

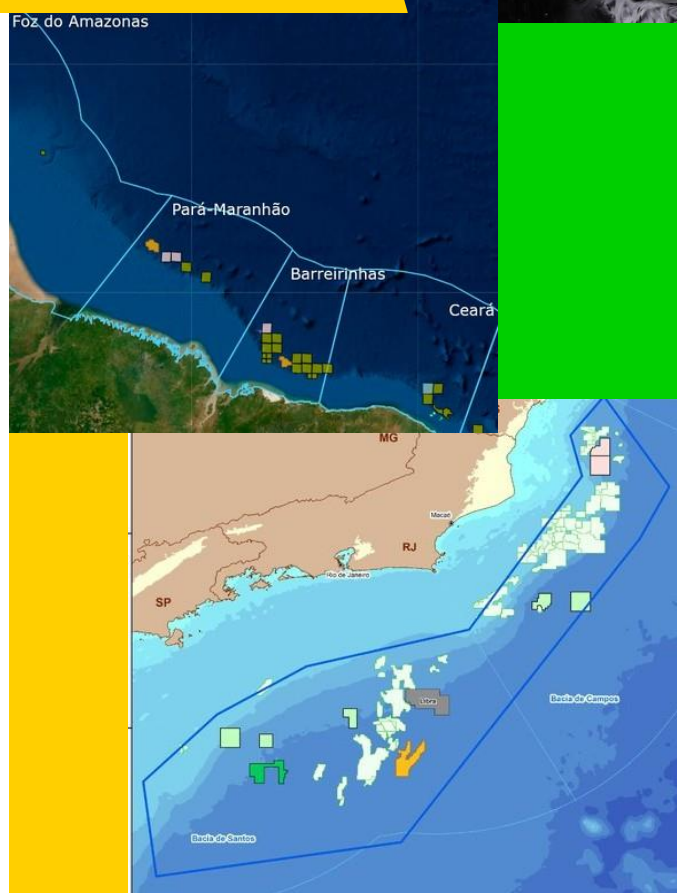
COMITÊ 3

*Modelo de Comercialização
do Gás Natural da União*



RELATÓRIO DO GRUPO DE TRABALHO DO PROGRAMA GÁS PARA EMPREGAR

ABRIL DE 2024



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





Ministério de Minas e Energia

Ministro
Alexandre Silveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valerio

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

Diretor do Departamento de Gás Natural
Marcello Gomes Weydt

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

Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar

Comitê 3

Pré Sal Petróleo S.A (PPSA)

Claudio Martins Kuyven – Líder do Comitê 3

Guilherme França – Suplente do Comitê 3

Participantes do Comitê 3

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

Alessandra Moura

Anna Clara

Bruno Vieira Gullo

Guilherme Biasi

Guilherme Eduardo Papaterra

Krongnon Regueira

Luis Eduardo Esteves

Marcelo Kim

Mário Jorge Figueira Confort

Patricia Huguenin Baran

Leila Przytyk

Odenir Jose Reis

Regis Fontana Pinto

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Aline Maria dos Santos

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Bianca Nunes de Oliveira

Claudia Maria Chagas Bonelli

Heloisa Borges Bastos Esteves

Marcelo Ferreira Alfradique

Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)

Cassio Adriano

Casa Civil (CC/PR)

Anderson Barreto Arruda

Anderson Lozi

Cleyton Miranda Barros

Joao Henrique Lima do Nascimento

Julia Sechi Nazareno

Karla Branquinho

Ministério da Fazenda (MF)

Daniela Godoy Martins Corrêa

Eduardo Roberto Zana

Gustavo Henrique Ferreira

Magno Antonio Calil Resende Silveira

Ministério de Minas e Energia (MME)

Annara Myrella

Daniel Pego

Edie Andreeto

Eleazar Hepner

Fellipe Castro

Fernando Caixeta

Fernando Matsumoto

Jackeline Guedes

Jair Rodrigues

João Alencar

Karine Domingos

Marcello Gomes Weydt

Mariana Ferreira Carriconde de Azevedo

Mauricio Abin-Chahin

Renato Cabral

**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

Maurício Marins Machado

Luciana Machado Rodrigues

Ministério dos Transportes

George Santoro

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

Cassio Giuliani

Gustavo Manfrim

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

André Luiz Ceciliano

José Ilário Gonçalves

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

Rafael Bastos

Reinaldo da Cruz Garcia

Pré – Sal Petróleo S.A (PPSA)

Nilo Carvalho Vieira Filho

Luís Marcelo Motta de Assumpção

Tabita Loureiro

Sumário

1	OBJETIVO	7
2	INTRODUÇÃO	7
3	METODOLOGIA	8
3.1	ORIENTAÇÕES, PREMISSAS E DIRETRIZES	8
3.2	FRENTES DE TRABALHO DO COMITÊ 3	9
3.3	PLANOS DE AÇÃO E DE TRABALHO	10
4	ACESSO AO SISTEMA DE ESCOAMENTO (SIE) E AO SISTEMA DE PROCESSAMENTO (SIP)	11
4.1	VISÃO GERAL	11
4.2	CONEXÃO AO SIE E AO SIP	13
5	RECONHECIMENTO DE CUSTOS DE ESTRUTURAS DE ESCOAMENTO E PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL	17
5.1	ORGANIZAÇÃO DO ESTUDO.....	17
5.2	COMPETÊNCIAS LEGAIS DA PPSA	18
5.3	REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO E CUSTO EM ÓLEO	19
5.4	COMPOSIÇÃO DO CUSTO EM ÓLEO	20
5.5	PONTO DE MEDIÇÃO E PONTO DE PARTILHA.....	21
5.6	INSTALAÇÕES INTEGRANTES E NÃO INTEGRANTES DA ÁREA SOB CONTRATO	22
5.7	ÁREA DO CONTRATO X ÂMBITO DO CONTRATO.....	24
5.8	ADMISSIBILIDADE DO RECONHECIMENTO PARA ESTRUTURAS DE ESCOAMENTO DE GÁS NATURAL.....	24
5.9	ADMISSIBILIDADE DO RECONHECIMENTO PARA ESTRUTURAS DE TRATAMENTO DE GÁS NATURAL.....	26
5.10	PENALIDADES DO SIE E SIP.....	28
5.11	APURAÇÃO, RECONHECIMENTO E RECUPERAÇÃO DO CUSTO EM ÓLEO	28
5.12	AJUSTES NECESSÁRIOS NO PROCESSO DE RECONHECIMENTO DE CUSTO EM ÓLEO	30
5.13	PROTEÇÃO DO FUNDO SOCIAL.....	30
6	REVISÃO DA POLÍTICA DE COMERCIALIZAÇÃO DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL DA UNIÃO	32
6.1	MODELOS DE NEGÓCIOS QUE POSSIBILITEM À PPSA OFERTAR O GÁS NATURAL DA UNIÃO	32
6.2	CRITÉRIOS PARA PRIORIZAÇÃO POR MERCADO	33
6.3	FORMAS DE COMERCIALIZAÇÃO NA VENDA DO GÁS NATURAL.....	34
6.4	CRITÉRIOS DE PRECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL DA UNIÃO.....	34
6.4.1	<i>Método de cálculo do preço mínimo</i>	34
7	AVALIAÇÃO DO SWAP DO PETRÓLEO DA UNIÃO POR GÁS NATURAL	36
7.1	FORMAS DE CÁLCULO DE CONVERSÃO DE PETRÓLEO EM GÁS NATURAL	39
7.2	ALTERNATIVAS PARA A REALIZAÇÃO DAS OPERAÇÕES DE SWAP	39
7.2.1	<i>Permuta dos direitos de apropriação (aquisição originária)</i>	40
7.2.2	<i>Permuta da mercadoria petróleo por gás natural</i>	42
7.3	CRITÉRIOS PARA PRECIFICAÇÃO DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL A SEREM TROCADOS	44
7.4	FATORES QUE PODEM AUMENTAR O INTERESSE DAS EMPRESAS PELO SWAP	45
8	RESULTADOS E CONCLUSÕES	45

8.1	ACesso AO SISTEMA DE ESCOAMENTO (SIE) E AO SISTEMA DE PROCESSAMENTO (SIP)	45
8.2	RECONHECIMENTO DE GASTOS COM ESTRUTURAS DE ESCOAMENTO DE GÁS NATURAL	46
8.3	RECONHECIMENTO DE GASTOS COM ESTRUTURAS DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL	47
8.4	SWAP DO PETRÓLEO DA UNIÃO POR GÁS NATURAL.....	48
8.5	POLÍTICA DE COMERCIALIZAÇÃO DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL DA UNIÃO	48
9	ANEXOS	49
	ANEXO 01 - ORIENTAÇÕES RECEBIDAS SOBRE FRENTEs DE TRABALHO, AÇÕES E ENTREGÁVEIS.....	50
	ANEXO 02 – PLANO DE AÇÃO DO COMITÊ 3	53
	ANEXO 03 – PLANO DE TRABALHO DO COMITÊ 3	49

1 OBJETIVO

O presente relatório tem por objetivos (i) descrever os principais aspectos dos estudos conduzidos pelo Comitê 3; apresentar os resultados e conclusões destes estudos; e (iii) propor medidas e recomendações que habilitem o aumento da oferta de gás natural da União no mercado doméstico.

2 INTRODUÇÃO

O Comitê 3 (Modelo de Comercialização de Gás Natural da União) é um dos 5 comitês temáticos criados no Grupo de Trabalho Gás para Empregar (GT-GE), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) (Figura 1).

Figura 1: Comitê 3 do Grupo de Trabalho Gás para Empregar.



O Comitê 3 é liderado pelo Coordenador de Gestão de Projetos e Contratos da PPSA, Claudio Martins Kuyven, que tem como suplente o Superintendente de Comercialização de Petróleo e Gás Natural da PPSA, Guilherme Pontes Galvão França.

Ao todo, o Comitê 3 teve 69 integrantes fixos e 25 convidados de 15 empresas, entidades e órgãos de governo.

As empresas, entidades e órgãos que participaram diretamente do Comitê 3 estão listadas abaixo, em ordem alfabética:

- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)
- Assessoria Especial de Comunicação Social do Ministério de Minas e Energia (AESCOM/MME)
- Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)
- Casa Civil da Presidência da República (CC/PR)
- Departamento de Combustíveis Derivados do Petróleo (DCDP/MME)

- Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural do Ministério de Minas e Energia (DEPG/MME)
- Departamento de Gás Natural do Ministério de Minas e Energia (DGN/MME)
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
- Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC)
- Ministério da Fazenda (MF)
- Ministério dos Transportes (MT)
- Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA)
- Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia (SE/MME)
- Secretaria Especial de Assuntos Federativos da Presidência da República (SEAF/PR)
- Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SNPGB/MME)

Em complemento, foram convidadas para as reuniões do Comitê 3 e participaram das deliberações as empresas, entidades e órgãos listados abaixo, cujos representantes eram integrantes do GT-GE e/ou líderes dos demais comitês:

- Ministério da Agricultura, Agropecuária e Abastecimento (MAPA)
- Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI)
- Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA)
- Ministério do Planejamento e Orçamento (MPO)
- Ministério de Portos e Aeroportos (MPOR)
- Secretaria-Geral da Presidência da República (SG/PR)
- Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento (SNTEP/MME)

Os nomes dos integrantes que participaram do Comitê 3 estão listados no Anexo 01 deste relatório.

3 METODOLOGIA

3.1 Orientações, premissas e diretrizes

A metodologia de trabalho adotada pelo Comitê 3 se baseou nas orientações, premissas e diretrizes estabelecidas pelo GT-GE.

O objetivo-geral, os princípios norteadores e a principal premissa para os trabalhos do Comitê 3 estão resumidas no Quadro 1.

Quadro 1: Objetivo, princípios norteadores e premissas.

Objetivo geral	Aumentar a oferta de gás natural da União no mercado doméstico
Como?	Avaliar alternativas de atuação da PPSA para maior disponibilidade de GN ao mercado.
Princípios norteadores	1. O objetivo sempre será o interesse público . 2. As políticas públicas devem se apoiar na sustentabilidade econômica e ambiental . 3. Induzir o aumento da eficiência econômica, alocativa e produtiva nos vários segmentos da cadeia de petróleo e gás natural; <ul style="list-style-type: none">• atração de investimentos;• promoção de mudanças na situação atual do gás natural.
Premissa	Os estudos, avaliações e medidas propostas pelo Comitê 3 devem se pautar pela premissa de não causar impacto negativo ao Fundo Social .

3.2 Frentes de trabalho do Comitê 3

A partir dessas orientações foram estabelecidas **três frentes de trabalho** associadas às metas a serem alcançadas e os entregáveis esperados:

1. **Acesso ao mercado**
2. **Revisão da política de comercialização de petróleo e gás natural da União**
3. **Avaliação do *swap* do petróleo da União por gás natural**

A primeira frente de trabalho (Acesso ao Mercado) foi desdobrada em 2 sub-frentes por conta das especificidades inerentes às avaliações e estudos necessários:

1.1 Acesso via SIE/SIP

1.2 Reconhecimento do Custo em Óleo.

Nessa primeira frente, estão incluídos estudos para:

- a) Apontar eventuais entraves e identificar soluções para viabilizar o acesso da PPSA ao SIE/SIP.
- b) Apontar eventuais limitações e identificar soluções para o reconhecimento como custo em óleo de investimentos e gastos operacionais com estruturas de escoamento e/ou processamento de gás natural

Na segunda frente (Revisão da Política de Comercialização), estão incluídos os estudos para:

- a) Avaliar modelos de negócio para a oferta do gás natural da União.
- b) Estudar formas de comercialização na venda do gás natural.
- c) Identificar e avaliar critérios de precificação do gás natural da

União, incluindo o estabelecimento do preço mínimo aceitável.

Na terceira frente (Avaliação do *Swap*), estão incluídos estudos para:

- a) Avaliar alternativas para a realização de operações de *swap* do petróleo por gás natural.
- b) Avaliar formas de cálculo de conversão de petróleo em gás natural.
- c) Identificar e avaliar critérios para precificação do petróleo e gás natural a serem trocados.
- d) Identificar fatores que poderiam aumentar o interesse das empresas pelo *swap* de óleo em gás natural.

No Anexo 02 estão as orientações sobre as frentes de trabalho, as ações a conduzir e os principais entregáveis, como recebidos do GT-GE na primeira reunião do Comitê 3, realizada em 09/08/2024.

3.3 Planos de ação e de trabalho

Para auxiliar o planejamento e a condução dos estudos e avaliações, foi elaborado um plano de ação com as principais atividades, os entregáveis associados e os respectivos responsáveis, como apresentado no Anexo 03.

O foco dos estudos e avaliações realizados pelo Comitê 3 foi identificar eventuais óbices, avaliar soluções e alternativas e propor medidas para aumentar a oferta de gás natural da União, respeitando a premissa e os princípios norteadores definidos no Quadro 1 acima.

Importante ressaltar que tais estudos e avaliações se orientaram à proposição de medidas habilitadoras para o acesso ao SIE e/ou SIP, o reconhecimento como custo em óleo dos gastos associados, a realização de operações de *swap* e à ampliação da oferta de gás natural da União, de forma geral. **A viabilidade e a aplicabilidade para casos concretos devem ser objeto de análises específicas.**

Na mesma linha, os estudos e avaliações realizados pelo Comitê 3 não tiveram a pretensão de propor soluções detalhadas, restando, em vários casos, a necessidade de análises complementares para definir a forma mais adequada para a implantação das alterações propostas. **Essa ressalva é particularmente válida para as propostas de alterações jurídicas (legais e/ou regulatórias).**

Para estabelecer a forma de atuação e permitir o acompanhamento das atividades do Comitê 3, foi elaborado um plano de trabalho contendo a programação das reuniões e os prazos para as atividades, como apresentado no Anexo 04.

A PPSA realizou apresentações de nivelamento para os demais integrantes do Comitê 3, abordando temas pertinentes ao acesso ao SIE e ao SIP, ao processo de reconhecimento de custo em óleo nos contratos de partilha de produção (CPP) e à comercialização do gás natural da União.

Os planos de ação e de trabalho foram propostos pela liderança do Comitê 3, comentados e ajustados pelos integrantes do Comitê 3 e, depois, validados pelo GT-GE.

As reuniões do Comitê 3 foram organizadas e conduzidas pela liderança do Comitê 3, com suporte direto do MME. Quando presenciais, foram realizadas nos

escritórios do MME em Brasília/DF e, quando virtuais, foram conduzidas por meio do MS Teams.

Os estudos e avaliações previstos no plano de ação foram conduzidos por equipes internas da PPSA (incluindo profissionais das áreas de comercialização de petróleo e gás natural, gestão dos CPPs e da consultoria jurídica), **sob coordenação e em alinhamento com as orientações do Comitê 3.**

O trabalho integrado do Comitê 3 com as equipes da PPSA, para a condução dos estudos e avaliações, e com o GT-GE, para obtenção de orientações e para validação dos planos, foi fundamental para a rápida definição das ações a executar e para a conclusão dos trabalhos nos prazos previstos para o GT-GE.

O presente relatório, que compila e consolida os entregáveis previstos no plano de ação, foi elaborado pela PPSA, comentado e ajustado pelos integrantes do Comitê 3 e, por fim, validado pelo GT-GE.

Segue no Quadro 2 abaixo a estratégia geral adotada para condução e validação dos trabalhos do Comitê 3.

Quadro 2: Estratégia para condução e validação dos trabalhos do Comitê 3.

