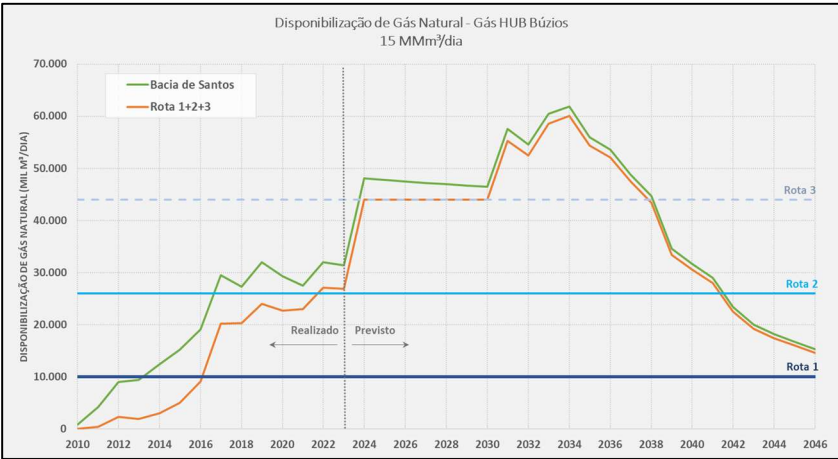
Campo de Búzios:

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 MMm³/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 CO₂ e compressão do gás.

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

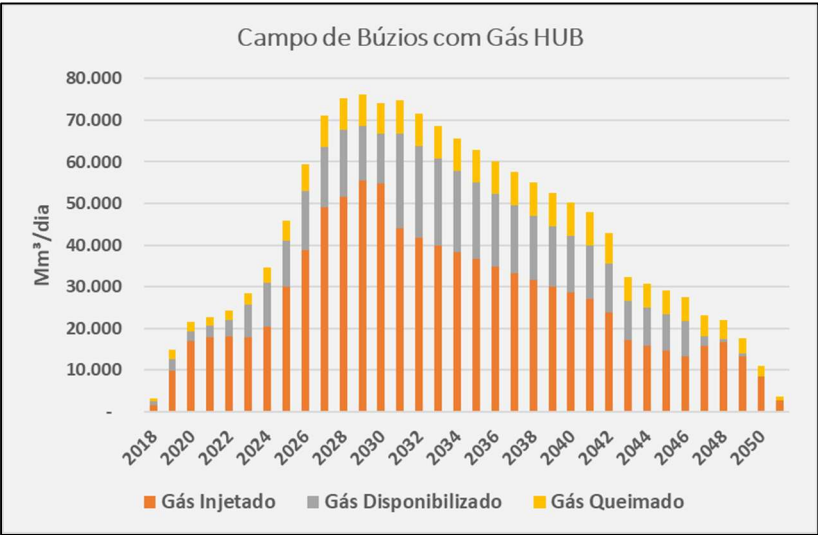
Gráfico 46: Disponibilização prevista de gás para a Bacia de Santos, considerando a premissa do *Gas HUB* de Búzios, com capacidade de processamento de 15MMm³/dia.



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*.



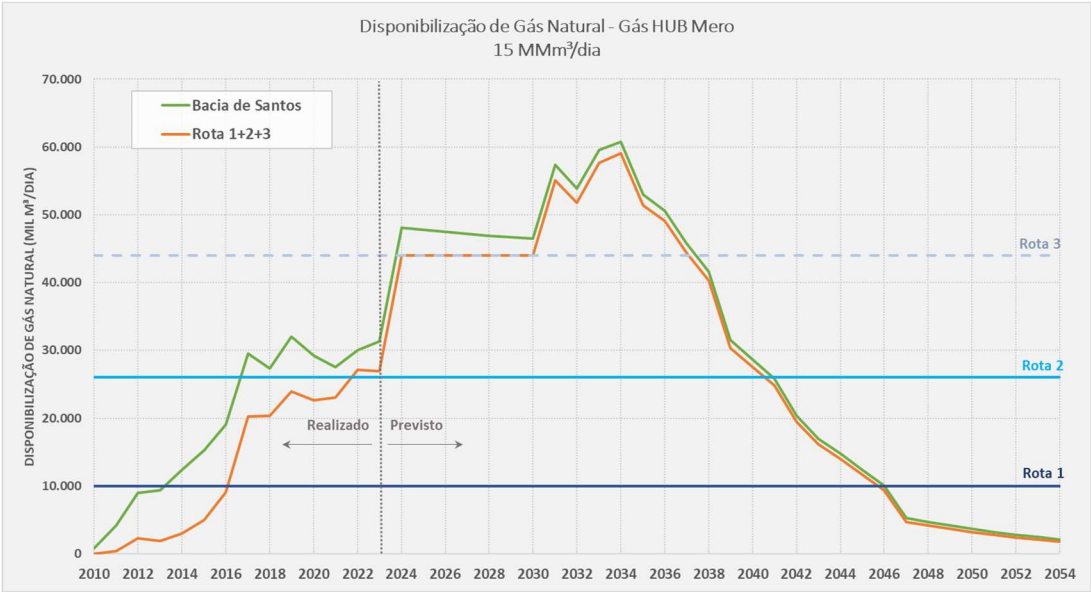
Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

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.

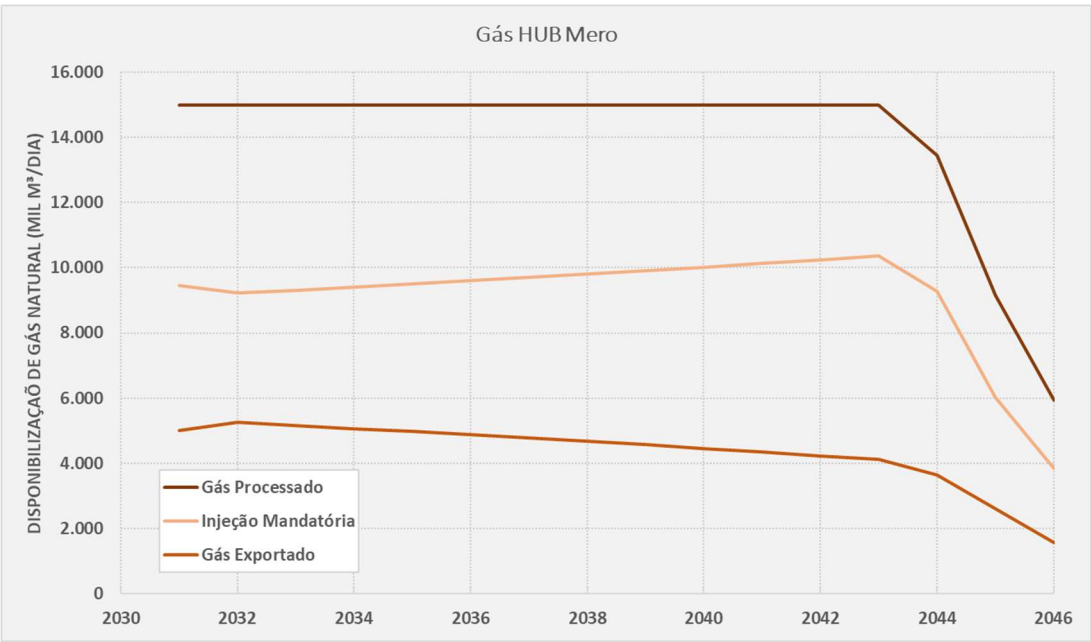
Gráfico 48: Disponibilização prevista de gás para a Bacia de Santos, considerando a premissa do *gas HUB* de Mero, com capacidade de processamento de 15 MMm³/dia.



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*.

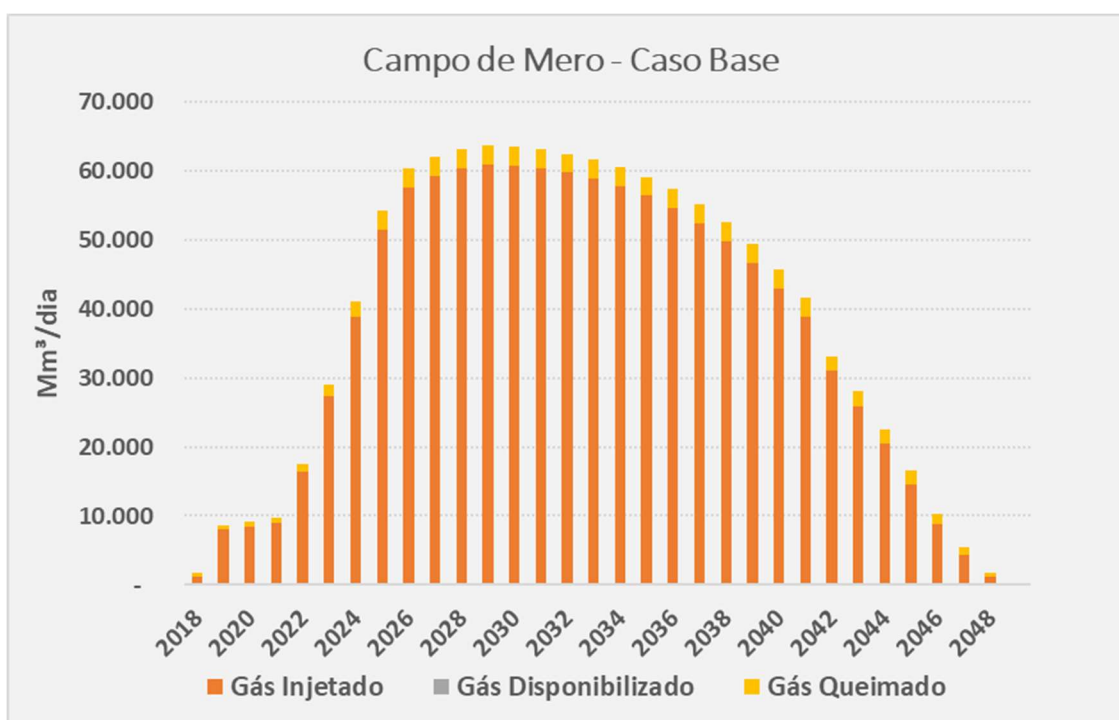
O Campo de Mero tem RGO e teor de CO₂ elevados. Embora o *Gas Hub* de Mero disponibilize pouco gás ao mercado, ele pode ser uma fonte de gás para a reinjeção em outros campos, de forma a melhorar o fator de recuperação. Dessa forma, podemos ter, por exemplo, a transferência (entre unidades) de gás no 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.

