

GRUPO I – CLASSE V – Plenário

TC 030.375/2020-7

Natureza(s): Relatório de Acompanhamento

Órgãos/Entidades: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. Pré -Sal Petróleo S.A - PPSA; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia; Petróleo Brasileiro S.A.

Representação legal: não há

SUMÁRIO: ACOMPANHAMENTO PARA IDENTIFICAR RISCOS E OPORTUNIDADES DE MELHORIA NA CONDUÇÃO DA POLÍTICA PÚBLICA DO NOVO MERCADO DE GÁS. ENVIO DE CÓPIA DO ACÓRDÃO A DIVERSOS ÓRGÃOS E CONTINUIDADE DO ACOMPANHAMENTO.

RELATÓRIO

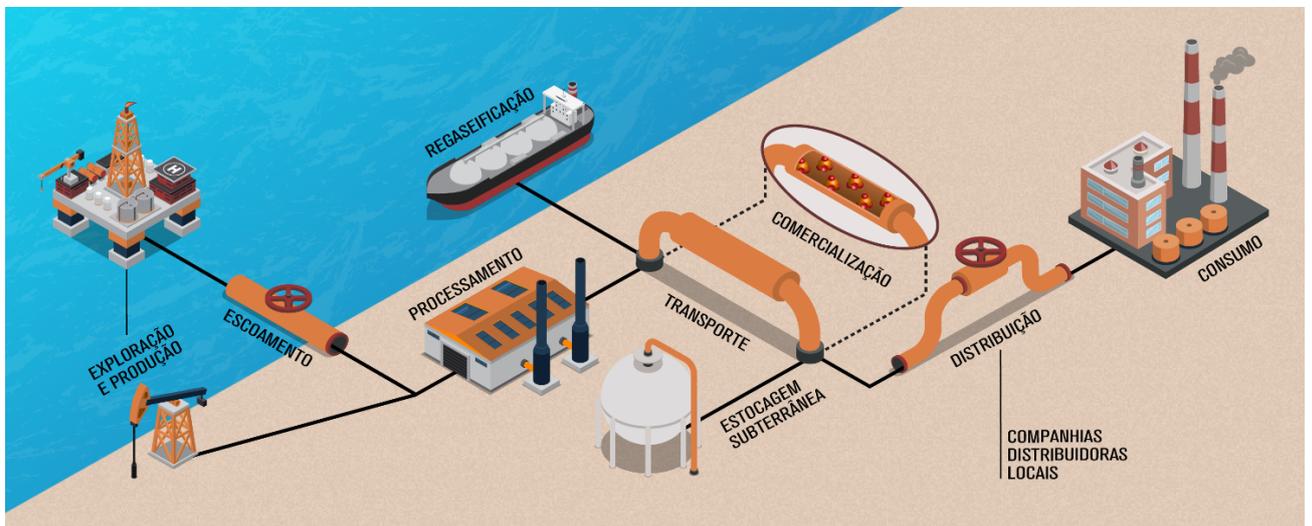
Adoto, como relatório, a instrução da unidade técnica (peças):

1. *Trata-se de fiscalização na modalidade acompanhamento, registro Fiscalis 173/2020, com objetivo de identificar riscos e oportunidades de melhoria na condução da política pública do Novo Mercado de Gás – NMG, que visa à abertura do mercado de gás natural. A fiscalização foi proposta pela unidade técnica e aprovada por despacho de 26/8/2020 do Min. Walton Alencar Rodrigues.*

1.2 Visão Geral do Objeto

2. *A indústria de gás natural no Brasil, representada de maneira simplificada pela Figura 1, abrange os seguintes segmentos: i) Exploração e Produção; ii) Escoamento; iii) Processamento; iv) Regaseificação; v) Transporte; vi) Comercialização; vii) Estocagem e; viii) Distribuição. Além das etapas representadas na figura, ocorre ainda no País a importação de gás natural da Bolívia via gasoduto terrestre.*

Figura 1 – A Cadeia do Gás Natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria.