Produto	Proposição e/ou Condução	Participação e aprovação	Validação
Planos de Ação e de Trabalho	Liderança do Comitê	Comitê 3	GT-GE
Apresentações de nivelamento	PPSA	Comitê 3	-
Reuniões e deliberações	Liderança do Comitê	Comitê 3	GT-GE
Estudos, avaliações e entregáveis parciais	PPSA	Comitê 3	-
Relatório final	PPSA	Comitê 3	GT-GE

As apresentações de acesso público, atas de reuniões e demais documentos pertinentes ao Comitê 3 podem ser encontrados no *site* do GT-GE/Comitê 3, cujo link está abaixo: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/comites-atas-apresentacoes-e-demais-documentos/comite-3-modelo-de-comercializacao-nacional-dos-hidrocarbonetos>

4 ACESSO AO SISTEMA DE ESCOAMENTO (SIE) E AO SISTEMA DE PROCESSAMENTO (SIP)

Este capítulo apresenta os estudos previstos nos itens 1.1 e 1.1.1 do plano de ação do Comitê 3, apresentado no Anexo 02 deste relatório.

4.1 Visão geral

A partir de 2021, iniciou-se um processo de desconcentração da oferta de gás natural processado ao mercado nacional, anteriormente monopolizado pela Petrobras. Atualmente, empresas como Shell e Galp passaram a comercializar diretamente ao

mercado suas produções de gás natural e a Galp passou a comercializar também a produção de outros produtores do Pré Sal. Além desses 2 produtores, a CNOOC também começou a escoar a sua produção de gás, embora não esteja, ainda, comercializando diretamente às companhias distribuidoras nem aos consumidores finais.

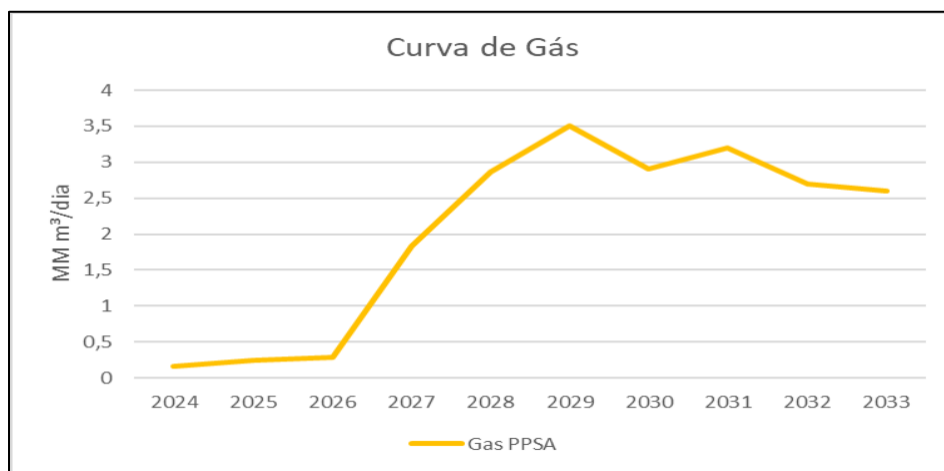
No entanto, por razões diversas, os demais produtores, incluindo a PPSA, como responsável pela comercialização do gás natural da União, ainda comercializam suas respectivas produções diretamente nos FPSOs, a chamada venda na “boca do poço”. Atualmente, a PPSA vende sua produção de gás diretamente para a Petrobras.

Como observado ao longo do relatório, os volumes de gás destinados à União são pequenos e distribuídos por vários campos e ainda subsistem algumas questões que não viabilizam o acesso imediato da PPSA ao SIE-Bacia de Santos (SIE-BS).

A produção de gás natural da União iniciou-se em 2018 e vem aumentando gradativamente desde então. Em 2023, até novembro, a produção de gás da União disponibilizada ao mercado atingiu uma média de 118.345 m³/dia.

Com a expectativa de início da operação da Rota 3 de escoamento, no 2º semestre de 2024, a conexão de novos FPSOs ao SIE-BS e o aumento do excedente em óleo e gás da União decorrente do processo de recuperação de custos dos campos constantes dos CPPs, está previsto um grande crescimento da produção a partir de 2026, conforme o Gráfico 1.

Gráfico 1: Gás da União disponibilizado ao mercado: realizado e futuro.



Fonte: Elaboração própria.

O gás natural é exportado pelos FPSOs por meio de gasodutos de curto/médio comprimento, chamados de gasodutos adjacentes, que se conectam ao SIE-BS, que, por sua vez, é composto por diversos gasodutos de propriedade da Petrobras, Shell, Petrogal e Repsol, com percentuais de participação distintos entre os diversos trechos.

A Figura 2, disponível no site da Petrobras, apresenta a logística de escoamento do gás natural da Bacia de Santos.

Atualmente estão em operação as Rotas 1 e 2, que se conectam às Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) de Caraguatatuba/SP e Cabiúnas/RJ, respectivamente. A Rota 3 será conectada à UPGN de Itaboraí/RJ.

Figura 2: Logística de escoamento do gás da Bacia de Santos (Rotas 1, 2 e 3).



Fonte: Petrobras.

4.2 Conexão ao SIE e ao SIP

As análises já realizadas pela PPSA indicam que a comercialização na saída do SIE resultaria em uma maior atratividade e, conseqüentemente, melhor remuneração pelo gás natural, em relação ao modelo atual de venda na “boca do poço”. Como ação subsequente, foram realizados estudos para conhecer as condições de acesso, cujas principais características dos contratos que regem o acesso ao SIE são apresentadas a seguir.

Após a assinatura do acordo de confidencialidade entre PPSA e Petrobras (gestora do SIE), em 23/6/2022, a PPSA recebeu, na mesma data, os termos de adesão ao Acordo Operativo (AO) e ao Contrato de Cessão Remunerada (CCR), bem como os respectivos contratos e aditivos.

O AO estabelece regras e parâmetros técnicos que deverão ser observados pelas partes (Proprietárias e Escadoras), para que a operação do SIE transcorra de forma eficiente e segura, bem como estabelecer as obrigações da gestora do SIE como responsável pela prestação do serviço de gestão do SIE-BS. Abrange, por exemplo, desde a nomeação dos representantes operacionais das empresas escadoras até as especificações aceitáveis do gás natural para viabilizar o escoamento, passando pela definição dos pontos de saída do gás e responsabilidade sobre acidentes, entre outros aspectos operacionais.

O CCR tem por objeto regular a cessão e a remuneração de uso dos ativos entre as Proprietárias e as Escadoras.

O SIE-BS pressupõe o pagamento de um valor unitário por m³ escoado distribuído em 3 parcelas:

- a) Remuneração da Gestora: foi definida uma remuneração mensal para o Gestor do SIE-BS, que é rateado pela quantidade de Unidades de Escoamento (UEE) integrantes do SIE e posteriormente dividido

proporcionalmente, dentro de cada UEE, pelo volume efetivamente contratado por cada empresa escoadora. Portanto, dependendo da configuração de volume escoado em cada FPSO e da utilização da capacidade alocada, as empresas escoadoras terão um custo distinto ao longo do tempo. O valor pago sofrerá incidência de PIS/COFINS (9,25%) e ISS (5%).

- b) Remuneração das Proprietárias: as proprietárias do SIE serão remuneradas pela cessão e uso dos Ativos por uma parcela chamada Valor Unitário da Remuneração pela Cessão (VURC), calculada de forma a assegurar o retorno e os custos realizados na construção dos Ativos (CAPEX). No faturamento, há incidência de PIS/COFINS (9,25%).
- c) Remuneração dos Serviços de Operacionalidade: as proprietárias serão remuneradas por uma parcela chamada Valor Unitário da Remuneração dos Serviços de Operacionalidade (VURSO), calculada de forma a remunerar os serviços de manutenção e operação da infraestrutura (OPEX). No faturamento, há incidência de PIS/COFINS (9,25%) e ISS (5%).

A produção de gás natural da União está concentrada na Bacia de Santos, portanto a PPSA aprofundou a análise das condições de adesão ao SIE-BS. O SIE-Bacia de Campos (SIE-BC) ainda está em fase de implantação e não foi objeto de avaliação por conta dos reduzidíssimos volumes destinados à União.

Vale destacar que o acesso ao SIE-BS é regido por um modelo negociado e não por um modelo regulado, cabendo à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) decidir sobre eventuais controvérsias que resultem em barreiras ao acesso de terceiros. A ANP, inclusive, abriu a Consulta Prévia nº 1, em 30/01/2023, com o objetivo de obter contribuições para o processo de regulamentação do acesso negociado e não discriminatório de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL), as denominadas infraestruturas essenciais de gás natural de que trata o art. 28 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, a “Nova Lei do Gás”.

Sendo a única forma de escoamento de gás natural da Bacia de Santos, fato é que, atualmente, as condições determinadas pelos proprietários do SIE-BS para o acesso ao SIE-BS são preponderantes e podem resultar em algum grau de dificuldade na negociação para o acesso dos produtores, especialmente aqueles com menores volumes. Vale ressaltar que os custos logísticos de escoamento do gás do pré-sal são relevantes.

Inicialmente, no que tange ao acesso da PPSA ao SIE, haviam sido levantados dois pontos que dificultariam ou inviabilizariam a adesão ao SIE-BS. Porém, segundo análise pela área jurídica da PPSA, foram identificadas possibilidades de mitigação dessas dificuldades, conforme descrito a seguir:

- 1) De acordo com a Lei 12.351/2010, Capítulo III, Seção I, art. 8º. Parágrafo 2º., *“A empresa pública de que trata o § 1º deste artigo não assumirá os riscos e não responderá pelos custos e investimentos referentes às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção”.*

Como o SIE-BS atualmente está fora do âmbito das atividades de exploração e

produção abrangidas pelos CPPs, onde a União está legalmente preservada de riscos, foi detectado que a sua adesão poderia implicar na assunção de riscos operacionais, como, por exemplo, um vazamento no SIE. Após melhor analisar a questão, a PPSA entende que, em caso de adesão ao SIE-BS, caberia a ela, como representante da União, a assunção dos custos e riscos inerentes às atividades de comercialização dos hidrocarbonetos da União de que passou a ser legalmente incumbida, mas que não estão abrangidas pelos CPPs, responsabilizando-se, no entanto, pela gestão destes riscos, de forma a preveni-los e mitigá-los de acordo com as melhores práticas da indústria do gás natural.

A gestão desses riscos estaria embasada pela diretriz estabelecida pela Política de Comercialização, que determina a maximização da receita da comercialização do petróleo e do gás natural à União, observando, porém, a moderação na assunção dos riscos inerentes à atividade.

Além da adequada gestão dos riscos, pelo regramento do SIE e do SIP, a conciliação de volumes movimentados medidos diariamente e ao final de cada mês, com os devidos ajustes de poder calorífico e perdas no processo, envolve uma operação de mútuo entre os escoadores (Acordo de Mútuos). Caso não ocorra a compensação dos volumes mutuados em um prazo de 60 dias, os escoadores precisam liquidar suas posições mediante operação de compra e venda de gás.

Desta forma, julgamos recomendável inserir permissão explícita para a contratação do SIE na legislação vigente e/ou em dispositivos infralegais.

2) A necessidade de enquadramento das despesas incorridas com a contratação do SIE-BS como gastos diretamente relacionados à comercialização - trata-se de uma despesa que tende a um forte crescimento conforme demonstrado pela curva de projeção dos volumes da União nos próximos anos.

Sendo assim, a caracterização como despesa comercial evitaria a necessidade de negociação anual com o Ministério de Minas e Energia para inclusão de tal despesa no contrato de remuneração da PPSA, o que poderia nos levar à situação de parar campos de petróleo relevantes para o país por falta de orçamento. Trata-se de uma despesa totalmente vinculada ao volume comercializado, a exemplo do que ocorre com as despesas referentes à inspeção/certificação das operações de alívio de petróleo.

Mais uma vez, após melhor análise, a PPSA entende que, considerando-se que a contratação do SIE-BS teria como objetivo ampliar a concorrência, bem como atingir novos mercados e compradores de gás natural na costa brasileira (na saída do SIE), estando, portanto, em consonância com a diretriz estabelecida pela Política de Comercialização, que determina a maximização da comercialização do petróleo e do gás natural à União, as despesas advindas da contratação do SIE, representariam gastos relacionados à comercialização e, portanto, passíveis de dedução das receitas advindas da comercialização do petróleo e do gás natural da União.

Não obstante, consideramos importante que esse novo cenário de comercialização seja refletido no pertinente arcabouço regulatório para a atribuição de segurança jurídica e eventuais requisitos de atuação.

Desta forma, julgamos que este ponto não resulta em óbice ao acesso ao SIE, mas é recomendável inserir permissão explícita para a caracterização destes custos como despesas de comercialização na legislação vigente e/ou em dispositivos infralegais.

Uma vez incorporadas as sugestões acima, a adesão ao SIE-BS deverá levar de dois a três meses para ser concluída, conforme estimado pelos gestores do SIE. Esse prazo considera que haverá necessidade de negociação da PPSA com os demais escoadores quanto ao ponto de saída do gás no SIE-BS.

Como já abordado, o SIE-BS possui atualmente dois pontos de saída para o gás (Caraguatatuba e Cabiúnas), sendo que, com a entrada em operação da Rota 3, haverá mais um ponto de saída em Itaboraí. A proposta do gestor do SIE-BS é que todo o gás da União passe a ser escoado pela Rota 3, a partir do início da operação dessa rota. Portanto, caso a adesão da PPSA ao SIE ocorra após o início das operações da Rota 3, não haverá necessidade de negociação com os demais parceiros, abreviando o tempo estimado para a concretização da adesão ao SIE-BS. Caso a adesão ocorra antes do início da operação da Rota 3, a PPSA teria que negociar com os demais parceiros para concentrar a saída do gás em uma das duas rotas, dado que o gás da União é exportado por campos cujos pontos de saída prioritários encontram-se nas duas rotas.

Desta forma, o objetivo inicial da PPSA é aderir ao SIE-BS por entender que a comercialização do gás natural não processado da União em um ponto de saída do SIE-BS é mais competitiva do que a comercialização na saída dos FPSOs, chamada “venda na boca do poço”, como é feita atualmente à Petrobras, e em alguns casos, será a única opção.

Neste ponto, é importante destacar que, mantida a sistemática atual de venda “na boca do poço”, sem que a PPSA escoe o gás natural aderindo ao SIE-BS, só lhe resta vender o gás natural para os contratados daquele CPP específico, pois somente estes conseguiriam acessar o SIE para escoar o gás que compraram, por conta de restrições contratuais do próprio SIE, que não permitem que terceiros o façam.

Desse modo, o universo de compradores fica restrito a poucas, ou mesmo, a uma única empresa, prejudicando sobremaneira a competitividade da comercialização.

Mas esse cenário pode ficar ainda mais restrito: nas tratativas mais recentes, a Petrobras comunicou à PPSA que não tem mais intenção de adquirir o gás da União, por questões comerciais e também por restrições com as quais aquiesceu na assinatura do Termo de Compromisso de Cessação (“TCC”) firmado com o CADE. Existem também outros contratados, com menores volumes de gás, que não se interessam por qualquer compra de volumes da PPSA, pois desejam também vender seu gás para terceiros.

Assim, vislumbram-se situações em que a adesão da PPSA ao SIE será a única alternativa para escoamento do gás da União, o que tornaria as despesas do SIE – inclusive as eventuais compras e vendas de equilíbrio – como despesas não só diretamente relacionadas à comercialização, mas essenciais para tanto.

A PPSA possui conhecimento suficiente e está estruturalmente apta, ou demandaria ajustes pequenos, para começar a escoar pelo SIE-BS.

A venda do gás natural na saída do SIE-BS poderia ser realizada para as empresas que já contrataram o SIP, ou seja as produtoras do pré-sal, ou, alternativamente, para empresas comercializadoras, distribuidoras ou consumidores que tenham intenção de

contratar o SIP. Esta opção ainda não é uma realidade, mas, conforme já abordado preliminarmente com a Petrobras, conceitualmente pode ser implantada.

Ainda nessa linha de antecipar o processo de escoamento do gás da União, a PPSA está negociando com a Petrobras outras alternativas que viabilizem a comercialização do gás natural na saída do SIE- BS, antes da plena adesão da PPSA ao SIE-BS.

Uma outra alternativa seria a PPSA contratar o SIP e ceder a capacidade contratada para terceiros. Essas duas últimas hipóteses demandarão uma negociação com a Petrobras, proprietária das UPGNs e gestora do SIP, dado que envolvem uma série de compromissos mútuos, incluindo negociação de aspectos comerciais e análise específica da capacidade financeira das empresas contratantes do SIP.

O processamento do gás natural resulta, além da disponibilização de gás natural processado, na produção de gás liquefeito de petróleo (GLP) e de correntes C5+, que demandarão conhecimento e monitoramento específicos dos processos de comercialização e logística desses produtos.

Além disso, a comercialização do gás natural processado é feita com base em programação diária de entrega, sendo, portanto, necessária uma equipe dedicada a essa atividade. Pela sua configuração, essas atividades têm potencial de geração de penalidades por descumprimento de programações bem mais robustas do que as verificadas na operação de escoamento do gás.

A adesão ao SIP carece de uma avaliação mais profunda por parte da PPSA.

Ao contrário da contratação do SIE-BS, a contratação do SIP demandaria uma reestruturação não somente da área comercial, mas também de outras áreas da PPSA. Para os volumes disponíveis para a União até 2025, essa contratação, à princípio, pode não ser tão interessante.