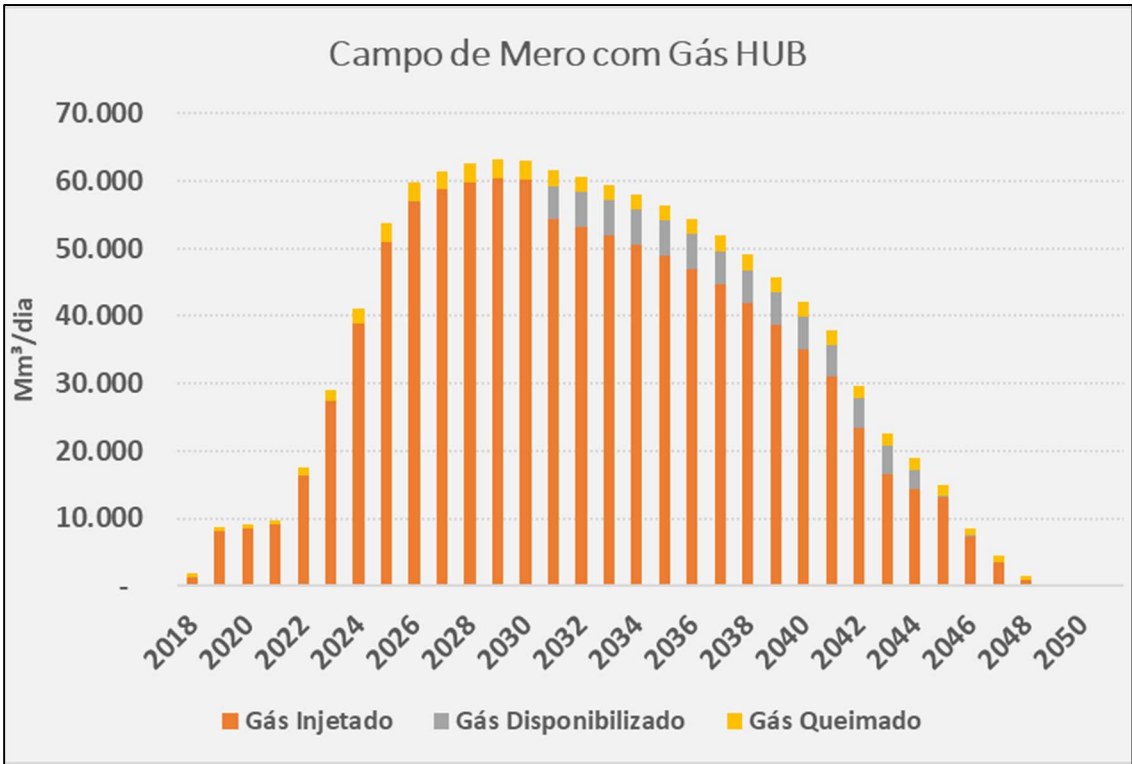
Cabe ressaltar que, mesmo para o melhor cenário, a partir de 2037, as Rotas 1, 2 e 3 ficam ociosas. Não existem, nessa perspectiva, indicações de descobertas ou prospectos exploratórios, para a manutenção da curva de disponibilização de gás na Bacia de Santos.

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



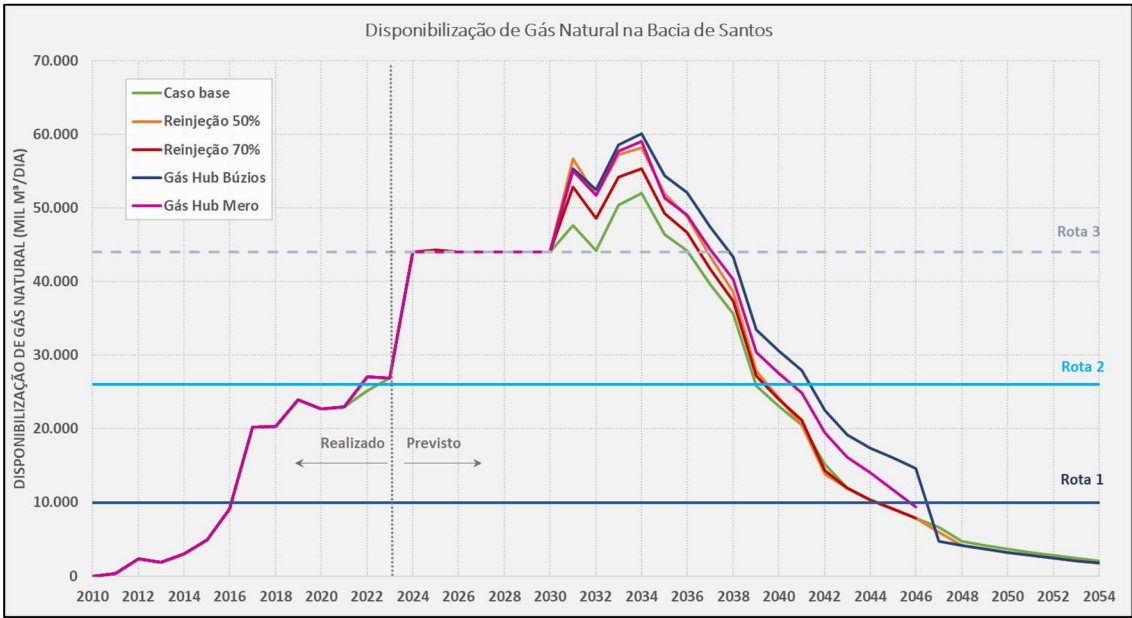
Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

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



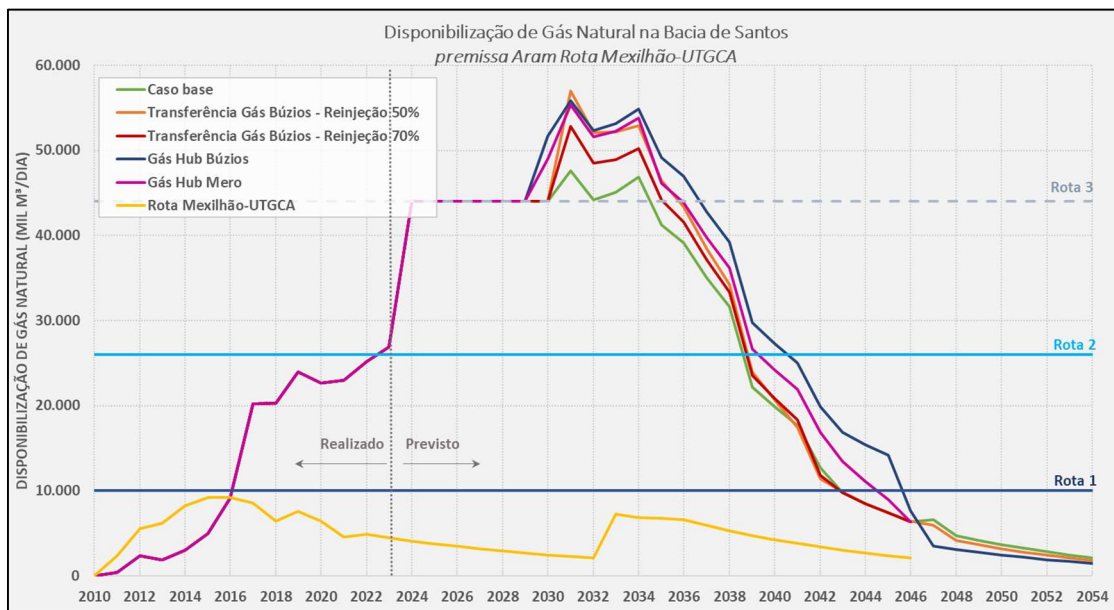
Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

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 nomeações²¹ 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 m³/dia. Com o potencial volumétrico estimado, o Caso estudado tem uma previsão de pico de produção de 37 milhões m³/dia.

²¹ As nomeações 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 m³)	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 parâmetros²² 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 m³ (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 – <i>royalty</i> 15%	Cenário 2 – <i>royalty</i> 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 %
Government 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.