3. O elo referente a exploração e produção engloba as atividades de pesquisa, exploração, desenvolvimento e produção do gás natural. O elo do escoamento, por sua vez, trata do deslocamento do gás não processado produzido em plataformas offshore até as unidades de processamento através de um sistema de gasodutos submarinos e terrestres. Na sequência, o gás escoado vai para o processamento, conjunto de operações destinadas a atender às especificações de composição química do insumo estabelecidas pela ANP e permitir o seu transporte, distribuição e utilização.

4. O gás pode também entrar no país via importação por navios de Gás Natural Liquefeito – GNL. Para isso, o combustível passa pelo processo de regaseificação, que consiste na transformação física do GNL do estado líquido para o estado gasoso.

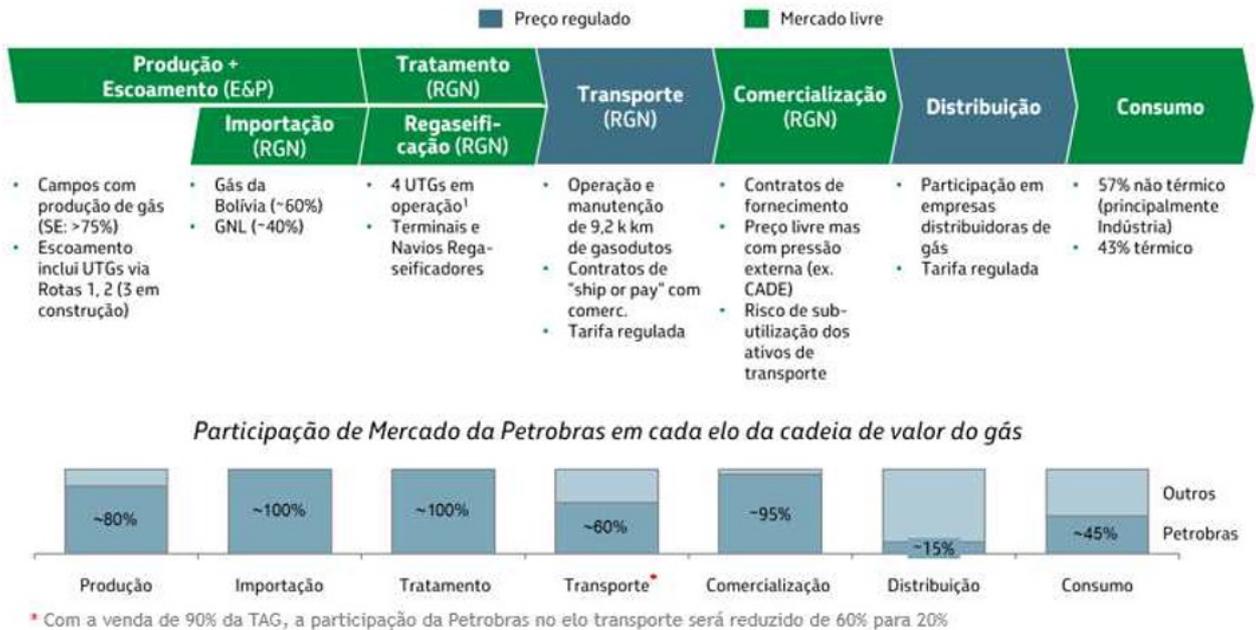
5. Tanto o gás natural processado quanto o gás natural regaseificado entram, então, na malha de transporte, elo responsável pela movimentação do energético das unidades de processamento de gás natural (ou da fronteira, no caso de importação) até os pontos de entrega do gasoduto de transporte para a rede de distribuição. O transporte também pode ocorrer em modais alternativos ao dutoviário.

6. A comercialização corresponde à atividade de compra e venda da molécula de gás natural (do produtor à concessionária de distribuição ou ao consumidor livre), segundo a definição da Lei do Gás. A estocagem, por sua vez, consiste no armazenamento de gás natural em reservatórios naturais ou artificiais.

7. Finalmente, a distribuição corresponde à movimentação do energético a partir dos pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição, que o distribui para os consumidores finais.