Há que se considerar ainda a possibilidade de, em comum acordo entre a PPSA e os contratados nos CPPs, os pontos de partilha da produção sejam estabelecidos fora das áreas dos respectivos contratos, na saída do SIE, por exemplo. Com isso, na prática, o âmbito dos referidos CPPs seriam ampliados e as despesas (CAPEX e OPEX) inerentes à contratação do SIE, seriam passíveis de reconhecimento como custos em óleo, não implicando em custos e riscos para a PPSA.

5 RECONHECIMENTO DE CUSTOS DE ESTRUTURAS DE ESCOAMENTO E PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

Este capítulo tem por objetivo apresentar o estudo sobre a viabilidade do reconhecimento como custo em óleo de investimentos e gastos operacionais associados a estruturas de escoamento e/ou de processamento de gás natural, incluindo a identificação dos eventuais óbices e a proposição de medidas e soluções. Este capítulo corresponde aos itens 1.2 e 1.3 do plano de ação do Comitê 3, apresentado no Anexo 02 deste relatório.

5.1 Organização do estudo

Casos a estudar:

- a) Gasoduto de escoamento, próprio, dedicado a um determinado CPP,

existente ou a ser construído, com CAPEX e OPEX inteiramente a cargo do respectivo CPP.

- b) Gasoduto de escoamento, próprio, compartilhado por mais de um contrato, existente ou a ser construído, com compartilhamento de CAPEX e OPEX.
- c) Gasoduto de escoamento de terceiros, existente ou a ser construído, com cobrança de remuneração (a exemplo do SIE).
- d) UPGN própria, dedicada a um determinado CPP, com CAPEX e OPEX inteiramente a cargo do respectivo CPP.
- e) UPGN própria, compartilhada entre mais de um contrato, existente ou a ser construída, com compartilhamento de CAPEX e OPEX.
- f) UPGN de terceiros, existente ou a ser construída, com cobrança de remuneração (a exemplo do SIP).

Aspectos críticos:

- a) Admissibilidade do reconhecimento como custo em óleo.
- b) Ajustes necessários ao processo de reconhecimento de custo em óleo.
- c) Proteção do Fundo Social.

Resultados esperados:

- a) Avaliação da viabilidade para o reconhecimento dos custos para os casos a estudar, com base na legislação e nos contratos vigentes.
- b) Identificação de eventuais óbices ou limitações.
- c) Proposição de soluções para os óbices que não demandem alteração legal, mas, eventualmente, modificações de normativos infralegais e dos CPPs.
- d) Proposição de soluções para os óbices que demandem alterações legais, que autorizem a PPSA a realizar atividades não contempladas na legislação atual ou que apresentem riscos jurídicos significativos, caso realizadas sem tais modificações.

5.2 Competências legais da PPSA

A Lei nº 12.304/2010 prescreve, em seu art. 4º, inciso II, alínea “d”, que a PPSA dever praticar todos os atos necessários à gestão dos contratos para a comercialização de petróleo e gás natural da União, podendo, para tanto, *“celebrar contratos, representando a União, para refino e beneficiamento de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União”*.

Portanto, a PPSA é legalmente autorizada a celebrar contratos para beneficiar o gás natural de propriedade da União. Ademais, esta autorização legal implica, logicamente, a possibilidade de a companhia exercer os atos necessários para a consecução dessa atividade. É implícita, por exemplo, a autorização para que a PPSA

contrate o escoamento do gás natural da União, desde o ponto em que sua propriedade foi dividida entre os contratados e a gestora dos CPPs (Ponto de Partilha) até o ponto de saída do SIE.

O art. 6º, inciso XV da Lei nº 9.478/1997 define Exploração (ou Pesquisa) como o “conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e identificação das jazidas de petróleo ou gás natural”. A Produção (ou Lavra), por sua vez, nos termos do inciso XVI do mesmo artigo, é o “conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação.”

Assim, em termos estritamente legais, a expressão Exploração e Produção (E&P) pode ser definida como o conjunto de atividades concatenadas com o propósito de avaliar áreas, objetivando a descoberta e identificação de jazidas de petróleo e gás natural e, posteriormente, caso verificada a comercialidade de uma eventual descoberta, as operações coordenadas para a extração dos hidrocarbonetos nelas contidos, bem como o preparo para sua movimentação.

5.3 Regime de partilha de produção e custo em óleo

Partilha de produção é o regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato (Art. 2º inciso I da Lei nº 12.351/2010) (Figura 3).

Vemos, portanto, que a apropriação do custo em óleo é uma das características fundamentais do regime de partilha de produção.

Mas o que é o custo em óleo?

É a parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato (Art. 2º inciso II da Lei nº 12.351/2010).

Estes conceitos estão bem refletidos nos CPPs.

Como exemplo, o contrato de partilha de produção de Búzios (CPP de Búzios) estabelece, em seu parágrafo 2.9.1, que, em caso de descoberta comercial de petróleo e gás natural, caberá ao contratado a apropriação originária do custo em óleo. Em seu parágrafo 5.1, o CPP de Búzios é ainda mais específico ao estabelecer que o contratado, em caso de produção de petróleo e gás natural, terá direito a se apropriar, a título de custo em óleo, de uma parcela da produção de petróleo e gás natural, conforme prazos,

Figura 3: *Royalties*, Custo em óleo e Excedente em óleo.



Fonte: PPSA.

critérios e condições estabelecidos no Anexo V (Procedimentos para Apuração do Custo e do Excedente em Óleo).

5.4 Composição do custo em óleo

Os CPPs possuem cláusula específicas para definir quais gastos são passíveis de reconhecimento como custo em óleo. Ver abaixo a transcrição do parágrafo 3.1 do Anexo V do CPP de Búzios.

3.1. Compõem o custo em óleo, independentemente da localização do Ponto de Medição e do Ponto de Partilha, os gastos realizados pelos Contratados na Área do Contrato, aprovados no Comitê Operacional e reconhecidos pela Gestora, relativos às atividades de:

- a) Exploração e Avaliação;
- b) Desenvolvimento;
- c) Produção; e
- d) desativação das instalações, incluindo o valor depositado no fundo de provisionamento.

Observa-se que os parágrafos 3.4. e 3.4.1 do Anexo V do CPP de Búzios estabelecem que a instalação de oleodutos e gasodutos de escoamento da produção estão incluídas entre as atividades de desenvolvimento previstas no parágrafo 3.1 do mesmo Anexo V. Ver abaixo um extrato dos referidos parágrafos.

3.4. Incluem-se entre as atividades de Desenvolvimento a que se refere a alínea “b” do parágrafo 3.1:

...

c) instalação de equipamentos e embarcações de extração, coleta, Tratamento, armazenamento e transferência de Petróleo e Gás Natural.

3.4.1. As instalações a que se refere a alínea “c” do parágrafo 3.4 incluem, mas não se limitam a plataformas marítimas, tubulações, unidades de Tratamento de Petróleo e Gás Natural, equipamentos e instalações para medição da Produção fiscalizada, equipamentos para cabeça de poço, tubos de produção, linhas de fluxo, tanques e demais instalações exclusivamente destinadas à extração, bem como oleodutos e gasodutos de Escoamento da Produção e suas respectivas estações de compressão e bombeio.

Observa-se, também, que o parágrafo 3.5, alínea “a”, do Anexo V do CPP de Búzios inclui as operações de escoamento entre as atividades de produção, igualmente reconhecíveis e recuperáveis como custo em óleo. Ver um extrato abaixo.

3.5. Incluem-se entre as atividades de Produção a que se refere a alínea “c” do parágrafo 3.1:

a) Operações rotineiras de Produção, compreendendo a Produção de Petróleo e Gás Natural, tanto por elevação natural quanto artificial, Tratamento, compressão, controle, medição, testes, coleta, Escoamento, armazenamento e transferência de Petróleo e Gás Natural;

De forma complementar, os CPPs explicitam os gastos que não são passíveis de reconhecimento, incluindo, entre outros, gastos com:

- *royalties*;
- bônus de assinatura;

- encargos financeiros e amortizações de empréstimos e financiamentos;
- pesquisa, desenvolvimento e inovação (com exceção do CPP de Libra);
- ativos que não estejam diretamente relacionados com as atividades do contrato;
- custas judiciais e extrajudiciais;
- multas, sanções e penalidades de qualquer natureza;
- reposição de bens, equipamentos e insumos perdidos, danificados ou inutilizados e seus respectivos tempos de espera;
- tributos sobre a renda, bem como aqueles que oneram as aquisições e geram créditos aproveitáveis pelo contratado;
- comercialização ou transporte de petróleo e gás natural, excluídos os relacionados ao escoamento da produção;
- garantias de performance e garantias de desativação e abandono, com exceção do fundo de provisionamento.

Vale ressaltar que existe condição expressa que exclui os gastos relacionados com o escoamento da produção do rol de gastos que não são passíveis de reconhecimento. No caso do CPP de Búzios, esta informação está explicitada na alínea “m” do parágrafo 3.9 do Anexo V do CPP de Búzios, como transcrito abaixo.

3.9. Não serão reconhecidos como custo em óleo os gastos realizados com:

...

m) comercialização ou Transporte de Petróleo e Gás Natural, excluídos os relacionados ao Escoamento da Produção; (*grifo nosso*)

Da avaliação do atual teor dos CPPs, podemos destacar dois pontos:

- a) gastos com a instalação e a operação de gasodutos de escoamento da produção pertence ao grupo de atividades de desenvolvimento e produção e podem compor o custo em óleo;
- b) a composição do custo em óleo se limita a gastos realizados pelos contratados na área do contrato.

O parágrafo 1.2.3 do CPP de Búzios define a Área do Contrato como “a área Bloco cuja projeção superficial é delimitada pelo polígono definido no Anexo I”, que apresenta as coordenadas na área licitada para o respectivo contrato.

Uma avaliação inicial do item b) acima poderia sinalizar a existência de uma limitação relevante ao reconhecimento de gastos associados a estruturas de escoamento e/ou processamento que se localizem fora das áreas dos CPPs. Contudo, veremos no desenvolvimento deste estudo que este potencial óbice é resolvido por outros dispositivos.

5.5 Ponto de medição e ponto de partilha

Nos termos do art. 2º, inciso X da Lei nº 12.351/2010, o ponto de medição é o “local definido no plano de desenvolvimento de cada campo onde é realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido, conforme regulação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP”.

É no ponto de medição que os detentores de direitos de Exploração e Produção (E&P) adquirem, originariamente, a propriedade de seu quinhão dos hidrocarbonetos produzidos, conforme prescrito pelo art. 3º, inciso IV do Decreto nº 2.705/1998.

Como exemplo, o CPP de Búzios, em seu parágrafo 2.10, assim prescreve: “A propriedade da parcela de Petróleo e Gás Natural a que o Contratado e a Contratante têm direito lhes será conferida, de forma originária, no Ponto de Medição.”

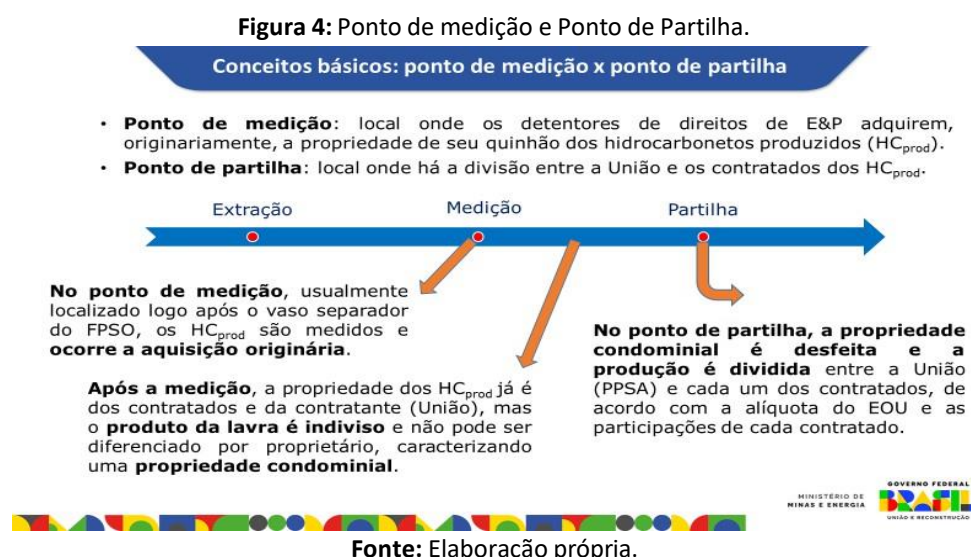
Já o ponto de partilha, nos termos do art. 2º, inciso XI da Lei nº 12.351/2010, é o “local em que há divisão entre a União e o contratado de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos, nos termos do respectivo contrato de partilha de produção”.

Assim, após extraídos, os hidrocarbonetos produzidos são medidos e originariamente adquiridos no ponto de medição, usualmente localizado logo após o vaso separador do *Floating, Production, Storage and Offloading Unit* (FPSO).

Entre o ponto de medição e o ponto de partilha, a propriedade dos hidrocarbonetos produzidos já é dos contratados e da contratante (União), mas o produto da lavra é indiviso, ou seja, não pode ser diferenciado por proprietário, caracterizando uma propriedade condominial.

Por fim, no ponto de partilha, a propriedade condominial é desfeita e a produção dividida entre a União, representada pela PPSA, e cada um dos contratados, tudo de acordo com a alíquota do excedente em óleo da União contratualmente prevista e as participações indivisas (*working interests*) de cada contratado.

A Figura 4 abaixo apresenta um resumo dos conceitos de ponto de medição e ponto de partilha e as suas implicações.



5.6 Instalações integrantes e não integrantes da área sob contrato

O objeto dos CPPs é a execução de operações de exploração das áreas outorgadas em certames licitatórios e, eventualmente, seu desenvolvimento e produção, caso constatada a comercialidade das jazidas.

Em tese, todas as atividades de E&P deveriam ser executadas na área dos CPPs.

Contudo, existem atividades típicas de E&P que podem e necessitam ocorrer fora dos limites da área desses contratos, como a aquisição de dados e a instalação de gasodutos para escoamento de gás natural. Neste sentido, é interessante conceituar e diferenciar instalações integrantes e não integrantes da área sob contrato.

A RANP 17/2015 define, em seu art. 2º, inciso XVII, as instalações “Integrantes da Área sob Contrato” como aquelas “localizadas interna ou externamente à Área sob Contrato, desde que façam parte do projeto de desenvolvimento do Campo de Petróleo ou de Gás Natural, isto é, estejam contempladas no Plano de Desenvolvimento”.

No inciso seguinte, a RANP 17/2015 explicita que as instalações “Não Integrantes da Área sob Contrato” são “todas as Instalações de Produção localizadas externamente ou que se iniciam fora dos limites de Área sob Contrato e que não fazem parte do projeto de desenvolvimento de Campo de Petróleo ou de Gás Natural, isto é, não estão contempladas no Plano de Desenvolvimento de uma Área sob Contrato em particular.”

Tem-se, portanto, que as instalações (incluindo os dutos e seus acessórios) integrantes da área sob contrato são as previstas nos Planos de Desenvolvimento (PDs) dos respectivos contratos de E&P, enquanto as não integrantes são aquelas não contempladas nesses planos.

Consequentemente, a construção, ampliação e operação dos dutos e demais instalações contempladas pelos PDs situam-se no âmbito dos contratos de E&P, enquanto as não contempladas estão fora dele.

Por fim, conclui-se que tanto os dutos integrantes quanto os não integrantes das áreas sob contrato são instalações de E&P.

Na Figura 5, vemos um exemplo onde se pode identificar a área sob contrato e as instalações integrantes e não integrantes da área sob contrato. Nesse exemplo, apenas o FPSO e o duto de conexão com o SIE estariam previstos no PD.

Figura 5: Instalações Integrantes e Não Integrantes de uma Área sob Contrato.



Fonte: Elaboração própria.

Como veremos no item 5.7 abaixo, a inclusão ou não do âmbito de um determinado CPP dependerá da localização do respectivo ponto de partilha, definido no respectivo PD.

5.7 Área do contrato x âmbito do contrato

Como vimos no item 5.5, é a partir do ponto de partilha que cada consorciado será responsável, individual e exclusivamente, pelo quinhão de hidrocarbonetos que originariamente adquiriu, sendo desfeita a propriedade condominial. Assim, é no ponto de partilha que deixam de incidir as disposições dos CPPs, em especial as relativas aos custos e responsabilidades sobre a propriedade comum, independentemente de sua localização dentro ou fora da área sob contrato.

Isso significa que, à montante do ponto de partilha, os gastos incorridos com a realização das atividades de E&P são reconhecíveis e recuperáveis como custo em óleo (com as exceções expressamente mencionadas nos CPPs) e os contratados são integral e exclusivamente responsáveis pelos riscos e custos envolvidos nessas atividades. À jusante do ponto de partilha, porém, cada consorciado, inclusive a PPSA, representando a União, assume os custos e riscos relacionados exclusivamente ao petróleo e gás natural de sua propriedade.

A área do contrato, conforme definição contratual, delimita o prisma vertical no qual os contratados têm direito de explorar os recursos petrolíferos.

O âmbito dos CPPs é o limite espacial, determinado pela localização do ponto de partilha, de incidência de tais contratos, implicando o direito dos contratados à recuperação como custo em óleo dos gastos em exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, independentemente de essas atividades serem executadas em instalações integrantes ou não integrantes da área sob contrato. Em contrapartida, os contratados assumem, até o ponto de partilha (âmbito do CPP) os custos e riscos inerentes às operações.

A localização do ponto de partilha deve ser prevista nos PDs dos CPPs, podendo ser fixada dentro ou fora da área do contrato e incluir instalações integrantes ou não integrantes da área sob contrato.