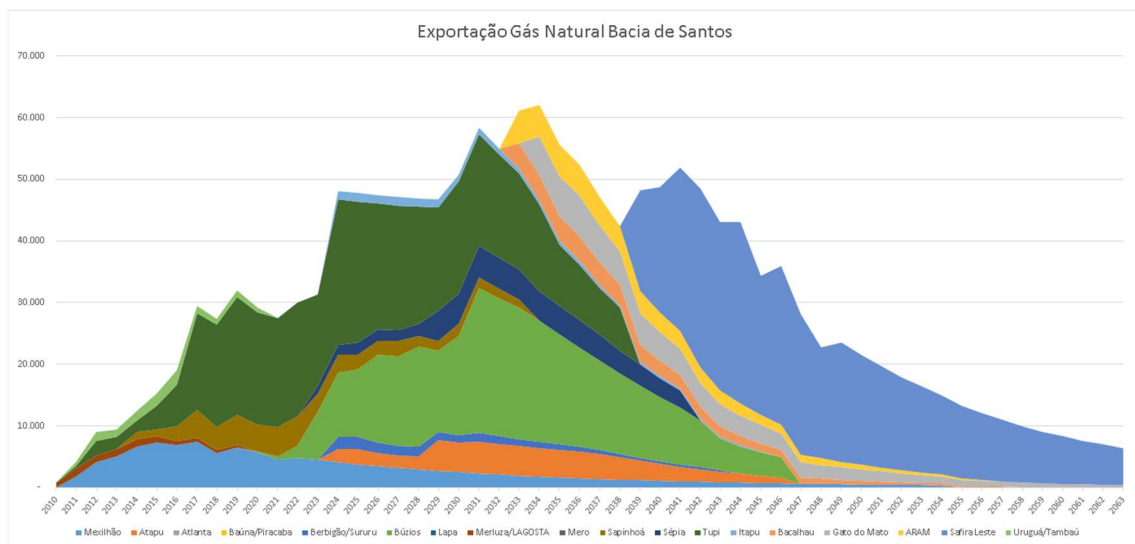


Fonte: GT-GE Comitê 1. Elaboração própria, com dados de ANP (2023e).

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 CO₂ 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 CO₂ (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 CO₂ 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 CH₄ 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,

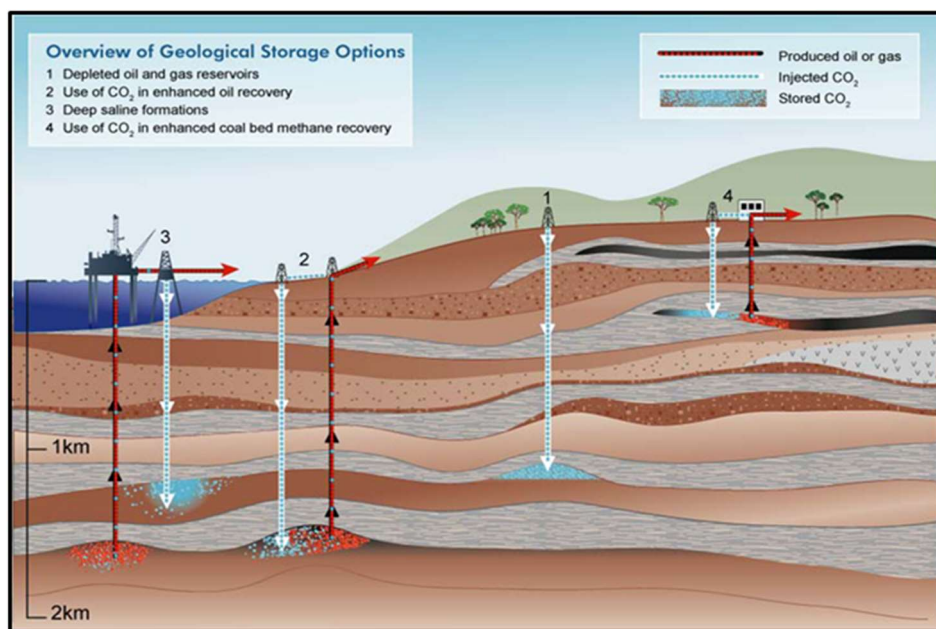
a injeção de gás aparece como instrumento viabilizador de muitos projetos. Sem solução para o gás, projetos de produção de óleo ou não se viabilizariam, ou poderiam ter sua produção interrompida.

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 CO₂, 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 CO₂, 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 CO₂ 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 CO₂ 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/CO₂, em um mesmo poço, técnica internacionalmente conhecida por *Water Alternating Gas* (WAG) e detalhada mais adiante.

Figura 23: Opções estudadas para descarte do CO₂ 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-CO₂ na Bacia de Santos e os desafios superados, foram descritos por (Pizarro & Branco, 2012), entre outros autores, e sumarizados adiante.

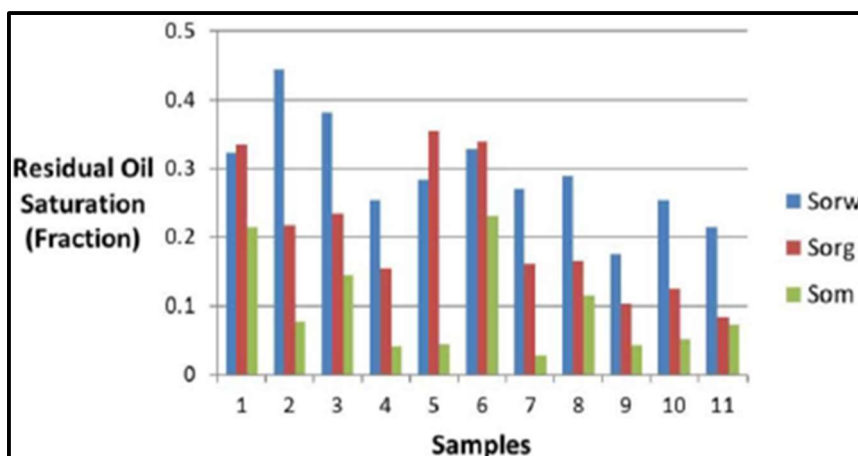
4.1 Seleção dos Métodos de Recuperação

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.

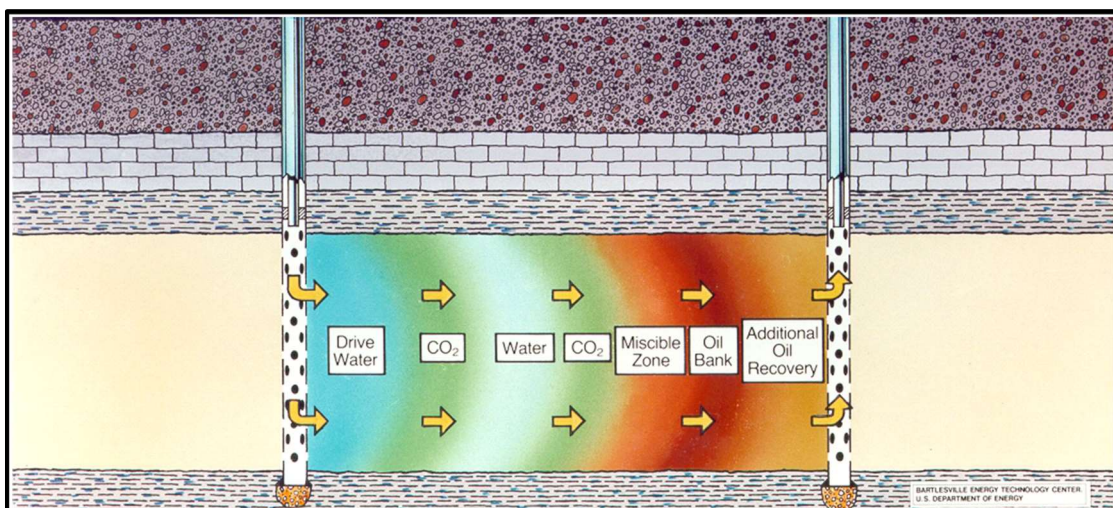
Gráfico 56: Comparação entre a saturação residual de óleo após injeção contínua de água (Sorw), injeção contínua de gás (Sorg) e injeção alternada de água e gás – WAG (Som).



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 CO₂, 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 carregado 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, conseqüentemente, 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 exploração 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 exploração. 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 exploração 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

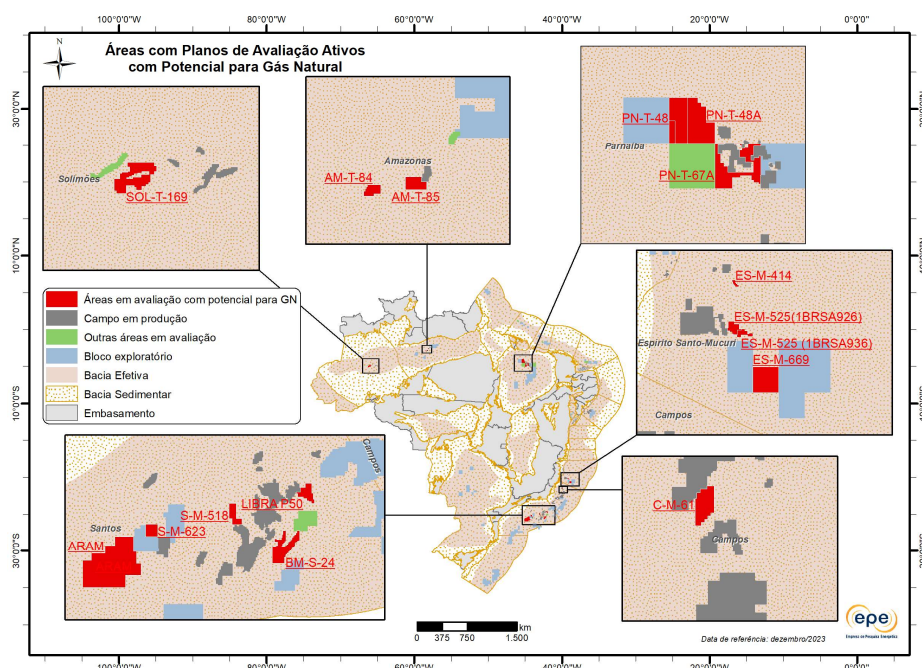
Neste item são apresentados apenas os PADs²³²⁴ atualmente ativos, bem como contratos de E&P em postergação de declaração de comercialidade, para os quais a ANP tem a expectativa de algum potencial para a produção comercial de gás natural. Além disso, é apresentado um panorama simplificado das dificuldades esperadas pela ANP para monetização do gás natural em cada bacia. Foram observadas 18²⁵ 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.