8. Até 2019, ano em que foi assinado um Termo de Compromisso de Cessação (TCC) entre o CADE e a Petrobras, o mercado era caracterizado pela atuação dominante da estatal em todos os elos da cadeia. A Petrobras era responsável por aproximadamente 80% da produção de gás, 100% da importação, 100% das unidades de tratamento de gás e 100% da capacidade contratada na malha de transporte. Além disso, ela possuía participação acionária em todos os dutos de transporte em operação, era sócia de 20 das 27 Companhias Distribuidoras Locais – CDLs e consumidora de aproximadamente 45% da oferta total do gás no país. Nessa oportunidade, a Companhia havia recentemente finalizado a alienação de 90% da sua participação na Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG (Figura 2).

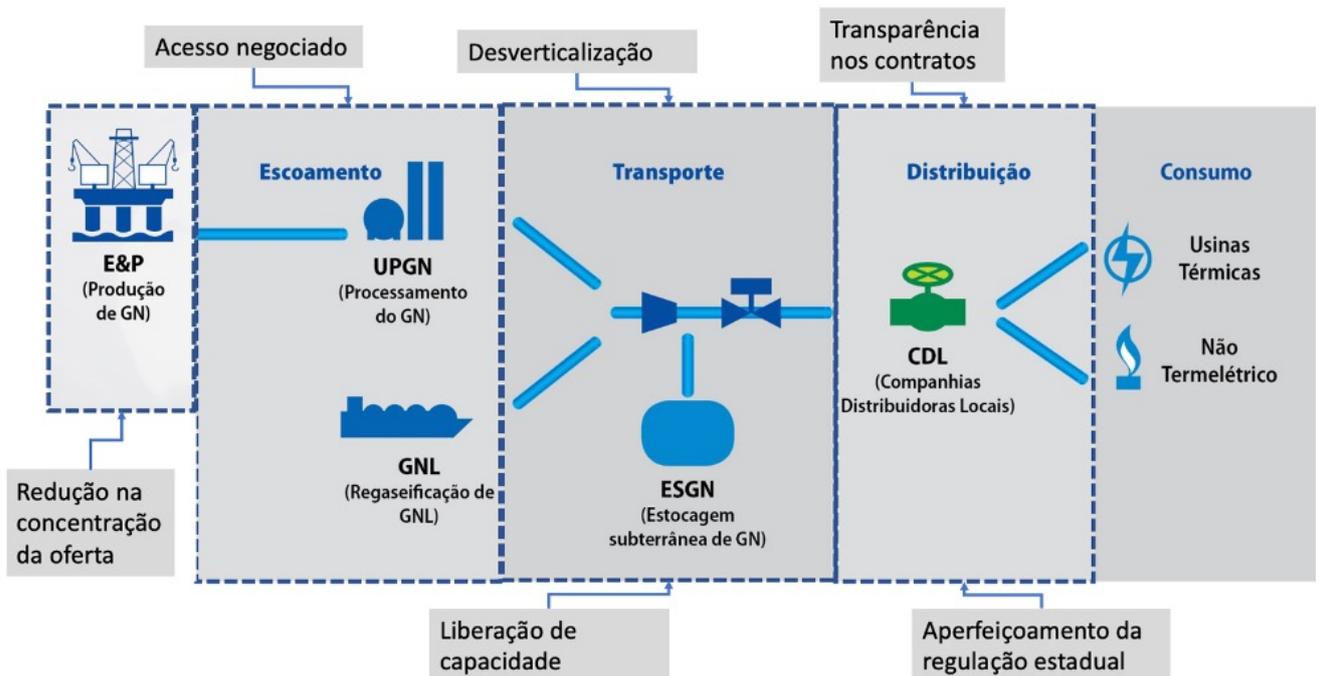
Figura 2 – Posição da Petrobras no mercado de gás natural no momento da celebração do TCC



Fonte: Petrobras.

9. A visão de futuro do mercado, após a assinatura do TCC, a realização de desinvestimentos e demais medidas comportamentais pela Petrobras, é de uma indústria do gás natural caracterizada por: i) redução de concentração na oferta no elo de produção; ii) acesso negociado a infraestruturas essenciais com respeito às diretrizes da ANP e arbitramento em situações de conflito, nos elos de escoamento e processamento; iii) alienação completa dos ativos pela Petrobras e liberação de capacidade, no elo de transporte; e iv) aumento na transparência dos contratos e aperfeiçoamento da regulação estadual com incentivos para a adoção de boas práticas regulatórias, no elo de distribuição (Figura 3).