É a localização do ponto de partilha que define o âmbito de um CPP, determinando o que poderá ser reconhecido como custo em óleo (à montante) e o que não poderá (à jusante), tanto em termos de CAPEX quanto de OPEX.

Assim, todas as despesas incorridas até o ponto de partilha e aprovadas pelo comitê operacional do CPP, desde que com o devido amparo no sistema decisório previsto no respectivo CPP, devem ser contabilizadas na conta custo em óleo (sem prejuízo das exceções contratualmente previstas).

O entendimento da diferença entre os conceitos de área sob contrato e de âmbito do contrato é fundamental para a avaliação da viabilidade do reconhecimento de gastos associados a estruturas de escoamento e/ou processamento de gás natural.

5.8 Admissibilidade do reconhecimento para estruturas de escoamento de gás natural

O parágrafo 1.2.18 do CPP de Búzios denomina “Escoamento” o conjunto de atividades destinadas a assegurar a movimentação dos fluidos produzidos por um Reservatório desde a sua separação até a sua chegada a terminas submarinos ou a UPGNs.

Por sua vez, o parágrafo 3.4.1 do Anexo V do CPP de Búzios inclui os gasodutos

de escoamento da produção entre as instalações de movimentação de petróleo e gás natural, explicitando que as atividades realizadas através destas instalações são atividades de desenvolvimento, possibilitando, portanto, que tenham os gastos a elas relacionados reconhecidos e recuperados como custo em óleo, nos termos do parágrafo 3.1, alínea “b”, do mesmo Anexo V.

De maneira similar, o parágrafo 3.5 do Anexo V do CPP de Búzios inclui as operações de escoamento entre as atividades de produção, igualmente reconhecíveis e recuperáveis como custo em óleo, conforme previsto pelo parágrafo 3.1, alínea “c” do mesmo anexo.

Os gasodutos de escoamento são conceituados no art. 3º, inciso XXIV da Lei nº 14.134/2021 como o “conjunto de instalações destinadas à movimentação de gás natural produzido, após o sistema de medição, com a finalidade de alcançar as instalações onde será tratado, processado, liquefeito, acondicionado ou estocado.”.

Para arrematar, o art. 2º, inciso XI da RANP 17/2015 conceitua “Dutos de Escoamento da Produção” como “dutos destinados à movimentação de Petróleo e Gás Natural desde Unidades de Produção até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação, podendo ter trechos Integrantes ou não Integrantes de Área sob Contrato.”

Conclui-se que os gasodutos que compõem o SIE e os gasodutos que fazem a conexão dos FPSOs com o SIE são gasodutos de escoamento.

Dessa forma, desde que incluídos no correspondente PD, os gasodutos dedicados exclusivamente ao escoamento da produção de gás natural de um CPP e os gasodutos do tipo *tie-in*, que ligam as unidades de produção ao SIE, se enquadram no conceito de dutos integrantes da área sob contrato e tanto sua construção quanto os dispêndios com sua operação são reconhecíveis e recuperáveis como custo em óleo.

Esta conclusão se aplica e responde o questionamento sobre a admissibilidade do reconhecimento de gastos associados aos dois primeiros casos a estudar, como apresentados no item 5.1 deste relatório:

- Gasoduto de escoamento, próprio, dedicado a um determinado CPP, existente ou a ser construído, com CAPEX e OPEX inteiramente a cargo do respectivo CPP.
- Gasoduto de escoamento, próprio, compartilhado por mais de um contrato, existente ou a ser construído, com compartilhamento de CAPEX e OPEX.

Um aspecto importante a esclarecer é que, como vimos no item 5.4 deste relatório, o parágrafo 3.1 do Anexo V do CPP de Búzios (e dispositivos similares nos demais CPPs) estipula que *“compõem o custo em óleo, independentemente da localização do Ponto de Medição e do Ponto de Partilha, os gastos realizados pelos Contratados na Área do Contrato”* (grifo nosso).

No mesmo item 5.4, ressaltamos que tal definição poderia representar um potencial óbice ao reconhecimento de gastos associados a escoamento e processamento do gás natural, posto que as principais estruturas para a execução destas atividades se situam fora da área dos contratos.

Contudo, este aparente conflito é facilmente resolvido pelo disposto no inciso XVII do art. 2º da RANP 17/2015, já apresentado no item 5.6 deste relatório, que admite expressamente que as instalações integrantes de área sob contrato podem estar localizadas interna ou externamente à área sob contrato.

Por outro lado, também os gastos associados à movimentação de gás natural em gasodutos do SIE, ou seja, não dedicados a um CPP, podem ser reconhecidos e

recuperados como custo em óleo, pois tais gasodutos, a despeito de não serem integrantes de áreas sob contrato, se enquadram no conceito de dutos de escoamento da produção.

Para tanto, basta que o comitê operacional do respectivo CPP, que é presidido pela PPSA, decida definir ou deslocar, conforme o caso, o ponto de partilha para a saída do SIE.

Com esta medida:

- a) O escoamento pelas rotas do SIE seria contemplado em uma revisão do PD, por conta da alteração no ponto de partilha.
- b) O âmbito do CPP (que vai até o ponto de partilha, onde o produto da lavra passa a ter sua propriedade individualizada e dividida entre a União e os contratados) passaria a incluir o SIE.
- c) Todos os gastos envolvidos no escoamento do gás natural (incluindo os da União), até o ponto de partilha, seriam assumidos pelos contratados.
- d) Os gastos relacionados ao escoamento do gás natural por instalações do SIE, apesar de não integrantes da área sob contrato, seriam reconhecíveis e recuperáveis como custo em óleo, respeitando as condições e restrições do respectivo CPP.

Com o âmbito do CPP estendido até um ponto à jusante do SIE, tal atividade (escoamento em instalação não integrante da área sob contrato) passa a ser decorrente de um CPP, isentando a PPSA e a União de custos e riscos, mas impondo à primeira a obrigação de reconhecer os gastos associados a essas atividades como custo em óleo.

Em resumo, a possibilidade de reconhecimento como custo em óleo de gastos com atividades de escoamento via SIE depende, basicamente, da localização do ponto de partilha:

- a) Caso tais instalações e atividades estejam incluídas no âmbito de um CPP, os gastos associados devem ser arcados exclusivamente pelos contratados e eles serão reconhecíveis e recuperáveis como custo em óleo.
- b) Caso contrário, tais atividades ocorrerão por conta e risco de cada contratado e da PPSA individualmente, e, com base na redação atual dos CPPs, não são reconhecíveis e recuperáveis como custo em óleo.

A conclusão acima se aplica e responde sobre a admissibilidade do reconhecimento de gastos associados ao terceiro caso a estudar, como apresentado no item 5.1 do presente relatório: gasoduto de escoamento de terceiros, existente ou a ser construído, com cobrança de remunerações (a exemplo do SIE). **Ou seja, é viável o reconhecimento como custo em óleo de gastos associados a gasodutos de escoamentos de terceiros, existentes ou a serem construídos, a exemplo do SIE.**

5.9 Admissibilidade do reconhecimento para estruturas de tratamento de gás natural

Ressalvadas eventuais especificidades, os CPPs têm por objeto a execução de operações de E&P na área do contrato.

A definição legal de tratamento ou processamento de gás natural (art. 6º, inciso VI da Lei nº 9.478/1997) é “conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização”, não se encaixando, portanto, no conceito de E&P, como apresentado no item 5.2 deste relatório.

O CPP de Búzios (e os demais, em dispositivos similares) assevera, no parágrafo 1.2.18 que a atividade de escoamento ocorre entre a separação do gás natural e sua

chegada a terminais submarinos ou instalações de tratamento ou processamento de gás natural ou unidades de liquefação, deixando claro que as atividades de tratamento ou processamento do gás natural ocorrem à jusante do escoamento e, portanto, fora do âmbito dos contratos de E&P.

Assim, a inclusão de atividades de tratamento de gás natural (como as afetas ao SIP ou mesmo a construção de uma UPGN) no âmbito dos CPPs não é factível.

Segundo nosso entendimento do regramento vigente, as estruturas de tratamento ou processamento de gás natural não poderiam ser consideradas instalações de E&P e, dessa maneira, não haveria previsão legal, contratual ou regulamentar para o reconhecimento como custo em óleo dos gastos associados.

Desta forma, para assegurar a possibilidade de incluir as atividades realizadas nas UPGNs (e, eventualmente, sua própria construção) no âmbito dos CPPs, com a consequente possibilidade de reconhecimento e recuperação dos gastos associados, é necessário realizar ajustes na legislação vigente e/ou em dispositivos infralegais.

Até que um ajuste na legislação vigente e/ou em dispositivo infralegal seja estabelecido ou que estudos complementares apontem soluções alternativas, nos parece difícil conceber que UPGNs (próprias compartilhadas ou de terceiros) possam ser incluídas no rol de instalações de E&P não integrantes de área sob contrato, o que permitiria uma eventual inclusão no âmbito dos CPPs.

As conclusões acima se aplicam e respondem o questionamento sobre a admissibilidade do reconhecimento de gastos associados aos três últimos casos a estudar, como apresentados no parágrafo 5.1 do presente relatório. Ou seja, não há previsão legal para a admissão do custo em óleo para gastos associados a unidades de tratamento ou processamento de gás natural (UPGNs):

- UPGN própria, dedicada a um determinado CPP, com CAPEX e OPEX inteiramente a cargo do respectivo CPP.
- UPGN própria, compartilhada por mais de um contrato, existente ou a ser construída, com compartilhamento de CAPEX e OPEX.
- UPGN de terceiros, existente ou a ser construída, com cobrança de tarifas (a exemplo do SIP).

Sem prejuízo às conclusões acima, nos parece importante salientar que os CPPs celebrados até 2022 estipulavam, em seus parágrafos 3.4 e 3.5 do anexo intitulado “Procedimentos para Apuração do Custo e do Excedente em Óleo, que as “instalações de Tratamento” (sinônimo de Processamento, consoante o art. 6º, inciso VI da Lei nº 9.478/1997) seriam reconhecíveis e recuperáveis como custo em óleo. Parece-nos evidente que esta referência a “Tratamento” (com inicial maiúscula) é equivocada pelo fato de as UPGNs não fazerem parte do conjunto de instalações de E&P. Tanto é assim que os CPPs mais recentes, celebrados em 2023, corrigiram este equívoco, substituindo o verbete “Tratamento” pela expressão “processamento primário” (com iniciais minúsculas). Segue a transcrição do parágrafo 3.5 do Anexo V do CPP de Búzios:

3.5. Incluem-se entre as atividades de Produção a que se refere a alínea “c” do parágrafo 3.1:

a) Operações rotineiras de Produção, compreendendo a Produção de Petróleo e Gás Natural, tanto por elevação natural quanto artificial, Tratamento, compressão, controle, medição, testes, coleta, Escoamento, armazenamento e transferência de

Abaixo está o parágrafo equivalente do CPP Norte de Brava, oriundo do primeiro ciclo de oferta permanente em regime de partilha de produção, onde se pode notar a nova redação.

3.5. Incluem-se entre as atividades de Produção a que se refere a alínea “c” do parágrafo 3.1:

a) Operações rotineiras de Produção, compreendendo a Produção de Petróleo e Gás Natural, tanto por elevação natural quanto artificial, processamento primário, compressão, controle, medição, testes, Sistema de Coleta da Produção, Sistema de Escoamento da Produção, armazenamento e Transferência de Petróleo e Gás Natural; (grifo nosso)

Com a providencial revisão, ficou claro que termo “Tratamento” nos CPPs mais antigos se refere ao processamento primário de petróleo e gás natural, que ocorre no vaso separador dos FPSOs para a segregação das fases oleosa, gasosa e aquosa, o que reforça o entendimento de que as UPGNs não são instalações de E&P e, portanto, não podem ter gastos reconhecidos como custo em óleo, segundo as normativas legais vigentes.

5.10 Penalidades do SIE e SIP

O parágrafo 3.9, alínea “i”, do Anexo V do CPP de Búzios (e dispositivos semelhantes nos demais CPPs) estabelece que penalidades não são passíveis de reconhecimento como custo em óleo.

3.9. Não serão reconhecidos como Custo em Óleo os gastos realizados com:

...

i) multas, sanções e penalidades de qualquer natureza;

Como os gastos totais associados ao acesso ao SIE e ao SIP podem incluir penalidades cujo montante não é desprezível, a disposição citada acima pode representar uma limitação relevante, em especial com relação ao SIP.

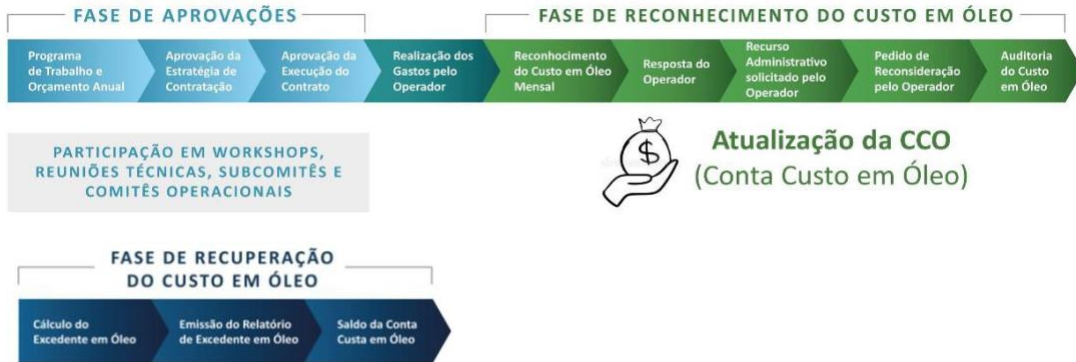
Este ponto merece um estudo mais aprofundado para avaliar se as penalidades do SIE e SIP, normalmente associadas a desvios operacionais, se enquadram ao conceito aplicado nos CPPs e confirmar o entendimento de que tais gastos não podem ser reconhecidos como custo em óleo.

5.11 Apuração, reconhecimento e recuperação do custo em óleo

A gestão do processo de apuração, reconhecimento e recuperação do custo em óleo é de competência exclusiva da gestora, que deve estabelecer e administrar a conta custo em óleo de cada CPP. Na Figura 6 estão os fluxos dos processos de reconhecimento e de recuperação do custo em óleo.

A contabilização e o controle do custo em óleo são realizados por meio de um sistema informatizado, concebido e gerido pela gestora, denominado Sistema de Gestão de Gastos de Partilha de Produção (SGPP).

Figura 6: Processos de reconhecimento e recuperação de custo em óleo.



Fonte: PPSA.

A seguir, na Figura 7, vemos o fluxo das atividades de reconhecimento do custo em óleo implementado no SGPP, que se inicia com o recebimento das listas de gastos enviadas pelos operadores.

Figura 7: Fluxo de atividades de reconhecimento do custo em óleo no SGPP.



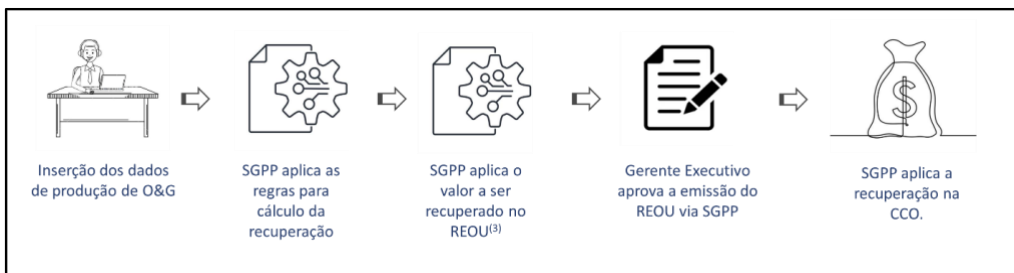
(1) Overhead.

(2) Atualização anual, preferencialmente pelo IPCA.

Fonte: PPSA.

Abaixo, na Figura 8, está o fluxo das atividades de recuperação do custo em óleo, implementado no SGPP, que inclui a emissão do Relatório de Excedente em Óleo da União (REOU) e culmina com a dedução dos valores recuperados da respectiva conta custo em óleo.

Figura 8: Fluxo de atividades de recuperação do custo em óleo no SGPP.



(3) Relatório dos Excedentes em Óleo da União.

Fonte: PPSA.

5.12 Ajustes necessários no processo de reconhecimento de custo em óleo

Os processos de apuração, reconhecimento e recuperação do custo em óleo, implementados e gerenciados pela PPSA na condição de gestora dos CPPs, têm se mostrado robustos, confiáveis e flexíveis o suficiente tanto para cumprir com as disposições comuns a todos os contratos quanto para atender às características de casos e condições específicas.

A admissibilidade do reconhecimento de gastos com estruturas de escoamento e/ou de processamento não altera os princípios, processos e sistemas para o reconhecimento do custo em óleo.

Tampouco identificamos diferenças a implementar na interface com o SGPP, nos fluxos de processamento e de análise dos gastos, na gestão da conta custo em óleo e na emissão do relatório consolidado, por conta da submissão de gastos associados a estruturas e atividades de escoamento e/ou processamento do gás natural.

Os mecanismos existentes para análise, avaliação e deliberação sobre gastos associados a estruturas e atividades de escoamento e/ou processamento do gás natural são suficientes para refletir os entendimentos apresentados neste relatório.

Assim, não vislumbramos a necessidade de alteração ou ajuste no atual processo de reconhecimento de custo em óleo, como conduzido pela gestora.