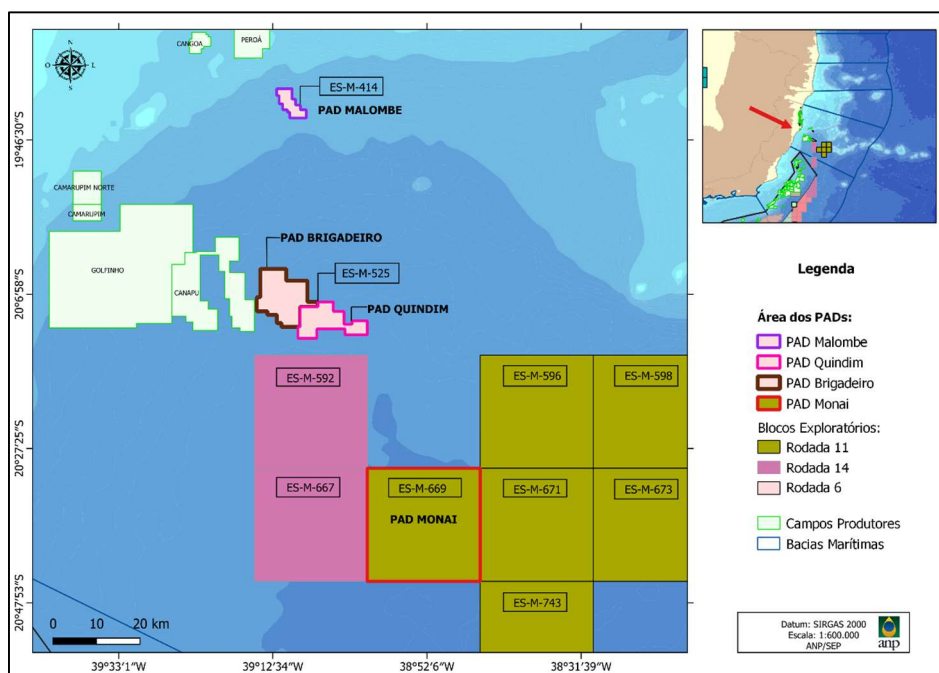


Fonte: BDEP, elaboração EPE.

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.

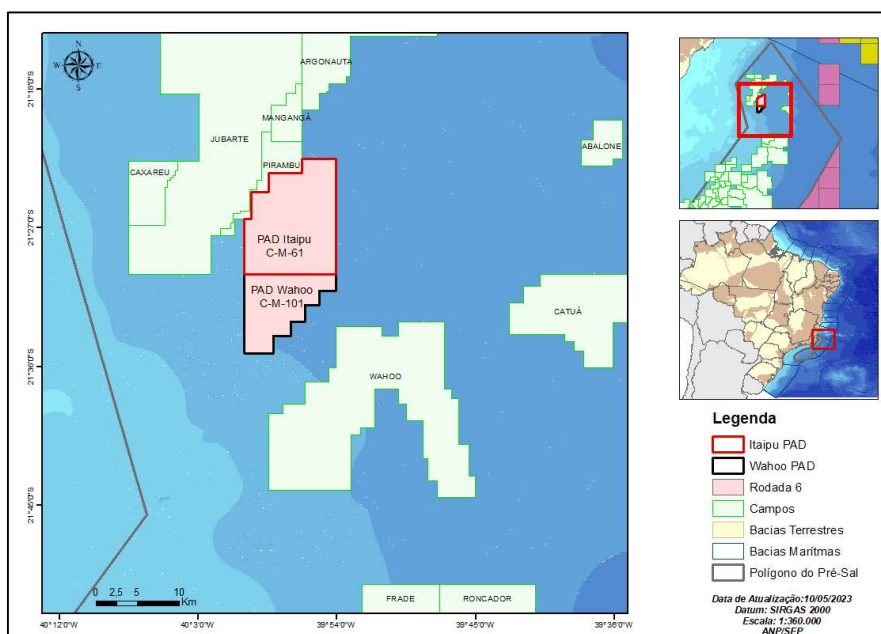
Os **PADs Quindim e Brigadeiro (1-BRSA-926D-ESS e 1-BRSA-936D-ESS)**, no bloco **EM-S-525**, possuem descobertas de óleo e gás efetuadas na região central da Bacia do Espírito Santo, nas proximidades do Polo Golfinho. Recentemente, este Polo e os PADs de Quindim e Brigadeiro foram adquiridos pela companhia *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.

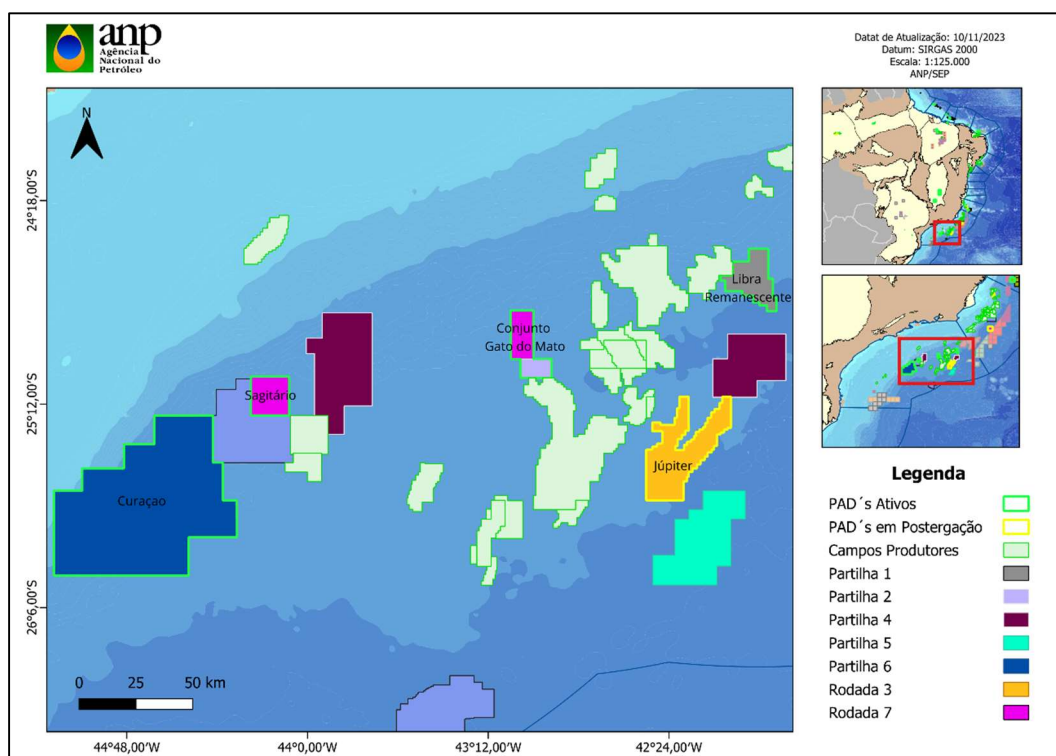
Os **PADs Itaipu/Wahoo (1-DEV-15-ESS e 1-APL-1-ESS)**, nos blocos C-M-61 e C-M-101, possuem descoberta de óleo com gás associado efetuada na região norte da Bacia

de Campos, próximo ao Parque das Baleias. Atualmente estas concessões são operadas pela Petrobrás 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 878/2022²⁶, 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 CO₂ 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-559^a-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 CO₂ 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 Anebé (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.

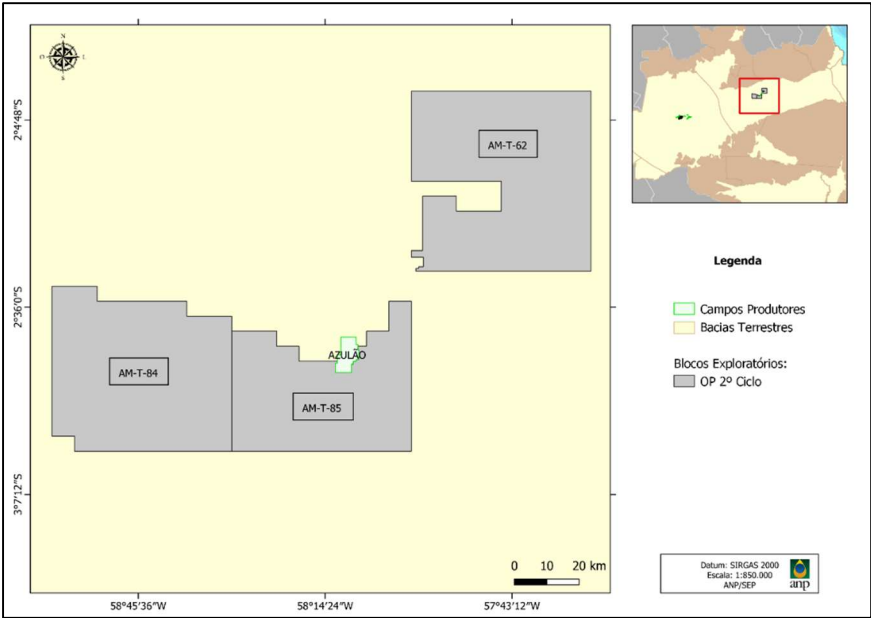
Recentemente a empresa anunciou a comercialidade dos campos de Tambaqui (na região dos Blocos AM-T-84 e AM-T-85) e Azulão Oeste (também no Bloco AM-T-85), na Bacia do Amazonas.

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.