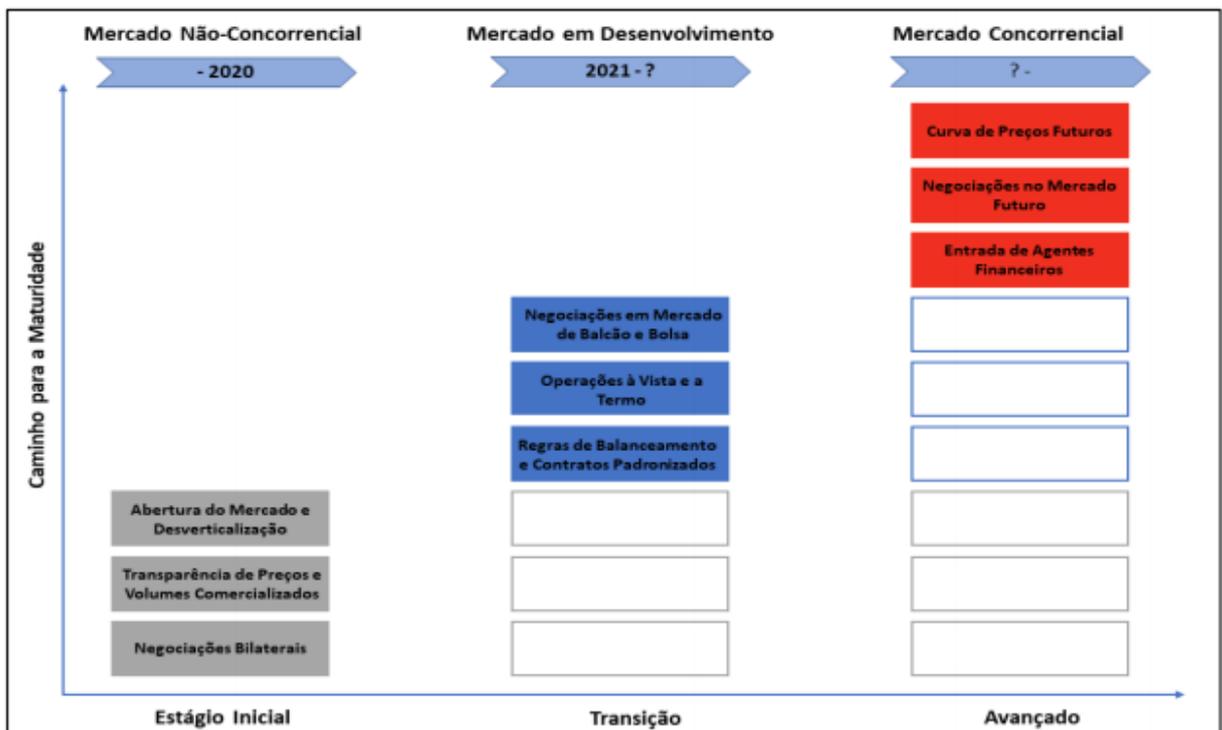
Figura 3 – Visão da Indústria do Gás Natural após ações de abertura do mercado



Fonte: http://www.mme.gov.br/documents/36112/491930/20190827_Apresenta%C3%A7%C3%A3o_MME_CME_CD.pdf (adaptado)

10. Além da visão futura do mercado da forma como ilustrada acima, podemos também elencar alguns passos que formam um “caminho para a maturidade”. Para tanto, utiliza-se a experiência dos mercados de gás natural europeus, cujo desenvolvimento foi fruto de regulação com ênfase em acesso de terceiros, padronização de contratos e regras claras, isonômicas e harmonizadas, assim como da resposta dos agentes aos estímulos trazidos por esta regulação. A Figura 4 a seguir ilustra as etapas necessárias até o atingimento de um mercado concorrencial, na visão da ANP:

Figura 4 – Etapas necessárias ao atingimento de um mercado concorrencial de gás natural



Fonte: SIM/ANP.