5.13 Proteção do Fundo Social

É uma premissa para os estudos conduzidos pelos comitês temáticos do GT-GE, incluindo o Comitê 3, que as eventuais medidas e soluções propostas não causem impacto negativo ao Fundo Social.

Como vimos, a admissibilidade do reconhecimento como custo em óleo de gastos com estruturas de escoamento depende, basicamente, da definição do ponto de partilha dos CPPs.

O parágrafo 13.2 do CPP de Búzios (e dispositivos similares nos demais CPPs) estabelece que os “Pontos de Partilha de Petróleo e Gás Natural serão definidos para cada Módulo da Etapa de Desenvolvimento no Plano de Desenvolvimento e coincidirão com o local onde o Consórcio disponibilizará fisicamente a parcela da Produção correspondente a cada Consorciado ou a quem ele indicar”.

Por sua vez, a aprovação do PD e de suas eventuais revisões é item de deliberação obrigatória do Comitê Operacional (OpCom) de cada CPP, cuja presidência é exercida pela PPSA, conforme disposição específica presente em todos os CPPs.

Observa-se, ainda, que o parágrafo 5.3 do contrato de consórcio do CPP de Búzios (e em dispositivos similares nos demais CPPs) estabelece que a PPSA tem 50% dos votos nas deliberações do OpCom, além de voto de qualidade e poder de veto. **Assim, a definição ou a alteração do ponto de partilha de um CPP só pode ocorrer com a anuência formal da PPSA.**

Sem embargo, participar e deliberar sobre planos, estratégias, contratações e demais atividades relevantes pertinentes aos CPPs, sempre na defesa dos interesses da União, é parte das atribuições regulares da PPSA.

Vale lembrar que a Lei nº 12.304/2010 estabelece, em seu art. 4º, inciso I, que compete à PPSA, entre outros pontos, representar a União nos consórcios formados para a execução dos CPPs, avaliar técnica e economicamente os PDs e defender os interesses da União nos OpComs.

Estas atribuições estão amalgamadas no Estatuto Social da PPSA, em seu art. 2º, parágrafo 1º, que estabelece que a “PPSA tem por finalidade maximizar o resultado econômico dos contratos de partilha de produção e de comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União”.

Por fim, verifica-se que as deliberações da PPSA ocorrem seguindo procedimentos internos regularmente atualizados e auditados, que estabelecem os mecanismos de governança para cada deliberação. No caso específico de emissão ou revisão de PDs, as deliberações demandam avaliações técnicas e econômicas, consubstanciadas em notas técnicas que suportam a tomada de decisão. A avaliação de eventuais impactos nos resultados econômicos dos CPPs está incluída no conjunto das avaliações regularmente conduzidas.

Conclui-se, portanto, que a admissibilidade do reconhecimento de gastos com estruturas de escoamento não gera risco adicional ao Fundo Social, levando em conta a legislação vigente e os mecanismos de controle existentes na PPSA.

A eventual incorporação de estruturas de escoamento ao âmbito de um CPP, com a conseqüente admissibilidade do reconhecimento dos gastos como custo em óleo, tem que passar pelos mesmos mecanismos de controle e governança da PPSA, que incluem avaliações de viabilidade econômica e impacto para a União. Assim, os riscos associados são os mesmos, ou seja, riscos de quaisquer investimentos e operações de E&P.

Entretanto, até o momento, nenhum gasoduto de escoamento até a praia (entrada da UPGN) teve seus gastos reconhecidos como custo em óleo, sendo sempre o ponto de partilha estabelecido na entrada do sistema de escoamento ou a montante deste ponto. Nesse sentido, em que pese entendermos que a admissibilidade do reconhecimento como custo em óleo de estruturas de escoamento está amparada na legislação e nos contratos vigentes, fazendo-se necessário apenas a mudança do ponto de partilha para a saída do sistema de escoamento, a avaliação do melhor resultado econômico para a União apenas com base no resultado gerado para o Fundo Social pode não ser a alternativa mais interessante, especialmente pelo efeito multiplicador de investimentos em infraestrutura sobre outros resultados diretos e indiretos para União, da geração de empregos e o pagamento de impostos até a redução de importações e a garantia de segurança alimentar à população.

Nesse sentido, como um movimento adicional para incentivar a ampliação da oferta de gás natural ao mercado, sugerimos a realização de estudo complementar para avaliar a pertinência e a viabilidade da admissibilidade do reconhecimento como custo em óleo de gastos associados a novos dutos de escoamento, ainda que com impacto negativo ao Fundo Social, desde que gere resultado positivo para a União sob um panorama mais amplo, com parâmetros a definir, em linha com os objetivos do Programa Gás para Empregar.

A ampliação da oferta de gás ao mercado é também resultado para a União.

6 REVISÃO DA POLÍTICA DE COMERCIALIZAÇÃO DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL DA UNIÃO

Este capítulo apresenta os estudos previstos nos itens 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4 do plano de ação do Comitê 3, apresentado no Anexo 02 deste relatório.

6.1 Modelos de negócios que possibilitem à PPSA ofertar o gás natural da União

A Resolução do Conselho Nacional de Política Energética nº 15/2018 (“Resolução CNPE nº 15/2018”), publicada no Diário Oficial da União em 07 de novembro de 2018, estabeleceu a Política de Comercialização do Petróleo e Gás Natural da União (“Política de Comercialização”), fixando as seguintes diretrizes:

Art. 2º São diretrizes da política de comercialização do petróleo e do gás natural da União:

I - o atendimento aos objetivos da política energética nacional;

II - a maximização do resultado econômico da comercialização do petróleo e do gás natural da União, observada a moderação na assunção dos riscos inerentes à atividade;

III - a consideração dos aspectos logísticos e de mercado à época das transações na formação do preço de venda do petróleo e do gás natural da União;

IV - a prioridade do abastecimento ao mercado nacional;

V - o aproveitamento do gás natural da União para o desenvolvimento integrado do mercado nacional do produto, em bases econômicas sustentáveis;

VI - a adoção de referências paramétricas de mercado como forma de minimização, monitoramento e auditoria das despesas inerentes à atividade de comercialização do petróleo e do gás natural da União, em especial quando exercida a opção de contratação do agente comercializador;

VII - a comercialização do petróleo e do gás natural da União deve primar pela simplicidade, transparência, rastreabilidade e adoção das melhores práticas da indústria, respeitado o sigilo de informações quando for exercida a opção de contratação do agente comercializador;

VIII - a motivação para a decisão de comercializar o petróleo e o gás natural da União consoante uma das opções legais disponíveis; e

IX - a adoção de regras sobre solução de controvérsias que incluam conciliação, mediação e arbitragem.

X Os termos da Política de Comercialização indicam a priorização da comercialização do gás natural por meio de leilão, de forma a maximizar a receita auferida pela União.

Atualmente a PPSA comercializa o gás natural na “boca do poço”. Ocorrendo os ajustes recomendados no capítulo 4 deste relatório, a PPSA poderia contratar o SIE e o SIP e passar a comercializar o gás processado ao mercado. Neste caso, a PPSA teria que fazer um leilão/processo competitivo para a comercialização do gás natural da União após o processamento, de forma a maximizar o resultado econômico. A expectativa é que a receita auferida com o gás processado seja superior à receita auferida com a venda na “boca do poço” somada aos custos de escoamento e processamento e ao custo incremental de estrutura da PPSA para comercializar esse gás.

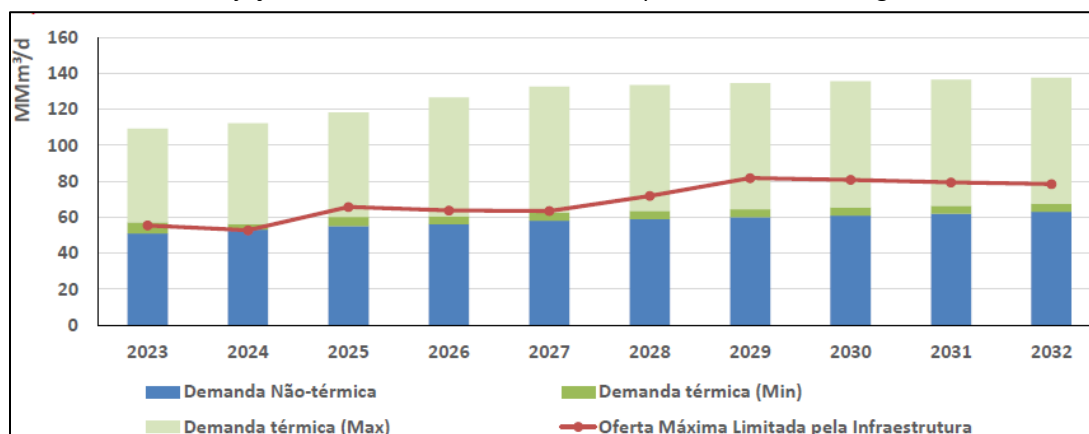
Considerando que o mercado brasileiro atualmente é suprido pelo gás produzido no país mais o volume importado da Bolívia, recorrendo às importações de GNL somente quando há necessidade de demanda adicional de gás, tal como o despacho das termelétricas, podemos inferir que a oferta e a demanda de gás natural estão em equilíbrio.

Os preços do GNL, quando da elaboração do presente relatório, são superiores aos praticados no mercado nacional e não há sinalização do mercado de que no curto/médio prazo passem a ficar abaixo do mercado nacional, limitando, portanto, movimentos de importação de GNL pelo mercado.

Como já demonstrado, com a entrada em operação da Rota 3, haverá um aumento do volume disponível de gás nacional ao mercado. Por outro lado, há uma expectativa de redução da importação do gás da Bolívia, cujas reservas estão em declínio.

De acordo com estudo recente divulgado pelo Instituto de Energia da PUC-RJ, somente após o início da produção de gás dos novos campos resultantes do BM-C-33 e Sergipe/Alagoas, previstos para 2028, o país terá um excedente de gás, desconsiderando eventuais novos projetos que impactem de forma relevante a demanda por gás (Gráfico 2).

Gráfico 2: Projeção de oferta e demanda elaborada pelo Instituto de Energia da PUC-RJ.



Fonte: IEPUC.

Portanto, a tendência é que o modelo de comercialização por leilão do gás natural da União resulte em preços em linha com os preços praticados pelos demais produtores no curto/médio prazo.

Qualquer alternativa a esse modelo de oferta pública necessita de uma revisão da Política de Comercialização.

6.2 Critérios para priorização por mercado

As análises referentes à possibilidade de aumento da oferta de gás no mercado nacional, estão sendo conduzidas pelo Comitê 1 e as análises referentes ao potencial de demanda de consumidores finais estão sendo discutidas no Comitê 4.

As conclusões dos estudos e avaliações desses dois comitês, em conjunto com a análise global do trabalho dos demais comitês, devem ser encaminhadas ao CNPE que, à luz dos dados apresentados, poderá deliberar sobre a conveniência ou não da priorização de determinados segmentos.

A PPSA irá implementar as medidas cabíveis para operacionalizar as diretrizes emanadas pelo CNPE.

6.3 Formas de comercialização na venda do gás natural

Alternativamente à realização de processos competitivos para o mercado em geral, a revisão da Política de Comercialização da PPSA pelo CNPE poderá definir a elaboração de processos competitivos para segmentos específicos do mercado, observando a premissa inicial do trabalho de não impactar negativamente a receita do Fundo Social.

Dependendo dos volumes definidos como meta pelo CNPE e a disponibilidade de produto no mercado, o CNPE poderá definir cotas por empresa e/ou segmentos específicos bem como fórmulas de precificação. Definidos os volumes e os preços poderia ser feita uma contratação direta dos volumes.

Cabe ressaltar que o atendimento ao consumidor final requer outras medidas, como, por exemplo, destinar o gás natural para outros clientes/mercados quando das paradas das unidades fabris dos consumidores atendidos. Terá que ser prevista, por exemplo, a comercialização de volumes spot, na modalidade *put*, que já são utilizados no mercado nacional por alguns produtores, onde o comprador se obriga a adquirir volumes caso o produtor/comercializador tenha disponibilidade de produto. Em geral, esses volumes são precificados abaixo do valor médio do mercado, para ser atrativo ao comprador.

Alternativamente, caso haja orientação do CNPE nesse sentido, para atrair novos investimentos, os volumes da União poderiam ser destinados exclusivamente a novos projetos, ofertados via leilão com prazos longos de contratação.

Considerando os volumes expressivos a partir de 2027, o ideal é que as definições aconteçam em tempo hábil para que a PPSA possa se preparar para colocar esse gás no mercado.

6.4 Critérios de precificação do gás natural da União

6.4.1 Método de cálculo do preço mínimo

Como sugestão, a PPSA poderia, de forma a manter a remuneração atual da União, ter autorização do CNPE para definir o preço de venda do gás processado com base na remuneração atualmente auferida com a venda na “boca do poço”, acrescido dos custos incorridos com o escoamento e o processamento e o incremento de custos da PPSA com a estrutura necessária para comercializar o gás processado e os produtos obtidos no processamento (GLP e C5+).

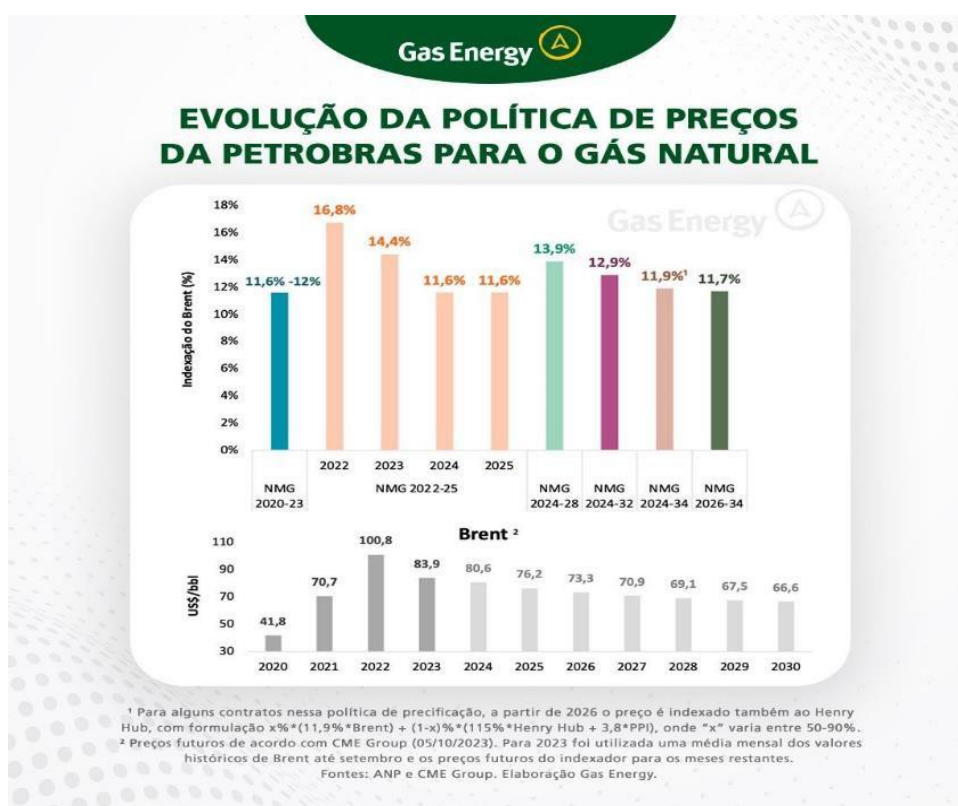
Ressalta-se que, caso o ponto de partilha passe para a saída do SIE, os custos inerentes à contratação do escoamento seriam passíveis de reconhecimento como Custo em Óleo, resultando em uma redução sensível no custo logístico da cadeia do gás

natural.

Os valores estimados pela PPSA viabilizariam em um preço inferior ao preço médio do mercado para 2024, em torno de US\$ 10/MMBTU, considerando os novos contratos de longo prazo propostos pelos produtores. Esses valores são referentes somente ao preço da molécula do gás, após as etapas de escoamento e processamento. Para se obter o preço final aos consumidores ainda devem ser acrescidos o custo de transporte e as tarifas de distribuição, além da incidência da carga tributária.

O Gráfico 3, elaborado pela Gas Energy, contém somente os preços praticados pela Petrobras no mercado de gás para as Distribuidoras Estaduais, porém, pela predominância da Petrobras no mercado, seus preços podem ser considerados como balizadores dos demais produtores.

Gráfico 3: Preços da Petrobras para distribuidoras estaduais.



Fonte: GasEnergy.

Caso seja viável um aumento do volume de gás disponível para a União, mediante a aquisição de volume de outros produtores, a formação do preço para esse volume adicional de gás deveria contemplar o custo de aquisição do gás, acrescido dos demais custos já citados.

No curto prazo, dado o equilíbrio anteriormente citado entre oferta e demanda, a tendência é haver interesse de todos os agentes por esse volume, sendo necessária a definição por parte do CNPE de uma priorização de mercados, caso seja de interesse da União.

Uma vez definido o preço inicial do contrato, os preços poderiam ser reajustados de acordo com diferentes índices.

O mais tradicional e adotado em larga escala pelo mercado brasileiro é definir um % do Brent e corrigir o preço mensalmente ou trimestralmente pela variação acumulada do Brent e da taxa de câmbio.

Alguns poucos contratos firmados mais recentemente no mercado nacional, preveem o reajuste com base no Henry Hub (HH), referência do mercado americano, em geral combinado com a base Brent.

Alternativamente, a PPSA poderia adotar um modelo híbrido, reajustando a molécula com base no Brent e repassando os reajustes do custo dos serviços de escoamento e processamento com base nas fórmulas de reajuste definidas nos contratos desses serviços.