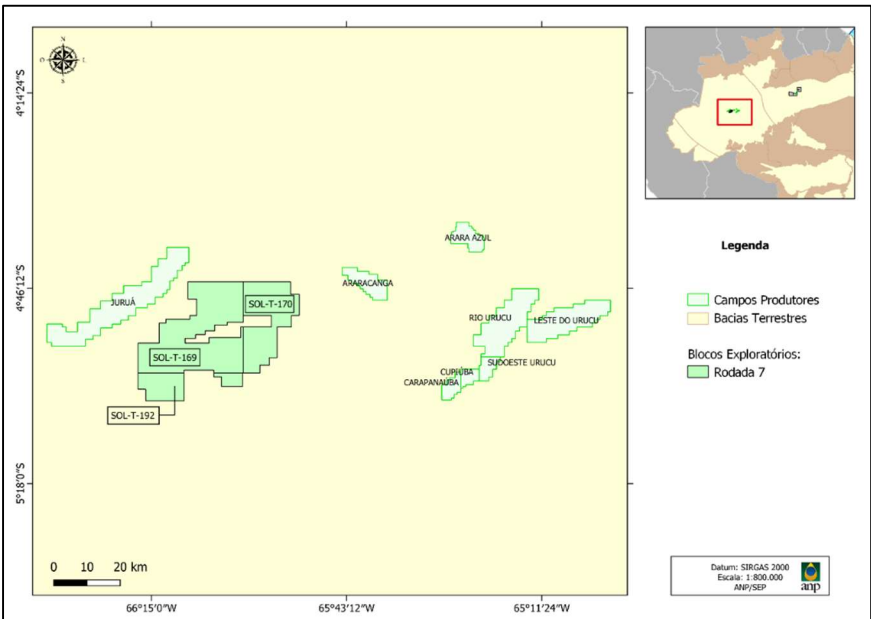


Fonte: ANP.

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.



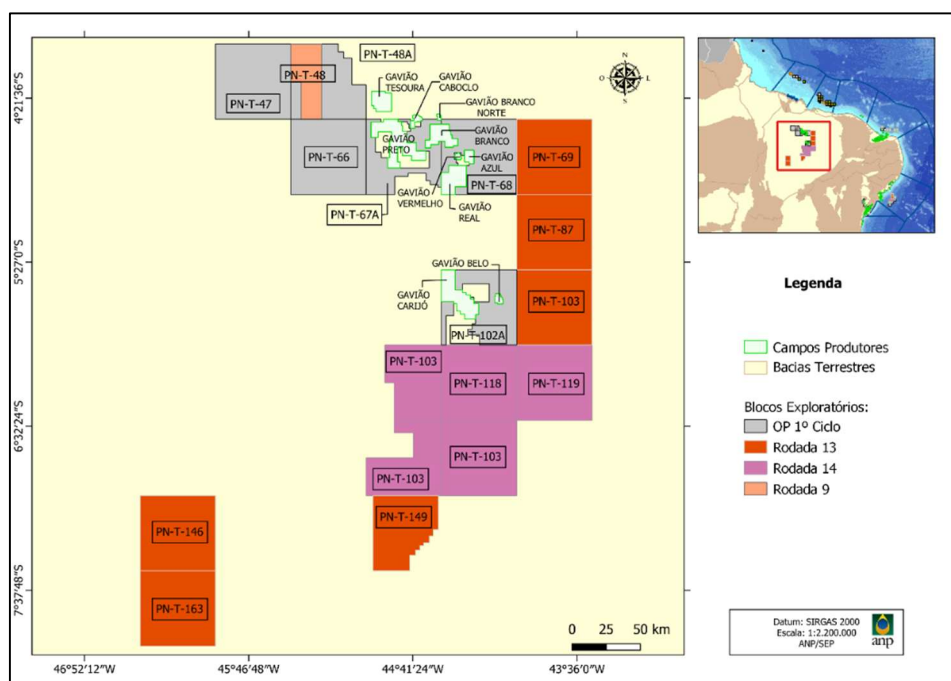
Fonte: ANP.

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 CO₂, 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 áreas²⁸ com descoberta sob avaliação destacadas como potencialmente promissoras para a produção pode ser consultada na Tabela 5.

²⁸ Os volumes da Tabela 5 incluem 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
<i>Onshore</i>	65.465,92
<i>Offshore</i>	320.111,5
Total	385.577,42

Fonte: ANP.

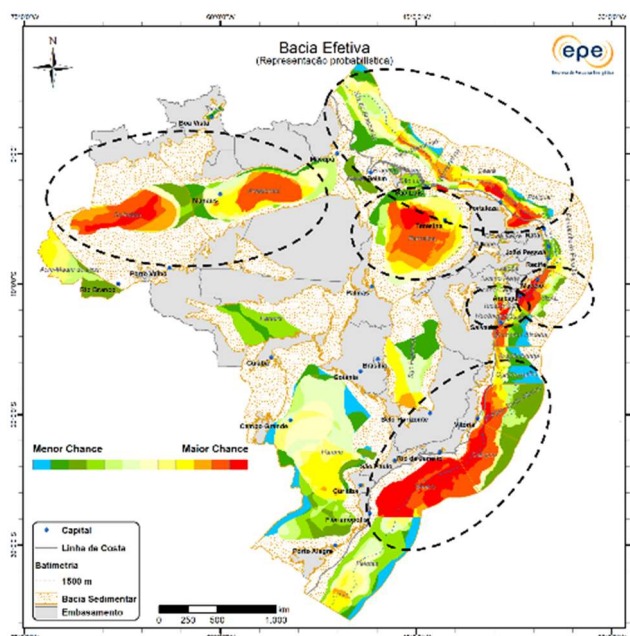
6. POTENCIAL DE GÁS NATURAL EM NOVAS ÁREAS EXPLORATÓRIAS

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 1²⁹, 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-bicombustiveis/gas-para-empregar/comites-atas-apresentacoes-e-detalhes-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 prospectividade³⁰ (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 (REATE2020³¹).

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

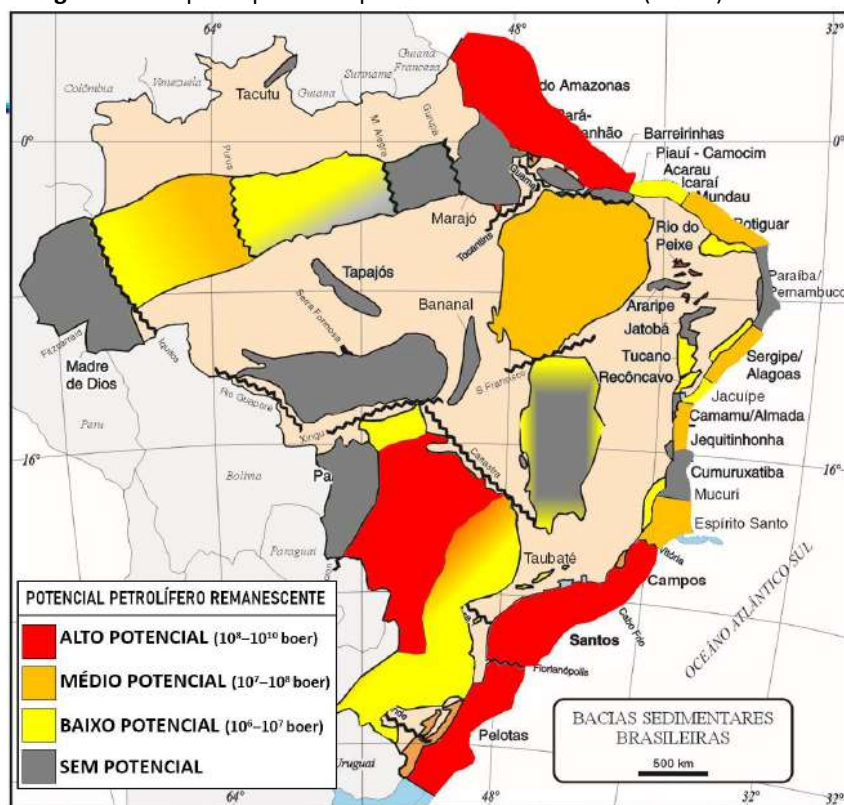
No âmbito das discussões do GT, a Bacia do Solimões foi apresentada no Mapa de Potencial Petrolífero Remanescente (MPPR) como de baixo a médio potencial (Figura

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.