1.3 Trabalhos anteriores

11. É oportuno destacar que, nos últimos anos, a SeinfraPetróleo realizou fiscalizações no setor de gás natural, quais sejam:

- a) TC 034.057/2017-0 - Acórdão 2.270/2020-TCU-Plenário: Relatório de Acompanhamento do setor de gás natural;
- b) TC 033.522/2019-7 - Acórdão 931/2020-TCU-Plenário: Auditoria de Conformidade na Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Comperj;
- c) TC 002.279/2020-7: Auditoria Operacional sobre a estratégia da Petrobras para o setor de gás natural.

12. No item II.1, será apresentada a situação temporal destes trabalhos em relação aos fatos e marcos relevantes que compõem a história do desenvolvimento deste setor no País.

13. Por fim, determinados trechos do Relatório de Acompanhamento anterior (TC 034.057/2017-0) foram acrescentados ao Apêndice A. O objetivo é subsidiar o leitor na

compreensão do histórico do mercado de gás natural brasileiro e dos conceitos e fatos relatados no presente texto.

1.4 Objetivo e Questões da Fiscalização

14. A presente fiscalização teve como objetivo geral identificar riscos e oportunidades de melhoria na condução da política pública do Novo Mercado de Gás, que visa à abertura do mercado de gás natural no Brasil. A partir do objetivo geral formularam-se as seguintes questões e subquestões:

Questão 1: Qual a situação atual do processo de abertura do mercado de gás natural no Brasil?

Subquestão 1.1: Quais são as falhas de mercado que impedem a concorrência nos diversos elos da cadeia do gás natural?

Subquestão 1.2: Quais são os conflitos de interesse entre os diversos agentes que atuam no processo de abertura do mercado de gás natural?

Subquestão 1.3: Quais são as lacunas legislativas e regulatórias que prejudicam a abertura do mercado de gás natural?

Questão 2: De que modo cada uma das entidades fiscalizadas atua para promover a abertura do mercado?

Subquestão 2.1: De que modo o Ministério de Minas e Energia atua para promover a abertura do mercado de gás natural?

Subquestão 2.2: De que modo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis atua para promover a abertura do mercado de gás natural?

Subquestão 2.3: De que modo a Petrobras atua em prol da abertura do mercado de gás natural?

Subquestão 2.4: De que modo a Empresa de Pesquisa Energética auxilia no processo de abertura do mercado de gás natural?

1.5 Metodologia Utilizada

15. Os trabalhos foram realizados em conformidade com as Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (Portaria-TCU 280, de 8 de dezembro de 2010, alterada pela Portaria-TCU 168, de 30 de junho de 2011) e com observância ao Manual de Acompanhamento do TCU (Portaria Segecex 27, de 9 de dezembro de 2016).

16. A metodologia empregada na execução da fiscalização consistiu na realização de reuniões com os principais órgãos públicos atuantes no setor, juntamente com a solicitação de documentação pertinente ao tema em análise. Além disso, a equipe de fiscalização participa de eventos públicos sobre a matéria e realiza um acompanhamento constante das principais notícias e acontecimentos do setor. Dessa forma, foi possível realizar análise documental e revisão analítica das informações coletadas e de demais dados disponíveis ao público. Ademais, deve-se destacar a utilização e o aproveitamento de ação de controle específica na Petrobras (TC 002.279/2020-7), pela sua forte interligação com o assunto aqui tratado e pelos resultados práticos que já foram auferidos.

1.6 Benefícios da fiscalização

17. Como benefícios desta fiscalização, cita-se a possibilidade de estabelecer uma conclusão sobre a efetividade, adequação e suficiência das medidas de abertura do mercado de gás implementadas até o momento da edição deste relatório parcial. Além disso, ressalta-se que da

continuidade deste Acompanhamento poderão advir novos benefícios, consubstanciados na concomitância da atuação do Tribunal em relação ao que foi chamado, no presente relatório, de pontos de atenção, com o intuito de mapear oportunidades de melhoria na atuação e no relacionamento entre as entidades responsáveis pela condução do processo de abertura do mercado de gás natural.