7 AVALIAÇÃO DO SWAP DO PETRÓLEO DA UNIÃO POR GÁS NATURAL

Este capítulo apresenta os estudos previstos nos itens 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4 do plano de ação do Comitê 3, constante do Anexo 02 deste relatório.

Considera-se que o *swap* de petróleo por gás natural não se trate de uma venda, mas de uma permuta, que se caracteriza pela alienação de uma coisa em troca da aquisição de outra, sem que haja pagamento em pecúnia, a menos que a título compensatório em caso de diferença de valor. Assim sendo, pode ser considerado como um ato de comercialização dos hidrocarbonetos da União pela PPSA, um instrumento para que a União atinja metas de política pública. Neste caso, entende-se ser necessária a previsão nesse sentido na Política de Comercialização.

A fim de identificar o interesse das empresas produtoras nesse cenário, foram realizadas reuniões com as seguintes empresas:

GALP (18/8/23) – está estruturada para comercialização do gás natural processado e não tem, a princípio, interesse em efetuar operações de *swap*.

SHELL (21/8/23) – está estruturada para comercialização do gás natural processado e não tem, a princípio, interesse em efetuar operações de *swap*.

TotalEnergies (22/8/23) – não está estruturada para comercialização do gás natural processado. A princípio, se manifestou disposta a conversar sobre as operações de *swap* nas produções futuras.

Equinor (24/8/2023) – só terá disponibilidade de gás natural após a operação do BMC-33. A princípio, estaria aberta para negociações.

CNOOC (24/8/23) – contratou o SIE-BS e o SIP e está comercializando sua produção junto à GALP. Demonstrou interesse em negociar volumes de novos projetos.

QATAR (6/9/2023) – não tem intenção em montar estrutura para comercializar o gás natural e demonstrou interesse em realizar operações de *swap*.

CNODC (30/8/2023) – não está estruturada para comercializar o gás natural e demonstrou interesse na operação de *swap*.

PETROBRAS (25/9/2023) – é o principal player do mercado e vai avaliar o interesse no *swap*.

Em decorrência das reuniões, ficou transparente que as empresas que já

contrataram o SIE-BS e o SIP e estão estruturadas para a comercialização do gás natural processado (Galp e Shell) não terão interesse em realizar operações de *swap*.

A Petrobras é o maior produtor de gás e vem assumindo compromissos contratuais junto ao mercado de distribuição e consumidores finais com prazos cada vez mais longos, sendo pouco provável que tenha interesse no *swap*. Indicou que, a princípio, os preços praticados em um eventual *swap* seriam os que ela já pratica no mercado, não enxergando vantagem para os objetivos do Programa Gás para Empregar.

A Repsol, em que pese ser proprietária do SIE-BS, já vendeu sua produção de gás no longo prazo e não poderia participar do *swap*.

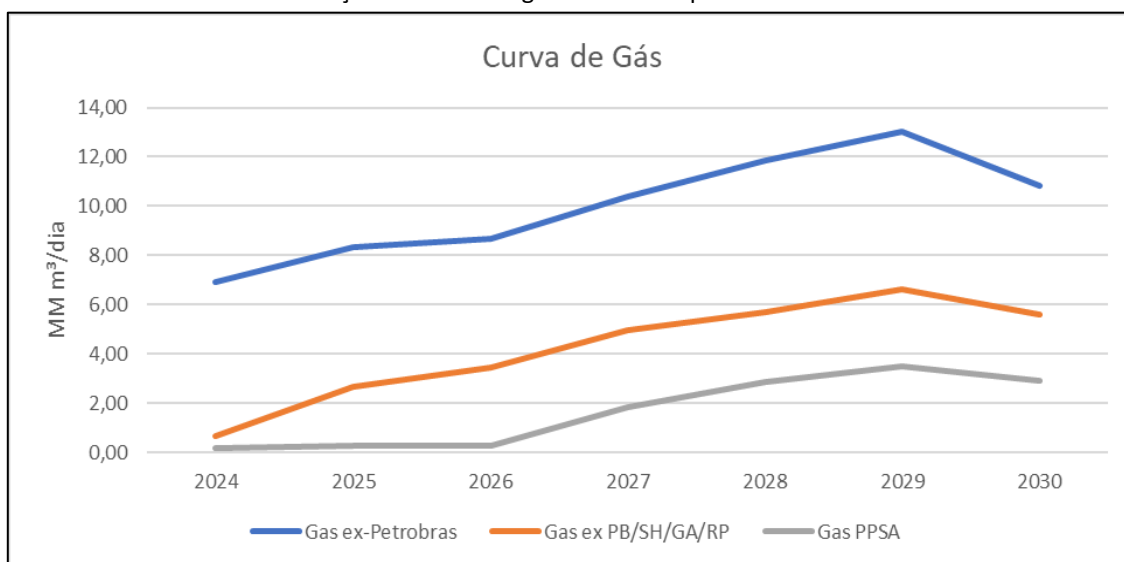
A CNOOC já aderiu ao SIE-BS e ao SIP, porém está comercializando sua produção com a Galp e demonstrou interesse eventualmente para volumes de novos projetos, ainda não contratados. Porém, como o contrato com a Galp não é por longo prazo, é possível que após o término do compromisso possa vir a ter algum interesse no *swap*.

A TotalEnergies tem intenção em se estruturar para comercializar o gás natural, porém deixou aberta a possibilidade de fazer o *swap*.

A CNODC e a QATAR demonstraram interesse no *swap* e, em que pese não ter sido feito contato diretamente, acredita-se que a Petronas, pela situação similar à CNODC e QATAR, também tenha interesse na operação.

Sendo assim, de forma a buscar quantificar esse cenário, Gráfico 4 a seguir mostra as curvas de produção de gás natural nas áreas com participação da PPSA, até 2030: total do mercado sem a produção da Petrobras; total do mercado sem a Petrobras, Shell, Galp e Repsol; e a curva da PPSA.

Gráfico 4: Produção estimada de gás natural dos produtores nos CPPs e AIPs.



Fonte: PPSA.

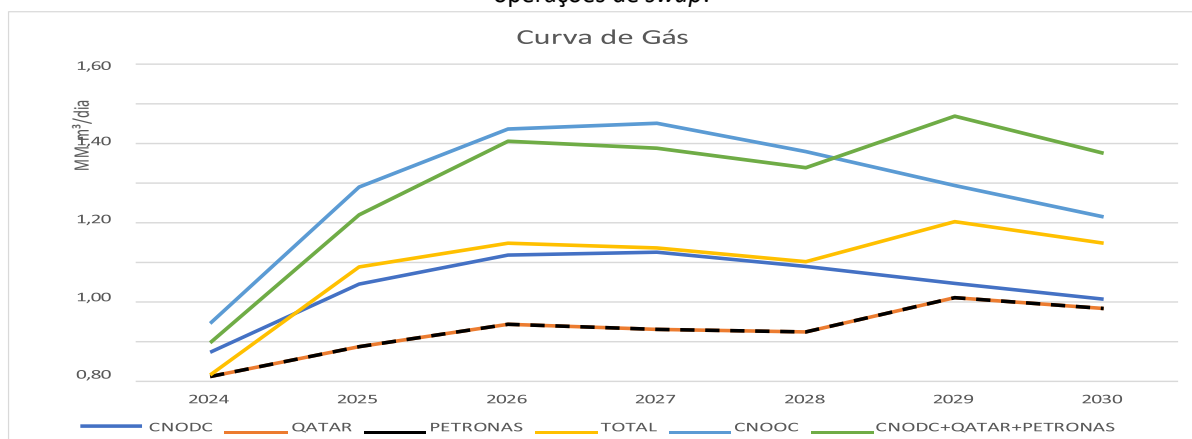
No cenário mais provável, com base nas percepções decorrentes das reuniões com os produtores e dos volumes já comprometidos no longo prazo, podemos inferir que a produção de gás natural da Petrobras, Galp, Shell e Repsol não estaria disponível para operações de *swap*. Descontando essas produções, o mercado restante apresenta

um pico de 6,6 MM m³/dia no período, com média de 4,2 MM m³/dia.

Dado que a produção da União terá um pico de 3,5 MM m³/dia e uma média de 1,7 MM m³/dia, no período analisado, o volume máximo disponível para operações de *swap*, seria de 3,1 MM m³/dia, com uma média de 2,5 MM m³/dia.

Os produtores com menor produção de gás apresentam a curva de produção apresentada no Gráfico 5, abaixo.

Gráfico 5: Produção estimada de gás dos produtores nos CPPs e AIPs, com potencial interesse em operações de *swap*.



Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que os principais candidatos ao *swap* (CNOOC, QATAR e PETRONAS) apresentam um pico de volume em 2029, de 1,3 MM m³/dia e média de 1 MM m³/dia.

Caso se confirme somente o interesse dessas 3 empresas, o volume total disponível para atender os objetivos do GT-GE seria o somatório do volume da União com o obtido nas operações de *swap* com as 3 empresas supracitadas. Portanto, o volume total disponível seria uma média de 2,7 MM m³/dia.

Em um cenário menos provável, caso a CNOOC e a TotalEnergies optem por realizar a operação, o volume disponível subiria para cerca de 4,3 MM m³/dia, considerando que a CNOOC apresenta uma média de cerca de 1 MM m³/dia e a Total uma média de cerca de 0,6 MM m³/dia.

Considerando que os volumes de petróleo da União dos campos de Tupi e Sapinhoá estão vendidos até dez/2026 e que os consorciados desses projetos, a princípio, não terão interesse/disponibilidade em efetuar operações de *swap*, não foi considerada a possibilidade de realização de *swap*.

O campo de Mero/Libra não tem produção de gás e os campos localizados na Bacia de Campos (Tartaruga Verde e Brava) tem produções atribuídas à União pouco relevantes. O campo de Itapu tem somente a Petrobras como produtor.

Sendo assim, os campos mais indicados para a realização de operações de *swap* seriam Búzios, Sépia e Atapu. Além da Petrobras, em Búzios temos a CNOOC e a CNOOC como produtores, em Sépia temos a Galp, Petronas, Qatar e TotalEnergies e em Atapu temos Shell, Galp e TotalEnergies.

O contrato de venda de petróleo de Búzios se encerra em dez/2024 e nos campos

de S epia e Atapu ainda não foram firmados contratos de longo prazo pela PPSA.

Considerando que o contrato de venda de petróleo de B uzios se encerra somente em dez/2024 e que o escoamento de gás natural dos campos de S epia e Atapu são será regularizada após a entrada em opera o da Rota 3, a opera o de *swap*, uma vez aprovada, deverá ser estruturada, na melhor hipótese, ao longo de 2024 para ser implementada a partir de jan/2025.

Entretanto, cumpre observar a necessidade urgente da defini o da aplica o do *swap* ou não, considerando a previsão de realiza o de leilões na B3 em meados de 2024 para a venda do óleo de B uzios, por exemplo, a partir de 2025. Portanto,   preciso que a implementa o do *swap* seja definida ainda no primeiro trimestre de 2024.

Se confirmada a percep o de que a Petrobras, a Galp e a Shell não deverão ter interesse na opera o de *swap*, o volume de petróleo envolvido nas opera es será inferior   produ o da União e, portanto, o saldo da produ o deverá ser objeto de leilão específico para a venda desse petróleo.

7.1 Formas de cáculo de conversão de Petróleo em gás natural

Foram avaliadas algumas alternativas e a que se mostrou mais adequada foi a **conversão pelo valor monetário dos dois produtos em R\$/m³.**

7.2 Alternativas para a realiza o das opera es de *swap*

Foram identificadas duas possibilidades para a realiza o de opera es de *swap* do petróleo da União por gás natural:

- i. Com permuta dos direitos de apropria o (aquisi o originária);
- ii. Sem permuta dos direitos de apropria o (aquisi o originária)/Permuta da mercadoria petróleo por gás natural.

Independentemente da forma de realiza o do swap, alguns princípios devem ser observados:

- a) As opera es de *swap* devem ocorrer mediante prévia e expressa concordâncias dos interessados.
- b) Devem ser estabelecidos mecanismos de valora o dos volumes de petróleo e gás natural que protejam os interesses da União, ou seja, que garantam que a receita líquida estimada com a comercializa o do gás natural recebido seja igual ou superior   receita líquida estimada com a comercializa o do petróleo ofertado.
- c) Os volumes a serem permutados serão medidos nos pontos de medi o dos FPSOs. No caso do petróleo, a titularidade e a responsabilidade legal serão transferidos ao comprador na passagem do petróleo pelo flange de entrada do "*Bow Loading System (BLS)*" do navio aliviador de posicionamento dinâmico utilizado para receber a carga de petróleo aliviada do FPSO. No caso do gás natural, os pontos de entrega serão no flange de interconexão dos gasodutos adjacentes dos FPSOs com o gasoduto conectado   infraestrutura do SIE, onde   considerada, fisicamente, a entrada de gás no SIE.

- d) As operações de venda de gás natural e petróleo sofrem incidência de ICMS quando realizadas dentro dos Estados. Excepcionalmente, existe isenção de ICMS quando os produtos são destinados à exportação e, no caso do petróleo, também nas vendas interestaduais. No caso do gás natural, não há possibilidade de exportação, portanto, a PPSA inclui o ICMS no preço de faturamento e recolhe o ICMS para cada Estado. No caso do petróleo, em geral, as vendas são interestaduais e/ou para exportação, a critério do comprador da carga, e, portanto, não costuma haver incidência de ICMS nas operações.

7.2.1 Permuta dos direitos de apropriação (aquisição originária)

Uma forma de viabilizar a operação de *swap* é a negociação bilateral dos direitos de apropriação de hidrocarbonetos entre a PPSA e outro contratado de um contrato de E&P, incluindo os demais consorciados de um CPP ou de um Acordo de Individualização da Produção (AIP).

No caso de permuta com outro consorciado de um CPP, a operação deve se dar no âmbito da apuração do excedente em óleo, atividade que é exercida de forma exclusiva pela própria PPSA, como gestora dos CPPs.

No caso de permuta com outro consorciado de um AIP, a operação deve se dar no âmbito da apuração dos volumes atribuíveis a cada consorciado, atividade que é exercida pelo operador da área individualizada.

O entendimento preliminar é que, para a realização de uma realização de operação de *swap*, não haveria a necessidade de anuência dos demais consorciados de um CPP ou de um AIP e da ANP, por tratar-se de negociação privada que não altera as condições gerais dos CPPs ou dos AIPs, nem os direitos dos consorciados não envolvidos na operação.

Como premissa, a operação de *swap* seria concretizada por acordo entre os consorciados interessados em transferir parcelas de suas produções de gás natural para a União, que seriam comercializadas posteriormente pela PPSA, em troca de volumes de petróleo da União.

Como a propriedade da parcela de petróleo e gás natural a que os consorciados têm direito lhes é conferida no ponto de partilha, este modelo, baseado em contratos ou acordos de *swap* de direitos de apropriação originária, é mais simples e eficiente do que operações tradicionais de permuta ou de compra-e-venda.

O *swap* poderia ser realizado com base nos preços de referência da ANP para o petróleo e o gás natural com previsão de ajustes pela variação do Brent e do câmbio.

O preço de referência (PR) do petróleo é calculado pela ANP com base na variação do petróleo Brent e alguns derivados. É utilizado para a definição dos valores de *royalties* e participações governamentais. Atualmente passa por um processo de revisão da metodologia de cálculo, de forma a refletir melhor as condições de preço do petróleo nacional, gerando alguma incerteza na sua utilização para o mercado. No entanto, como a preocupação principal dos agentes é quanto à possibilidade de aumento do PR com a nova metodologia, para a operação de *swap* nesse modelo esse eventual aumento, caso seja concretizado, seria um *upside* de atratividade pois os produtores receberiam um volume maior de petróleo. De forma a mitigar essa incerteza, o contrato de *swap* pode definir o preço inicial com base no PR e um

ajuste mensal pela variação do Brent e do câmbio.

O preço de referência do gás natural, também é utilizado para definição de *royalties* e participações governamentais e é calculado pela ANP pela média dos preços praticados na venda dos produtores na “boca do poço”. A princípio, é um preço adequado para ser adotado como métrica para a operação de *swap*. À medida que mais produtores avançam na cadeia de escoamento e processamento, a amostragem para calcular essa média vai ficando mais restrita, o que pode causar distorção em algum momento. A fórmula alternativa da ANP para o cálculo do PR do gás não reflete o preço na “boca do poço” e teria que ser melhor avaliada. Para mitigar essa incerteza, o contrato de *swap* pode definir o preço inicial com base no PR e um ajuste mensal pela variação do Brent e do câmbio.

Como óbice relevante para a implantação desse modelo, entendemos ser necessário realizar alteração na legislação vigente e/ou ajustar dispositivos infralegais, de forma a permitir que a União realize o *swap*, bem como definir os parâmetros da troca, tais como volumes (mínimos e máximos), preços e prazos contratuais.

Salientamos, ainda, que existe risco de que as operações de *swap* neste modelo, ainda que permutem direitos de aquisição originária, venham a sofrer incidência de ICMS.

Atualmente, não há a incidência de ICMS sobre a apropriação originária de volumes de petróleo e gás natural. Na comercialização do gás natural e do petróleo, o ICMS incide apenas na venda da PPSA, sendo inserido no preço e recolhido aos Estados, quando devido.

Contudo, é sabido que existe movimento articulado por governos estaduais para que este entendimento seja revisto e modificado, de forma a que os consorciados recolham ICMS sobre os volumes destinados à União.