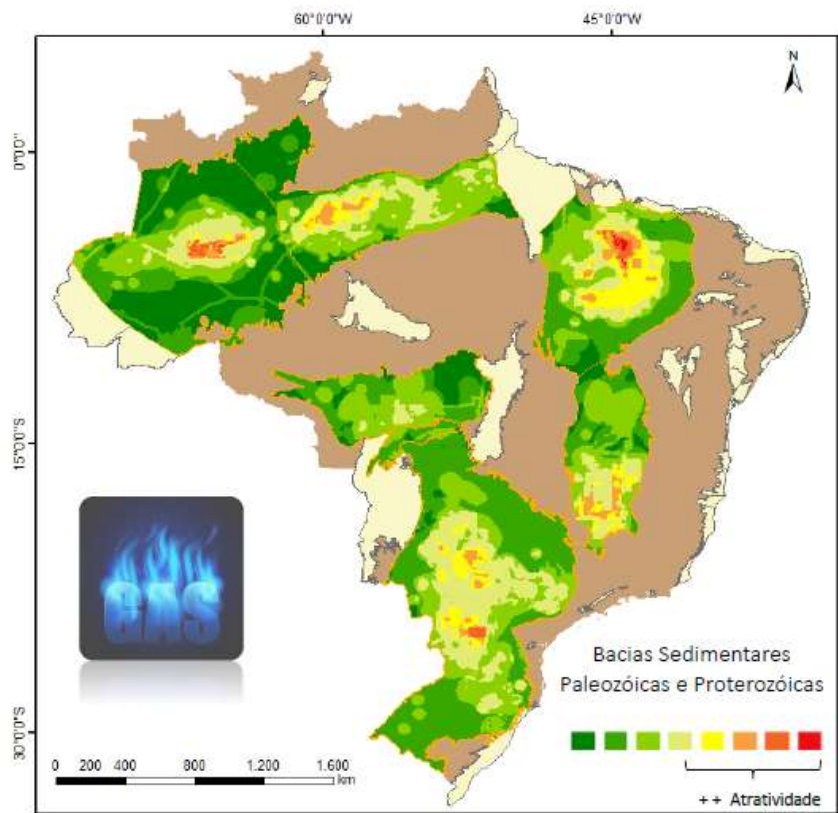
A importância elevada para o setor de gás natural é notada na área da Bacia do Solimões, nas proximidades dos campos de Arara Azul, Araracanga, Cupiúba, Leste do Urucu, Rio Urucu e Sudoeste Urucu – todos no grupo das 50 maiores reservas de gás associado e/ou não-associado do País - onde há a confluência 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 probabilística³² 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 bacia efetiva é segmentada conforme a união dos plays e subplays que a compõem, sendo que para cada segmento é atribuída uma chance ao nível de bacia (EPE, 2023c).

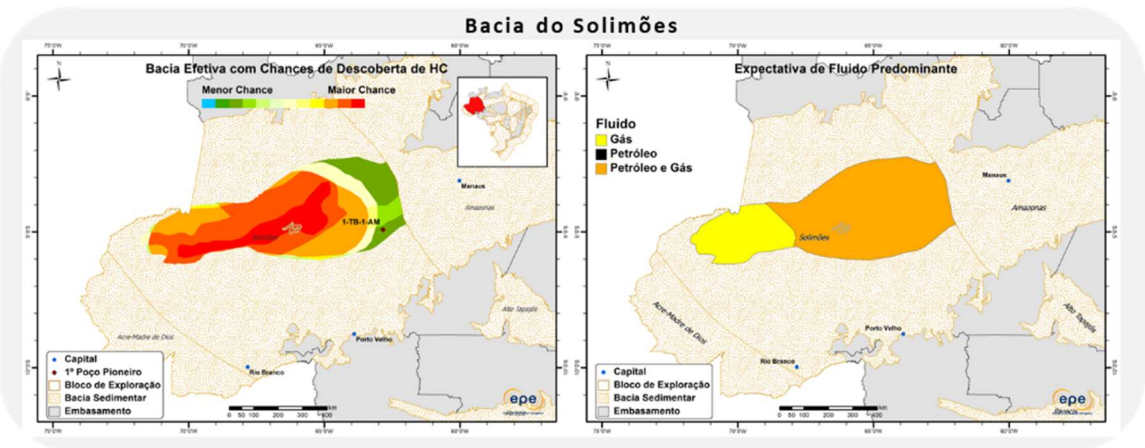
calha central, e expectativa de gás a oeste e de petróleo e gás a leste na bacia (EPE, 2023c).

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 fluidos³³ da Bacia do Solimões.



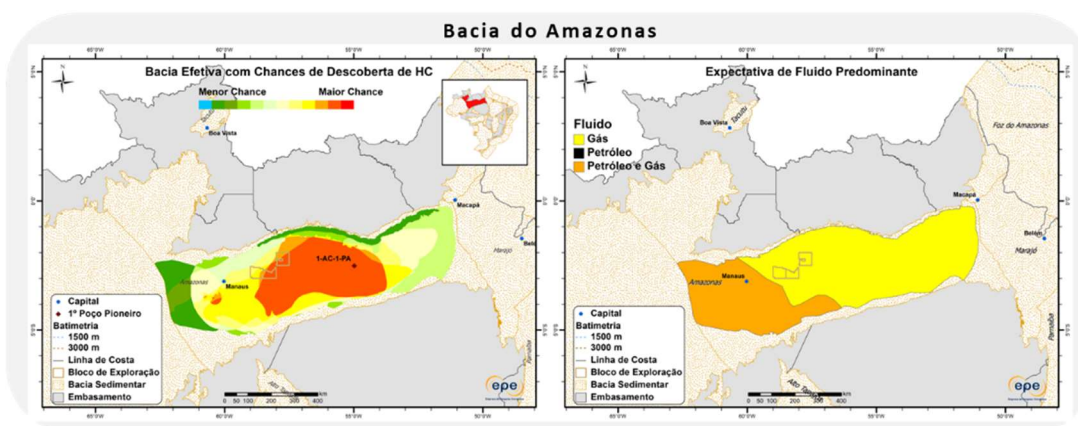
Fonte: EPE (2023c).

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.

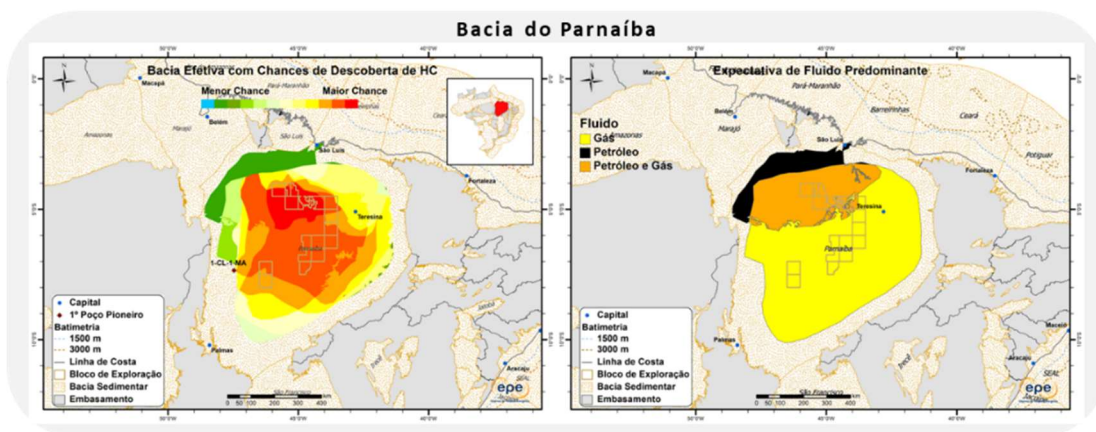
Bacia do Parnaíba

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).

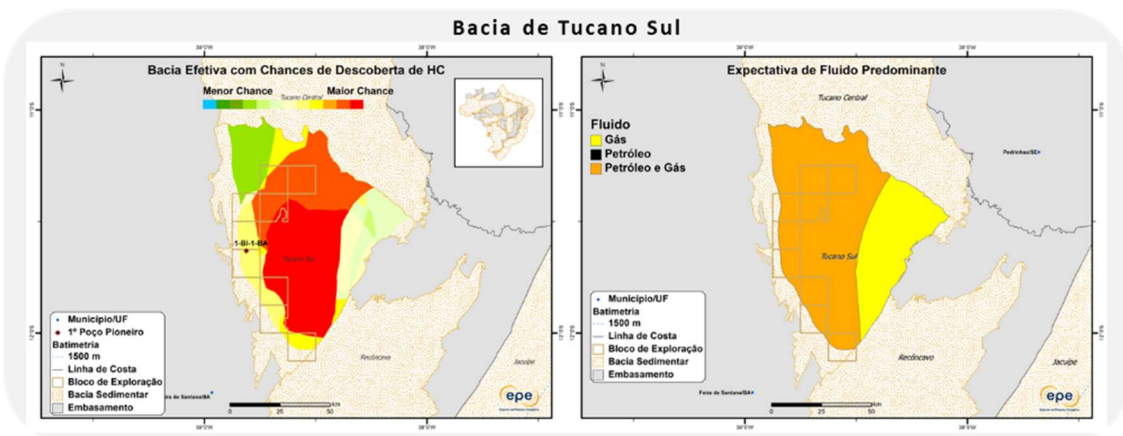
No âmbito das discussões sobre esta bacia no GT, foi citada a possibilidade de criação de polo industrial no entorno das unidades de processamento de GN para petroquímica e fertilizantes, além da necessidade de avanço nos estudos de Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) ou Manifestação Conjunta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

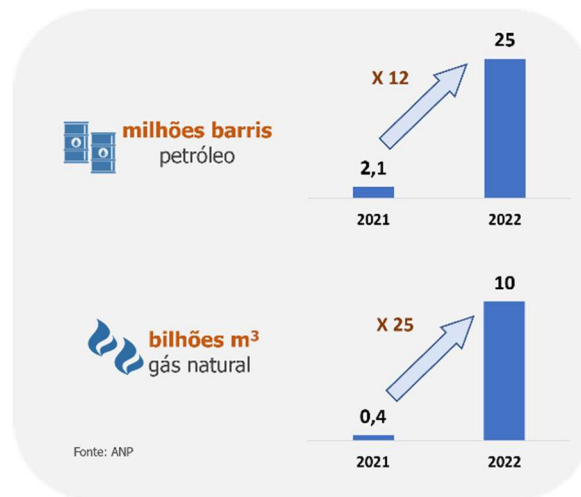
Bacia de Alagoas

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).