O impacto dessa medida na comercialização do gás natural seria praticamente nulo pois o gás natural é comercializado no mercado nacional e, em algum momento da cadeia de comercialização, haverá a incidência do ICMS, que poderá ser compensado com os valores pagos no início da cadeia. No Estado do Rio de Janeiro, a alíquota do ICMS do gás natural é de 18%, mas a base de cálculo do ICMS é reduzida pela multiplicação por um fator, de tal forma que o ICMS efetivo é de 12%. No entanto, o Estado cobra um percentual de 10% sobre a redução da base de cálculo destinado ao Fundo Orçamentário Temporário (FOT), ou seja, cerca de 0,66%. Esse valor, que já é recolhido nas atuais operações de venda do gás de propriedade da União, não é recuperado nas operações subsequentes. Portanto, podemos concluir que em operações de *swap*, cuja maioria tende a ocorrer no Estado do Rio de Janeiro, haveria um reduzido impacto ou custo adicional para a PPSA referente ao FOT, que poderia ser mitigado através do repasse, via margem, para o cliente, que deverá ser considerado na análise de viabilidade da operação.

Por outro lado, na comercialização do petróleo haveria um impacto relevante à medida que boa parte dos volumes produzidos é destinado à exportação, sem a incidência de ICMS e, portanto, sem possibilidade de recuperação dos créditos de ICMS pelos produtores, onerando efetivamente a cadeia produtiva.

Na nossa compreensão, as operações de *swap* com permuta dos direitos de aquisição originária apresentam maior risco de incidência de ICMS no petróleo por conta da inserção de elementos transacionais à aquisição originária. Esse risco não deve ser negligenciado pelo potencial impacto na economicidade das operações sob este modelo.

7.2.2 Permuta da mercadoria petróleo por gás natural

Uma forma alternativa de fazer a permuta de petróleo por gás natural seria após a partilha dos volumes de gás e petróleo entre os consorciados, mantida a premissa de que não haja redução da arrecadação para o Fundo Social.

O swap seria viabilizado através de um leilão na B3, cuja melhor configuração seria decidida pela PPSA após a análise dos diversos cenários possíveis.

A título de ilustração descreve-se a seguir o cenário no qual a incógnita seria o preço do gás natural (PG):

Preço do Gás (PG) – menor preço, em US\$/MMBtu, a ser ofertado pelos proponentes no pregão.

O Preço do Gás contratado será reajustado ao longo do contrato pelas cotações do Brent e do câmbio no mês do efetivo recebimento.

Para efeito de utilização no cálculo do Fator de Troca, o preço do gás será convertido para R\$/m³, na mesma base do preço do petróleo.

Note-se que o preço máximo aceitável será determinado pela PPSA.

Preço do Petróleo (PP) – preço, em R\$/m³, estimado pela PPSA, seja com suporte de consultoria externa, a ser definido, ou considerando uma fórmula com base Brent mais ou menos um delta. O Preço do Petróleo definido será reajustado ao longo do contrato pelas cotações do Brent e do câmbio no mês da efetiva entrega.

Volume de Gás (VG) – em m³, a ser definido com base na indicação de volume desejado pelo CNPE ou MME e o interesse dos produtores.

Volume de Petróleo (VP) – em m³, a ser definido com base no fator de troca estimado.

Fator de Troca (FT) – Com base no Preço do Gás a ser obtido no leilão e considerando o Preço do Petróleo determinado, a PPSA definirá um Fator de Troca, que será calculado por PG/PP. Este fator será a base do contrato de *swap*.

O leilão deverá ser dividido em lotes de VG, dado que os produtores potencialmente interessados possuem limitação de produção. A título de exemplo, caso a meta de VG definida para o programa seja de 1,5 MM m³/dia, poderão ser definidos 3 lotes de 0,5 MM m³/dia para que haja maior competitividade.

Será necessária, ainda, a definição do horizonte contratual da operação pelos órgãos competentes.

Os participantes do leilão irão ofertar o Preço do Gás, sendo vencedor o que ofertar o menor lance de preço ao fim do pregão para cada lote.

Caso o Preço do Gás ofertado seja superior ao preço máximo aceitável determinado pela PPSA, o Fator de Troca estimado não será atingido e o leilão resultará em perda para os fundos sociais, dado que a receita a ser auferida com o gás natural seria superior à receita estimada com a venda isolada do petróleo, não sendo, portanto, concretizada a operação.

Caso o Preço do Gás ofertado seja igual ou inferior ao preço máximo aceitável determinado pela PPSA, a despesa com a compra do gás (PG x VG) será também inferior à

receita auferida com a venda do petróleo (PP x VP), respeitando, no mínimo, o FT de equilíbrio estimado para que não ocorra perda para o fundo social.

Como óbice relevante para a implantação desse modelo, entendemos ser necessário realizar alteração na legislação vigente e/ou em dispositivos infralegais para permitir que a União realize operações de *swap*, incluindo a regulamentação e definição da fonte dos recursos eventualmente necessários para a quitação dessas operações.

Um ponto de atenção identificado foi a necessidade de prevenir eventuais desequilíbrios entre receitas e despesas nas operações de swap. O modelo proposto no leilão garante, no mínimo, um equilíbrio das receitas da União entre o recebimento do gás natural e a entrega do petróleo no momento de sua efetivação, podendo ser até mais vantajosa, a depender dos lances. Dados os volumes estimados para a operação, o volume mensal de petróleo a ser entregue pela PPSA não será suficiente para a realização de um alívio por mês pelo recebedor. Por outro lado, o recebimento do gás natural pela PPSA ocorrerá diariamente com um faturamento mensal. Caso a PPSA entregue o petróleo diariamente ou mensalmente, essa operação será tributada com o ICMS. Como o parceiro na operação certamente irá exportar ou fazer uma venda interestadual do petróleo, com isenção desse imposto, a incidência do ICMS inviabilizaria a operação de *swap*.

Para mitigar essa questão, a PPSA deverá concretizar a entrega do petróleo somente quando o parceiro estiver apto a realizar um alívio da carga da PPSA, seja pelo atingimento de um lote mínimo estipulado no respectivo *Lifting Agreement*, ou por meio de carga combinada.

Como já dito, pelos volumes estimados para a operação, esse alívio não ocorrerá com a mesma periodicidade da aquisição do gás, portanto, considerando que ao longo da vigência contratual ocorrerão flutuações na cotação do Brent e na taxa de câmbio, será buscada uma solução contratual via ajuste de preço ou de volume de forma a garantir a manutenção do equilíbrio das premissas iniciais da operação ao longo do contrato. De qualquer forma, a permuta envolveria operações de compra e venda de produtos e, portanto, recolhimento de tributos, mesmo que não implicando necessariamente em desembolsos monetários por ambas as partes para a quitação da operação. No caso do gás natural, como o destino do produto é o mercado nacional, a PPSA ao adquirir o gás de um outro produtor vai pagar o preço com ICMS e se creditar dessa parcela, que será abatida quando do recolhimento do ICMS devido na operação de venda subsequente. Assim como na alternativa com a permuta dos direitos de apropriação, neste modelo também haverá o reduzido impacto do FOT, em operações no Estado do Rio de Janeiro.

No caso específico do campo de Búzios, cuja produção é realizada por diversas FPSOs, a atratividade da operação tenderá a aumentar, para os demais produtores, caso o petróleo seja entregue em apenas uma FPSO, apesar de o gás ser entregue por várias FPSOs. Essa medida aceleraria a frequência de alívios do parceiro.

Conforme verificado no item 6.4.1, a aquisição e comercialização do gás natural produzido por terceiros, pela PPSA, poderá resultar em ganhos adicionais para a União, atingida a hipótese de aquisição ao mesmo nível de preço praticado hoje na comercialização na “boca do poço”, dado que os preços praticados pelos produtores ao mercado são superiores aos custos envolvidos no escoamento e processamento e na aquisição na “boca do poço”. Obviamente, mantida a premissa de que o preço do petróleo permutado também

esteja em linha com os preços auferidos na comercialização direta do produto.

Analisando tributariamente as operações de comercialização do gás e do petróleo da União, verifica-se que nas vendas realizadas pela PPSA não há incidência/recolhimento de PIS/COFINS nos faturamentos realizados pela própria União.

Trabalhando com o cenário da não cumulatividade do PIS/COFINS, a sua principal característica é equalizar a carga tributária daqueles produtos cuja produção é feita em cadeia, na qual há a incidência tributária em cada uma das operações. Portanto, as contribuições incidentes sobre cada um dos elos da cadeia de produção são aproveitadas, na forma de créditos, pelos agentes subsequentes, de forma a limitar a tributação somente à parcela agregada em cada etapa do processo produtivo, quer dizer, o lucro.

A PPSA é obrigada ao cálculo do IRPJ e CSLL com base no Lucro real e, conseqüentemente, obrigada ao cálculo do PIS/COFINS pelo regime não cumulativo, entrando para a cadeia de créditos dessas contribuições. Entretanto, as operações da União não são tributadas para os impostos federais, segundo a Nota Executiva 3 da Secretaria da Receita Federal transcrita a seguir:

(...) a emissão de nota fiscal de entrada de P&G, pela própria PPSA, não se configura em operação geradora de crédito da não cumulatividade da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins para a PPSA, uma vez que a comercialização do P&G pela PPSA não é uma operação geradora de receita para a referida empresa. A PPSA não registra a comercialização praticada como receita própria da empresa, mas sim como receita da União.

Por sua vez, quando da comercialização do P&G da União pela PPSA, a emissão de nota fiscal de saída de P&G pela PPSA não representa uma operação geradora de receita para a empresa emissora.

Portanto não há o que se falar de débito ou crédito de PIS/COFINS nas operações de compra e venda de gás efetuadas pela PPSA (representando a União).

As vendas da PPSA ao mercado, podem ser para revenda ou para insumo, onde ambas geram crédito de PIS/COFINS para o comprador, conforme análise preliminar das Leis 10.637/2002 e 10.833/2003.

Sendo assim, a comercialização de gás pela PPSA, seja dos volumes da União decorrentes dos CPPs, seja dos volumes obtidos a partir de operações de *swap* não acarretam custos tributários adicionais à PPSA, tampouco à cadeia produtiva.

7.3 Critérios para precificação do Petróleo e gás natural a serem trocados

Conforme exposto no item 7.2.2, no modelo sem permuta dos direitos de apropriação, os preços do gás natural (máximo aceitável) e do petróleo seriam estimados previamente ao leilão de forma a servir de base para a avaliação das propostas recebidas. Caso o leilão resulte em Preço do Gás igual ou inferior ao estimado, o resultado seria aprovado.

No caso do modelo com permuta dos direitos de apropriação, de forma a manter a metodologia utilizada nos cálculos de excedente de óleo da União, poderiam ser utilizados os preços de referência calculados e publicados pela ANP.

7.4 Fatores que podem aumentar o interesse das empresas pelo *swap*

A atratividade da operação de *swap* para os produtores em relação à comercialização pura e simples do gás natural reside na possibilidade de anteciparem os seus alívios de petróleo. Ao receberem um volume maior de petróleo formarão suas cargas com prazos mais curtos, antecipando a monetização do petróleo.

Além disso, a comercialização do petróleo tende a ser mais atrativa pela logística, alívios diretamente no FPSO, e pela liquidez inerente ao mercado. Ao passo que a comercialização do gás natural envolve uma estrutura mais complexa, passando por escoamento, processamento, geração de outros produtos e programação de entrega, como já citados anteriormente.

Para os objetivos do programa, como já demonstrado no item 7.2.2, a operação de *swap* poderá gerar um ganho adicional de receita para a União e/ou resultar em um preço de gás mais atrativo para o mercado, devido à agregação de margem e do impacto do PIS/COFINS na operação.

8 RESULTADOS E CONCLUSÕES

8.1 Acesso ao Sistema de Escoamento (SIE) e ao Sistema de Processamento (SIP)

Atualmente, a PPSA vende seu gás para a Petrobras diretamente nos FPSOs, a chamada venda na “boca do poço”. Como observado ao longo do relatório, os volumes de gás destinados à União ainda são pequenos e distribuídos por vários campos. Em 2023, até novembro, a produção da União atingiu uma média de 118.345 m³/dia.

Entretanto, **entendemos que a comercialização do gás natural não processado da União em um ponto de saída do SIE-BS é mais competitiva do que a comercialização na saída dos FPSOs.** Adicionalmente, nas tratativas mais recentes, a Petrobras comunicou à PPSA que não tem mais intenção de adquirir o gás da União, por questões comerciais e também por restrições com as quais aquiesceu na assinatura do Termo de Compromisso de Cessação (“TCC”) firmado com o CADE.

Foram conduzidos diversos estudos sobre a viabilidade de acesso ao SIE e SIP.

Das avaliações sobre os riscos a serem assumidos pela PPSA, como representante da União, e sobre a necessidade de aquisição de volumes de gás natural para a liquidação de operações de mútuo, concluímos ser recomendável inserir permissão explícita para a contratação do SIE na legislação vigente e/ou em dispositivos infralegais.

Das avaliações sobre o enquadramento das despesas incorridas como gastos diretamente relacionados à comercialização, concluímos que este ponto não resulta em óbice ao acesso ao SIE, mas é recomendável inserir permissão explícita para a caracterização destes custos como despesas de comercialização na legislação vigente e/ou em dispositivos infralegais.

A identificação dos instrumentos mais adequados e o teor das alterações deve ser objeto de avaliações complementares, fora do escopo dos trabalhos do Comitê 3.

A adesão ao SIP carece de uma avaliação mais profunda por parte da PPSA.

Ao contrário da contratação do SIE-BS, além de eventuais alterações na legislação vigente e/ou em dispositivos infralegais, a contratação do SIP demandaria uma reestruturação não somente da área comercial, mas também de outras áreas da PPSA.

Entretanto, para o pleno atendimento das políticas públicas, é fundamental que a PPSA se prepare para colocar esse gás no mercado, acessando tanto o SIE e quanto o SIP, desde que atendidas as questões anteriormente expostas e verifique-se a viabilidade econômica dessa decisão. Afinal, o volume da União vai superar 3 milhões de m³ por dia e esse gás deverá chegar na indústria.

8.2 Reconhecimento de gastos com estruturas de escoamento de gás natural

A área de um contrato de E&P delimita o prisma vertical no qual os contratados detêm o direito de explorar os recursos petrolíferos e eventualmente lavrá-los. O âmbito de um CPP, contudo, frequentemente é mais amplo, sendo delimitado pela localização do ponto de partilha e podendo incluir instalações integrantes e não integrantes da respectiva área do contrato.

Em linha com este conceito, verifica-se que a admissibilidade do reconhecimento como custo em óleo de gastos associados a estruturas de escoamento depende, essencialmente, da localização do ponto de partilha. Gastos associados a estruturas localizadas a montante do ponto de partilha podem ser reconhecidos e recuperados, desde que respeitados os limites, prazos e condições estabelecidos dos CPPs.

Como o âmbito de um CPP pode incluir instalações integrantes da área sob contrato (como os gasodutos de conexão ao SIE) quanto instalações não integrantes (como os gasodutos do SIE), concluímos que investimentos e custos operacionais associados com estruturas de escoamento são passíveis de reconhecimento, incluindo tarifas do SIE.

Como ressalva, verifica-se que o texto dos CPPs vigentes veda o reconhecimento de gastos associados a penalidades. Como tais gastos podem atingir montantes não desprezíveis em comparação com a tarifa regular, esta disposição pode representar uma limitação relevante e **recomendamos a execução de estudo mais aprofundado, com o objetivo de avaliar se as penalidades do SIE efetivamente se enquadram no conceito adotado nos CPPs.**

Como medida de caráter prático, sugerimos concatenar a realização do estudo complementar descrito acima com a avaliação das modificações na estrutura da PPSA para acesso ao SIP, citada no item 8.1 acima.

Concluindo, não encontramos óbices legais ou contratuais ao reconhecimento como custo em óleo de gastos associados com estruturas de escoamento, considerando que (i) o arcabouço regulatório vigente, no nosso entendimento, admite o reconhecimento como custo em óleo destes gastos e (ii) a localização do ponto de partilha de um CPP é objeto de deliberação pelos consorciados do respectivo consórcio.

Não obstante, entendemos que a redação do item 3.1 do Anexo VI do CPP de Búzios (e dos dispositivos similares nos demais CPPs) merece ser ajustada para deixar mais clara a conexão entre os itens que podem compor o custo em óleo e as atividades previstas no âmbito do contrato. Com este objetivo, sugerimos (i) eliminar a expressão “independentemente da localização do Ponto de Medição e do Ponto de Partilha”, que

poderia ser interpretada como um permissivo para eventual reconhecimento de gastos associados a estruturas à jusante do ponto de partilha; (ii) excluir a expressão “na Área do Contrato”, pois há gastos relacionados a atividades de desenvolvimento e produção que estão no âmbito dos CPPs, mas fora da área sob contrato; e (iii) incluir a expressão “limitados ao local onde fixado o Ponto de Partilha”, em substituição à expressão excluída do item (ii) acima.

Não verificamos a necessidade de alteração nos processos de apuração, reconhecimento e recuperação de custo em óleo, gerenciados pela PPSA, na condição de gestora dos CPP, por conta da admissibilidade do reconhecimento de gastos associados a estruturas de escoamento.

Em que pese entendermos que a admissibilidade do reconhecimento como custo em óleo de estruturas de escoamento está amparada na legislação e nos contratos vigentes, até o momento, nenhum gasoduto de escoamento até a praia (entrada da UPGN) teve seus gastos reconhecidos como custo em óleo, sendo sempre o ponto de partilha estabelecido na entrada do sistema de escoamento ou a montante desse ponto. Nesse sentido, nos parece que a avaliação do melhor resultado econômico para a União apenas com base no resultado gerado para o Fundo Social pode não ser a alternativa mais interessante, especialmente pelo efeito multiplicador de investimentos em infraestrutura sobre outros resultados diretos e indiretos para União, da geração de empregos e o pagamento de impostos à redução de importações e a garantia de segurança alimentar à população.

Nesse sentido, como um movimento adicional para incentivar a ampliação da oferta de gás natural ao mercado, sugerimos a realização de estudo complementar para avaliar a pertinência e a viabilidade da admissibilidade do reconhecimento como custo em óleo de gastos associados a novos dutos de escoamento, ainda que com impacto negativo ao Fundo Social, desde que gerem resultado positivo para a União sob um panorama mais amplo, com parâmetros a definir, em linha com os objetivos do Programa Gás para Empregar.

8.3 Reconhecimento de gastos com estruturas de processamento de gás natural

O reconhecimento como custo em óleo de gastos associados com estruturas de processamento de gás natural, contudo, enfrenta alguns óbices.

Com base no nosso entendimento do regramento vigente, tais estruturas não poderiam ser consideradas instalações de E&P e, desta forma, a inclusão de atividades de processamento de gás natural (como as relativas ao SIP ou mesmo a construção de uma UPGN) no âmbito dos CPPs não seria factível.

Assim, considerando os estudos realizados, não encontramos amparo legal, contratual ou regulamentar para a admissibilidade do reconhecimento como custo em óleo de gastos associados com estruturas de processamento de gás natural.

Desta forma, com base no nosso entendimento do regramento vigente, para assegurar a possibilidade de incluir atividades realizadas em UPGNs existentes ou, eventualmente, a construção de um nova UPGN no âmbito dos CPPs, com a subsequente possibilidade de reconhecimento e recuperação dos gastos associados, julgamos que são necessários ajustes na legislação vigente e/ou em dispositivos infralegais.

Sem sanear este ponto fundamental, nos parece pouco produtivo o aprofundamento

de um estudo sobre a admissibilidade do reconhecimento de gastos associados a estas estruturas, que tende a ser bem mais complexo que o realizado para estruturas de escoamento.

Assim, até que um ajuste na legislação vigente e/ou em dispositivo infralegal seja estabelecido ou estudos complementares apresentem soluções ou interpretações alternativas, entendemos que o limite para a fixação do ponto de partilha de um CPP é à jusante do SIE e à montante do SIP.

8.4 Swap do petróleo da União por gás natural

Foram identificadas duas possibilidades para a realização de operações de *swap* do petróleo da União por gás natural:

- i. Com permuta dos direitos de apropriação (aquisição originária);
- ii. Sem permuta dos direitos de apropriação (aquisição originária), ou seja, permuta da mercadoria petróleo por gás natural.

Como óbice relevante para a viabilização de operações de *swap*, entendemos ser necessário realizar alterações na legislação vigente e/ou em dispositivos infralegais.

A operação de *swap* sem a permuta dos direitos de apropriação tende a ser o melhor modelo para aumentar a oferta de gás natural pela União, tendo em vista os riscos tributários potenciais da opção de *swap* com a permuta dos direitos de apropriação (aquisição originária).

A análise preliminar junto aos produtores indicou uma disponibilidade média de produção de gás natural a ser permutada entre 1 MM m³/dia (considerando Petronas, Qatar e CNOOC) e 2,6 MM m³/dia (considerando também TotalEnergies e CNOOC).

Para que o *swap* seja mais um instrumento de política pública a partir de 2025, as alterações na legislação vigente e/ou em dispositivos infralegais deverão ser estabelecidas, preferencialmente, até o primeiro trimestre de 2024. Isso porque o volume de petróleo de Búzios, por exemplo, a ser comercializado em 2025, será vendido em leilões que serão realizados em meados de 2024. Nesse sentido, para definição dos volumes de petróleo que serão vendidos em leilões da B3, é preciso ter conhecimento dos volumes alvos de potencial *swap*. Caso contrário, os *swaps* só serão efetivos no longo prazo.

8.5 Política de Comercialização do Petróleo e Gás natural da União

Os termos atuais da Política de Comercialização indicam a priorização da comercialização do gás natural por meio de leilão, de forma a maximizar a receita auferida pela União. **Qualquer alternativa a esse modelo de oferta pública necessita de uma revisão da Política de Comercialização.**

A avaliação de critérios para priorização de determinados segmentos de mercado foi removida do escopo do Comitê 3.

De forma a manter a remuneração atual da União, o CNPE poderia para definir o preço de venda mínimo do gás processado com base na remuneração atualmente auferida com a venda na “boca do poço”, acrescida dos custos incorridos com o escoamento e o processamento, mais o incremento de custos da PPSA com a estrutura necessária para

comercializar o gás processado e os produtos obtidos no processamento (GLP e C5+).

Os valores estimados pela PPSA viabilizariam um preço inferior ao preço médio do mercado para 2024, em torno de US\$ 10/MMBTU, considerando os novos contratos de longo prazo propostos pelos produtores. Esses valores são referentes somente ao preço da molécula do gás, após as etapas de escoamento e processamento.

Caso seja viável um aumento do volume de gás disponível para a União, mediante a aquisição de volume de outros produtores, a formação do preço para esse volume adicional de gás deveria contemplar o custo de aquisição do gás, acrescido dos demais custos já citados.

Uma vez definido o preço inicial do contrato, os preços poderiam ser reajustados de acordo com diferentes índices, sendo que o mais tradicional e adotado pelo mercado brasileiro é definir um % do Brent e corrigir o preço periodicamente variação acumulada do Brent e da taxa de câmbio.

Alternativamente, a PPSA poderia adotar um modelo híbrido, reajustando a molécula com base no Brent e repassando os reajustes do custo dos serviços de escoamento e processamento com base nas fórmulas de reajuste definidas nos contratos desses serviços.

É muito importante que as decisões do CNPE, no que tange às políticas públicas que serão endereçadas à curva de produção do gás da União, sejam feitas de forma antecipada, para que a PPSA se estruture e prepare para a comercialização desses volumes.

Decisões importantes que precisam ser tomadas englobam:

- Mercados a serem destinados o gás da União
- Modelo de comercialização
- Vendas anuais ou longo prazo de forma a atrair novos investimentos
- Swap como instrumento
- Acesso ao SIE e ao SIP para a venda do gás da União

9 ANEXOS


Anexo 01 - Orientações recebidas sobre frentes de trabalho, ações e entregáveis

Anexo 02 - Plano de Ação do Comitê 3


Anexo 03 - Plano de Trabalho do Comitê 3

Anexo 01 - Orientações recebidas sobre frentes de trabalho, ações e entregáveis

Orientações gerais

Objetivo  • Aumentar a **oferta de gás natural da União** no mercado doméstico

Como?  Avaliar **alternativas da atuação da PPSA** para maior disponibilidade de GN ao mercado.

 Coordenação Geral: MME
Coordenação do Comitê 3: PPSA

Tópicos

- Avaliação da **permuta (swap)** de óleo da União por gás natural;
- Revisão da **política de comercialização de petróleo e gás natural da União**;
- **Modelo de priorização** por mercado;
- Desenvolvimento de **política de precificação do gás natural da União** que leve em **consideração os preços da molécula e dos produtos e energia** obtidos a partir do gás natural;
- Avaliação do **reconhecimento como custo em óleo, pela PPSA** do acesso, construção, operação, e manutenção de estruturas de escoamento e processamento do gás natural dos contratos de partilha de produção.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Frentes de Trabalho

Metas

METAS  As metas do Comitê 1 vão ao encontro de aumentar a **oferta de gás natural da União** no mercado doméstico.

A partir dessa diretriz geral são estabelecidas **três frentes de trabalho** associadas às metas a serem alcançadas e que embasarão as entregas e produtos esperados.

1. **Acesso ao Mercado (Acesso via SIE/SIP e Reconhecimento do Custo em Óleo);**
2. **Revisão da política de comercialização de petróleo e GN da União;**
3. **Avaliação do swap do petróleo da União por GN**

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Frente de Trabalho #1



1. Acesso ao Mercado (Acesso via SIE/SIP e Reconhecimento do Custo em Óleo)

- 1.1 Identificar soluções para **viabilizar o acesso da PPSA** ao SIE/SIP;
- 1.2 Identificar soluções para **operacionalizar o reconhecimento como custo em óleo** de investimentos e gastos operacionais associados a estruturas de escoamento e/ou processamento do GN
- 1.3 Avaliar ações necessárias para **adequação dos CPPs existentes** e novos.

ENTREGA:

1

Medidas para acessar o mercado

Frente de Trabalho #2



2. Revisão da política de comercialização de petróleo e GN da União

- 2.1 Avaliar **modelos de negócio** que possibilitem a PPSA ofertar o GN da União diretamente a determinados segmentos;
- 2.2 Identificar **os critérios para priorização por mercado**;
- 2.3 Estudar **formas de comercialização** na venda do GN;
- 2.4 Avaliar **critérios de precificação** do GN da União;

ENTREGA:

2

Medidas e recomendações para eventual revisão da política de comercialização de petróleo e gás natural da União a ser submetida ao CNPE.



3. Avaliação do *swap* do petróleo da União por GN

- 3.1 Avaliar **formas de cálculo de conversão** de petróleo em GN;
- 3.2 Avaliar **alternativas para a realização das operações de swap**, incluindo a forma de melhor eficiência operacional tributária;
- 3.3 Avaliar **critérios para precificação** do petróleo e GN a serem trocados;
- 3.4 Identificar **fatores que poderiam aumentar o interesse das empresas** pelo swap de óleo em gás natural.

ENTREGA:

3

Medidas e recomendações para viabilizar operações de swap do óleo da União por gás natural a ser submetida ao CNPE



Anexo 02 – Plano de Ação do Comitê 3

Descrição	Nº	O que	Entregável	Quem
1. Acesso ao Mercado (Acesso via SIE/SIP e Reconhecimento do Custo em Óleo)	1.1	Identificar soluções para viabilizar o acesso da PPSA ao SIE/SIP.	Lista de medidas para viabilizar acesso da PPSA	PPSA
	1.1.1	Apontar eventuais entraves operacionais para a PPSA na contratação do SIE/SIP.	Lista de medidas para viabilização operacional	PPSA
	1.2	Identificar soluções para operacionalizar o reconhecimento como custo em óleo de investimentos e gastos operacionais associados a estruturas de escoamento e/ou processamento do GN	Lista de medidas para viabilizar reconhecimento de custos de acesso	PPSA
	1.3	Avaliar ações necessárias para adequação dos CPPs existentes e novos.	Lista de medidas para adequação contratual	PPSA
2. Revisão da política de comercialização de petróleo e gás natural da União	2.1	Avaliar modelos de negócio que possibilitem a PPSA ofertar o gás natural da União diretamente a determinados segmentos.	Avaliação crítica de modelos de negócio	PPSA
	2.2	Identificar e avaliar os critérios para priorização por mercado.	Proposição de critérios para priorização por mercado	MME
	2.3	Estudar formas de comercialização na venda do gás natural.	Avaliação crítica de formas de comercialização	PPSA
	2.4	Identificar e avaliar critérios de precificação do gás natural da União.	Proposição de critérios de precificação	PPSA
	2.4.1	Estruturar método de cálculo do preço mínimo para o gás natural da União.	Proposição de método de cálculo de preço mínimo	PPSA
3. Avaliação do swap do petróleo da União por gás natural	3.1	Avaliar formas de cálculo de conversão de petróleo em gás natural.	Proposição de formas de cálculo de conversão	PPSA
	3.2	Avaliar alternativas para a realização das operações de <i>swap</i> , incluindo a forma de melhor eficiência operacional e tributária.	Identificação de alternativas para operações de <i>swap</i>	PPSA
	3.3	Identificar e avaliar critérios para precificação do petróleo e gás natural a serem trocados.	Avaliação crítica de critérios de precificação	PPSA
	3.4	Identificar fatores que poderiam aumentar o interesse das empresas pelo <i>swap</i> de óleo em gás natural.	Lista de fatores motivadores	PPSA
4. Elaboração do Relatório	4.1	Apresentar relatório preliminar com base nos estudos realizados, contendo proposição de medidas necessárias, inclusive ao aprimoramento do marco legal e regulatório.	Medidas e recomendações	PPSA
	4.2	Apresentar relatório final.	Relatório final	PPSA

Anexo 03 – Plano de Trabalho do Comitê 3

Data	Reunião	Trabalhos semanais	Produto Esperado/Entregue
26/jul/2023	Reunião GT-GE	Orientações gerais e criação dos comitês	Criação do comitê 3
31/jul/2023	Reunião GT-GE	Indicação da composição do comitê	Liderança e demais integrantes nomeados.
09/ago/2023	Reunião Comitê 3	Estruturação do modo de trabalho	Proposta de Plano de Trabalho
14/ago/2023	Reunião GT-GE	Avaliação do Plano de trabalho proposto.	Plano de trabalho aprovado
16/ago/2023	Reunião Comitê 3	Preparação de apresentações de nivelamento. Avaliação de ações iniciais.	Nivelamento sobre o PL/swap e comercialização do gás natural da União. Resultados iniciais sobre acesso da PPSA ao SIE e SIP.
23/ago/2023	Reunião Comitê 3	Atas reuniões 09 e 16/08. Acompanhamento das atividades prioritárias.	Nivelamento em reconhecimento de custos. Aprovação do Plano de Ação.
30/ago/2023	Reunião Comitê 3	Ata reunião 23/08. Execução das ações previstas.	Resultados iniciais sobre viabilização de Swap.
06/set/2023	Reuniões internas na PPSA	Ata reunião 30/08. Execução das ações previstas.	Avanço no entregáveis de cada frente, conforme plano de ação.
13/set/2023	Reunião Comitê 3	Execução das ações previstas.	Resultados iniciais sobre reconhecimento de custos. Atualização dos estudos sobre operações de Swap.
20/set/2023	Reuniões internas na PPSA	Ata reunião 13/09. Execução das ações previstas.	Esclarecimentos sobre swap de direitos de apropriação e incorporação das contribuições recebidas na reunião anterior.
27/set/2023	Reunião Comitê 3	Execução das ações previstas. Início do relatório preliminar.	Entregáveis preliminares conforme previsão. Coleta de contribuições sobre organização para relatório preliminar.
04/out/2023	Reuniões internas na PPSA	Ata reunião 27/09. Execução das ações previstas. Elaboração do relatório preliminar.	Entregáveis preliminares conforme previsão. Esclarecimentos sobre modalidades de swap.
11/out/2023	Reuniões internas na PPSA	Ajustes no relatório preliminar com relação a reconhecimento de custo.	Revisões e ajustes no relatório preliminar.
23/10/2023	Reunião com GT-GE	Alinhamento dos diagnósticos e medidas preliminares dos comitês do GT-GE.	Ajustes no relatório preliminar para alinhamento com orientações do GT-GE
01/11/2023	Reuniões internas na PPSA	Revisão dos aspectos tributários das operações de swap.	Ajustes no relatório preliminar.
27/11/2023	Reunião com GT-GE	Apresentação do calendário GT-GE 2024	Revisão no cronograma de trabalho do Comitê 3.

06/12/2023	Reuniões internas na PPSA	Revisão de aspectos do reconhecimento de gastos com estruturas de escoamento.	Ajustes no relatório preliminar com relação a alterações no texto dos CPPs.
11/12/2023	Reunião com GT-GE	Balanço das atividades de cada comitê temático no ano de 2023	Apresentação das realizações e próximos passos do Comitê 3
21/12/2023	Reunião com MME	Alinhamento com iniciativas correlatas	Ajustes no relatório com relação a alterações na legislação vigente e/ou dispositivos infralegais
10/01/2024	Reunião Comitê 3	Avaliação da minuta do relatório e coleta de contribuições no âmbito do Comitê 3	Compilado das contribuições recebidas dos participantes do Comitê 3.
17/01/2024	Reuniões internas na PPSA	Avaliação e incorporação das contribuições recebidas do Comitê 3	Ajustes na 1ª minuta do relatório do Comitê 3.
24/01/2024	Reunião Comitê 3	Consolidação da versão a ser submetida ao GT-GE.	Minuta aprovada para submissão ao GT-GE.
29/01/2024	Reunião com GT-GE	Apresentação da minuta do relatório final do Comitê 3	Compilado das contribuições recebidas dos participantes do GT-GE.
07/02/2024	Reuniões internas na PPSA	Avaliação e incorporação das contribuições recebidas do GT-GE	Ajustes na 2ª minuta do relatório do Comitê 3.
14/02/2024	Reuniões internas na PPSA	Atualização de aspectos associados a acesso ao SIE e ao swap	Ajustes na 2ª minuta do relatório do Comitê 3.
28/02/2024	Reunião Comitê 3	Revisão da 2ª minuta com as contribuições do GT-GE	Emissão da 3ª minuta do relatório do Comitê 3.
06/03/2024	Reuniões internas na PPSA	Revisão da 3ª minuta e elaboração de proposta para estudo complementar sobre reconhecimento de custo	Consolidação de texto com sugestão de estudo complementar sobre reconhecimento de custos.
13/03/2024	Reuniões internas na PPSA	Revisão geral da minuta do relatório.	Emissão da 4ª minuta do relatório do Comitê 3.
20/03/2024	Reunião Comitê 3	Revisão da 3ª minuta do relatório e ajustes finais.	Relatório final aprovado para submissão ao GT-GE.