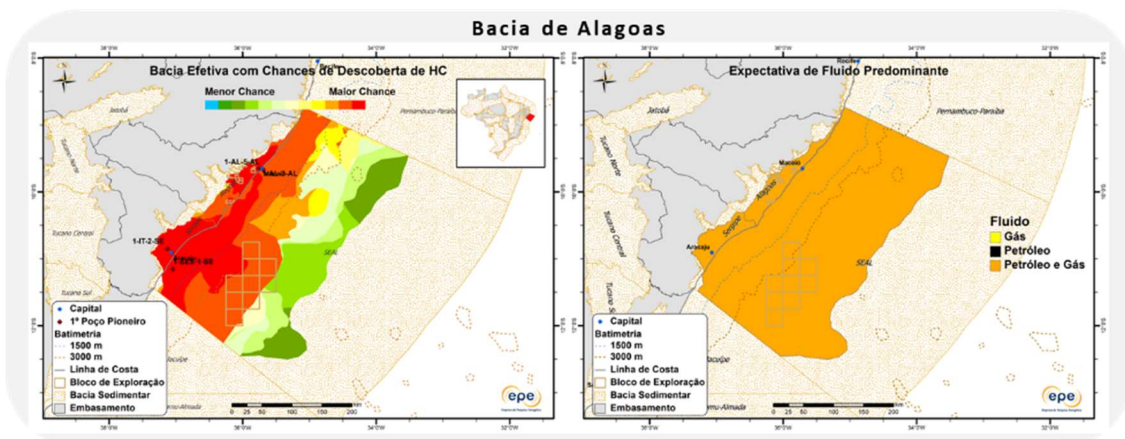
Além da produção de petróleo e gás natural, as bacias maduras *onshore* apresentam características potenciais para armazenamento de gás natural nos campos depletados, a exemplo do Campo de Pilar na Bacia de Alagoas.

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.

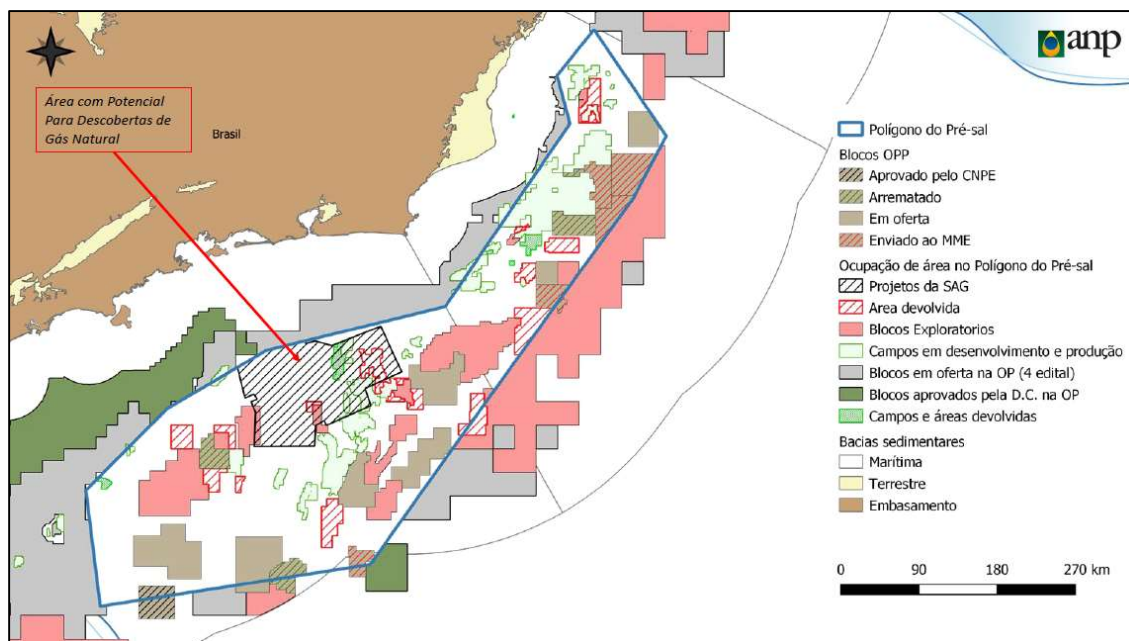
Além das bacias de Campos, Santos e parte da Margem Equatorial Brasileira, também pode-se considerar como potencial para óleo leve e gás natural outras bacias produtoras da Margem Leste, como Espírito Santo e Camamu, assim como bacias ainda não produtoras, a exemplo de Pelotas que tende a ter maior visibilidade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

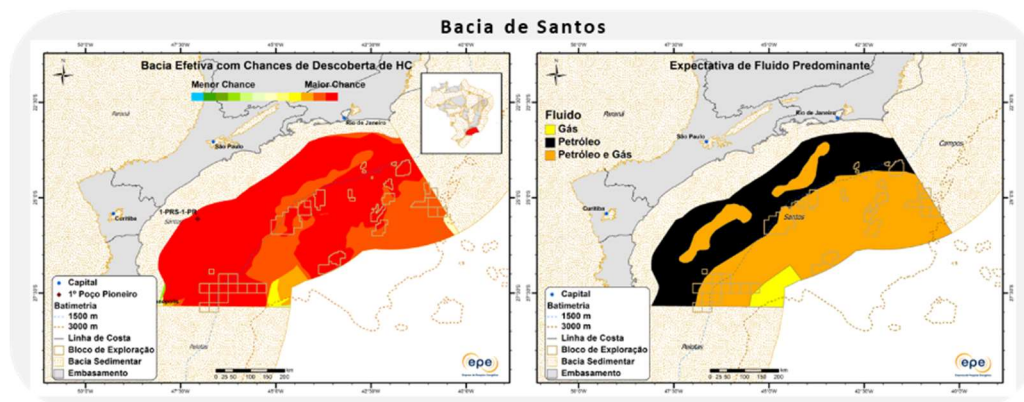
Bacias de Santos

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 CO₂ 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.



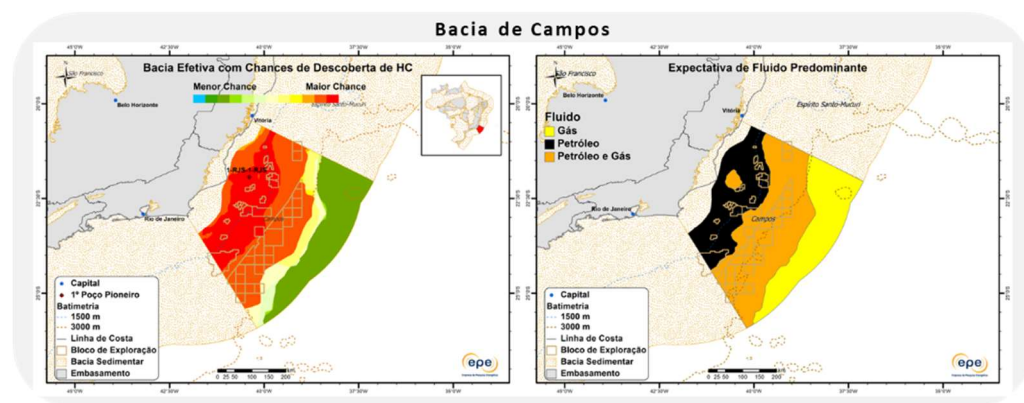
Fonte: EPE (2023c).

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

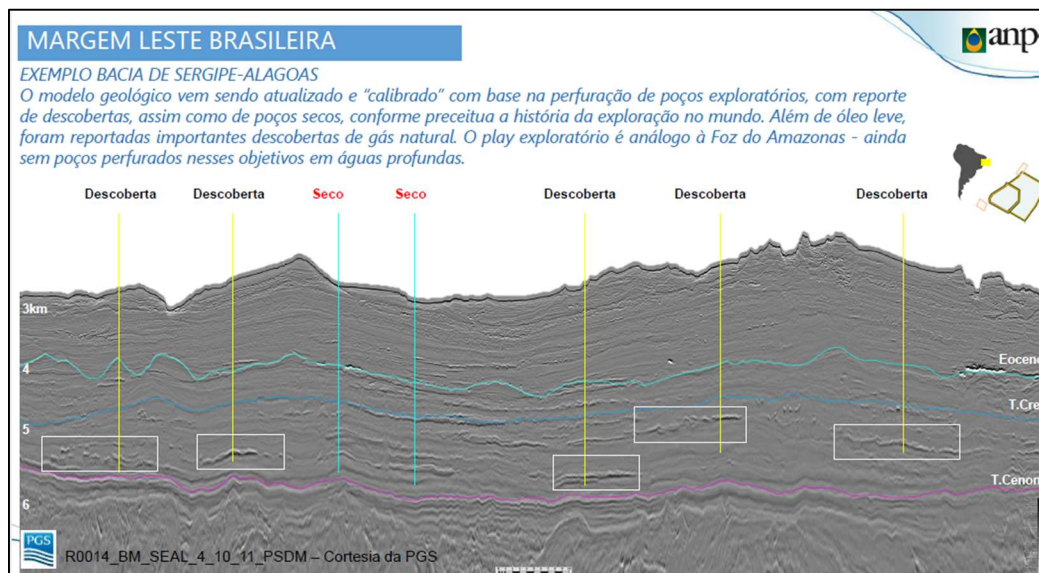
A Bacia de SEAL, a cerca de 100 km da costa, vem se destacando com o reporte de descobertas relevantes em águas profundas com potencial para auxiliar na oferta de gás natural no País. Quanto ao óleo, leve, chegando a 41 ° API, aumenta a atratividade

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.

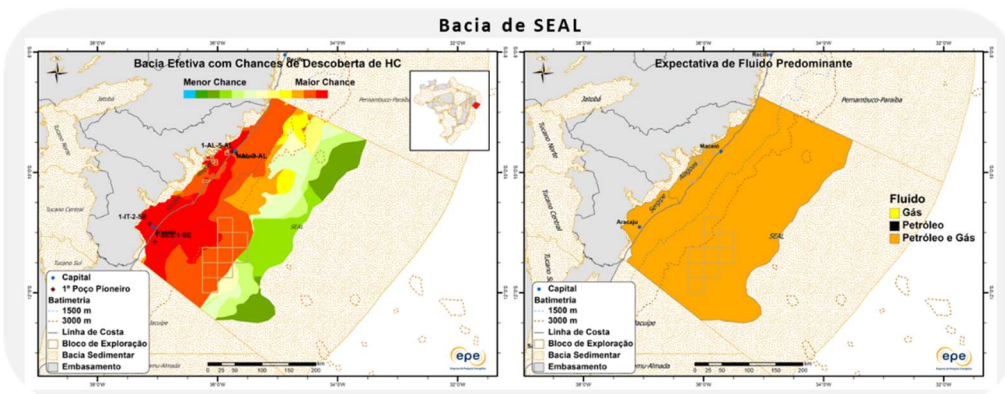
Na Figura 45 é apresentado um mapa de bacia efetiva probabilística que indica chances altas na área *offshore* proximal, e menores chances na porção em águas ultraprofundas, com expectativa de petróleo e gás ao longo de toda a região (EPE, 2023c).

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.

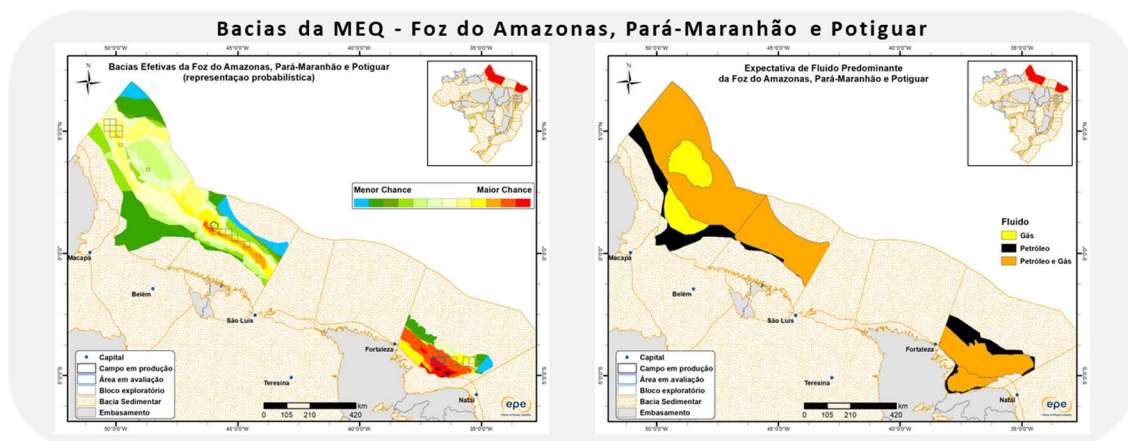
As trapas estratigráficas e mistas da MEQ são muito semelhantes às descobertas do Cretáceo na África Ocidental e nas Guianas, com deposição diretamente acima da seção geradora. A malha de dados sísmicos 2D e 3D é adequada para indicação dos primeiros poços exploratórios, os dados que faltam para aprimoramento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

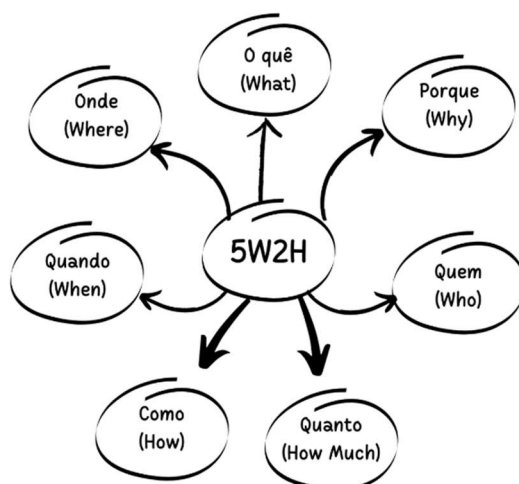
7. PROPOSTAS DE AÇÕES E MEDIDAS PARA O AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL

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 tratados. 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** custará³⁴ (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.

	<i>Determinar a intenção do que se pretende realizar, ou seja, definir e descrever o que será feito de fato, seria o objetivo do grupo</i>
	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. 3º 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.

	<i>Determinar a intenção do que se pretende realizar, ou seja, definir e descrever o que será feito de fato, seria o objetivo do grupo</i>
	1W
	O que
Aspecto Legal, Infralegal, Regulatório ou Contratual	Medidas para a agilidade ao Ciclo da Oferta Permanente
	Redução de <i>royalties</i> 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 <i>tie-backs</i> 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

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 CO₂ 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.

	<i>Determinar a intenção do que se pretende realizar, ou seja, definir e descrever o que será feito de fato, seria o objetivo do grupo</i>
	1W
	O que
Iniciativa	Estratégia de curto prazo para aumento das capacidades das Rotas 1, 2 e 3 - manutenção dos 20 MM m ³ /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 Rotas 1, 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 CO₂ 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 partilha 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 industriais 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 Environment in Oil and Gas Exploratin 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 miscible displacement by gas-water injection. *Paper SPE - 911 Petroleum Transactions*, (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 Energia 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-bicombustiveis/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%20>

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 Técnica*. 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 CO₂ nos fluidos e a estratégia utilizada para o desenvolvimento dos campos. A apresentação abrangeu de modo didático o funcionamento da separação do CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂, 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 CO₂. Com relação a toda a parcela reinjetada, 29% seria CO₂ 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 CO₂. 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 CO₂.

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-67^a), 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 e 7 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 CO₂. 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 CO₂, 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 CO₂ + CH₄ arrastado no processo de separação de CO₂) e o gás natural complementar (parcela de gás natural adicional necessária para alcançar o volume de EOR planejado. Mais relevante em baixos teores CO₂);

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 CO₂ 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 MMm³/dia, a Rota 2, que tem capacidade para 16 MMm³/dia, mas opera atualmente com 20 MMm³/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 MMm³/dia projetados.

Os teores elevados de CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ no gás produzido.

A estratégia adotada no desenvolvimento dos campos é injetar o CO₂, 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 CO₂ possibilita condições mais favoráveis para obtenção da miscibilidade com o óleo, otimizando sua extração.

A separação do CO₂ do gás é realizada por membranas, separando uma corrente rica de CO₂ e um gás natural tratado. Por mais efetiva que seja a membrana, existe uma parcela de gás que é arrastada junto com o CO₂. Existe uma correlação do gás arrastado com o teor de CO₂ do gás produzido. Os campos com teor de CO₂ muito altos inviabilizam a exportação de gás por apresentar uma parcela de gás remanescente muito pequena. Além disso, o processo de separação de CO₂ 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 CO₂ 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 MMm³/dia. O conceito *all electric* otimiza e dá mais confiabilidade ao funcionamento da plataforma, mas não ocupa menos espaço.

Segundo a Petrobras, os novos projetos disponibilizarão mais 50 MMm³/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 CO₂ (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 CO₂ 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 CO₂. 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

<i>Determinar a intenção do que se pretende realizar, ou seja, definir e descrever o que será feito de fato, seria o objetivo do grupo</i>	<i>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.</i>	<i>Definição do local de realização</i>	<i>Deve-se definir quem ou qual área será responsável pela execução do que foi definido.</i>	<i>O tempo de execução – cronograma e prazos para a execução.</i>	<i>Trata-se da justificativa para o desenvolvimento do que foi proposto</i>
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 das 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 (<i>offshore</i>); 9) Ceará; 10) Espírito Santo; 11) Margem Equatorial (218 blocos <i>offshore</i>) - 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 3º do Decreto 8.437/2015: "Art. 3º Sem prejuízo das disposições contidas no art. 7º, 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 (<i>offshore</i>) ou terrestre (<i>onshore</i>), 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 <i>onshore</i> de E&P de Petróleo e Gás Natural)

	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 Hidráulico 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

<i>Determinar a intenção do que se pretende realizar, ou seja, definir e descrever o que será feito de fato, seria o objetivo do grupo</i>	<i>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.</i>	<i>Definição do local de realização</i>	<i>Deve-se definir quem ou qual área será responsável pela execução do que foi definido.</i>	<i>O tempo de execução – cronograma e prazos para a execução.</i>	<i>Trata-se da justificativa para o desenvolvimento do que foi proposto</i>
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 <i>royalties</i> 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 Congresso 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 <i>royalties</i> 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 <i>royalties</i> para a Partilha de Produção em áreas com baixa expectativa volumétrica/alto risco geológico	a) Adequar o <i>royalty</i> 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 exploração 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 <i>tie-back</i>
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) 3) Até 02/2024 Dez/2023	Foi identificado a necessidade das Bacias de Solimões, Amazonas e Parnaíba de se 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

PROPOSTAS DE AÇÕES E MEDIDAS PARA O AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL - *Iniciativas*

Comitê 1 do GT-GE

<i>Determinar a intenção do que se pretende realizar, ou seja, definir e descrever o que será feito de fato, seria o objetivo do grupo</i>	<i>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.</i>	<i>Definição do local de realização</i>	<i>Deve-se definir quem ou qual área será responsável pela execução do que foi definido.</i>	<i>O tempo de execução – cronograma e prazos para a execução.</i>	<i>Trata-se da justificativa para o desenvolvimento do que foi proposto</i>
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 <i>Gas Hub</i> 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 <i>HUB</i> e transferência de Gás	Conduzir estudos e avaliar época mais oportuna para implementar o <i>HUB</i> .		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		

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. 1º Ficam revogados os seguintes dispositivos do Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015:

incisos XXVII, XXVIII e XXIX do art. 2º;

item c) do inciso VI do art. 3º

Art. 2º 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. 3º Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.