II. SITUAÇÃO ATUAL DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

II.1 Breve Histórico do Gás Natural no Brasil

18. Vejamos abaixo uma linha do tempo que sumariza os principais marcos temporais do setor de gás natural no Brasil, bem como as últimas ações de controle realizadas pelo TCU nesse tema:

1) 1953-1995: Monopólio da Petrobras sobre as atividades das indústrias de petróleo e gás natural no Brasil

2) 1995-1997 - Emenda Constitucional nº 9/1995 e Lei do Petróleo (Lei 9478/1997): quebra do monopólio e abertura do mercado na legislação

3) 1997-1999 – Construção e entrada em operação do GASBOL, ou Gasoduto Brasil-Bolívia, que realiza o transporte de gás natural importado do país vizinho. A entrada no país se dá em Corumbá-MT, e percorre seis Estados (Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul).

4) 2000 - 2001 – Devido à crise nacional no abastecimento de energia elétrica, o Governo Federal instituiu o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) como programa de incentivo ao incremento da capacidade termelétrica instalada no País.

5) 2001-2009: no setor de gás natural, não houve significativa alteração da estrutura de mercado. A Petrobras permaneceu como agente monopolista de fato.

6) 2009 - Lei do Gás (Lei 11.909/2009): tratou das especificidades da indústria do gás natural com o fim de promover a atração de novos agentes para esse mercado. Contudo, esse marco normativo não atingiu os objetivos desejados.

7) 2015: Petrobras criou o Programa de Otimização da Participação na Cadeia de Gás Natural no Brasil – PROPAM, para analisar e discutir a sua participação no mercado do gás. As análises indicaram como sendo positiva para a Petrobras a abertura do mercado, dando início a um processo de desinvestimentos de alguns ativos do setor de gás natural para a redução da sua participação.

8) 2016 – Iniciativa Gás para Crescer e Resolução CNPE 10/2016: o Gás Para Crescer foi uma iniciativa do Governo Federal com participação de agentes da indústria do gás natural, órgãos governamentais e sociedade civil. A Resolução CNPE 10/2016 definiu diretrizes estratégicas para o desenho de um novo mercado de gás natural, visando à formação de um mercado líquido, competitivo e que contribuísse para o desenvolvimento do País e criou o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil (CT-GN) para propor medidas para uma transição gradual e segura.

9) 2017 – TC 034.057/2017-0 - Acórdão 2.270/2020-TCU-Plenário - Relatório de Acompanhamento: a SeinfraPetróleo realizou acompanhamento para mapear a estrutura do setor de gás natural no Brasil, os fatores históricos que dificultaram a abertura do mercado, bem como avaliar os resultados das políticas governamentais do Gás para Crescer.

10) 2018 - Decreto 9.616/2018: alterou a regulamentação da Lei do Gás, implementando parte das medidas propostas no Gás para Crescer, como, por exemplo, a implantação do modelo de entradas e saídas no transporte de gás natural, o acesso negociado à infraestrutura de gás

natural, e a busca pela harmonização entre as regulações federal e estaduais relativas ao gás natural.

11) 2019

a. Resolução CNPE 4/2019: instituiu o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil para formular propostas ao CNPE de promoção da livre concorrência no mercado de gás natural e ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias.

b. Novo Mercado do Gás (NMG): sucessor do Gás Para Crescer, o programa Novo Mercado de Gás foi desenvolvido em conjunto pela Casa Civil, Ministério da Economia, ANP, EPE e CADE, objetivando definir e implementar medidas para o desenho do novo mercado de gás natural para promoção da concorrência, integração do setor de gás com os setores elétricos e industrial, harmonização das regulações estaduais e Federal e remoção de barreiras tributárias.

c. Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) CADE-Petrobras: a Companhia se comprometeu a vender de suas participações remanescentes nas transportadoras de gás natural, alienar sua participação acionária indireta nas companhias distribuidoras locais, fornecer acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais e arrendar de um de seus terminais de regaseificação de GNL, dentre outras medidas.

d. TC 033.522/2019-7 - Acórdão 931/2020-TCU-Plenário - Relatório de Auditoria de Conformidade: TCU fiscalizou Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Comperj, oportunidade em que foram levantadas soluções tempestivas para outorga do Gasoduto Itaboraí-Guapimirim, de sorte a evitar ou mitigar perdas econômicas à Petrobras.

12) 2020 - TC 002.279/2020-7: TCU realizou auditoria operacional na Petrobras com o objetivo de analisar a estratégia de investimentos de produção e infraestrutura de escoamento, processamento e transporte de gás natural empreendida pela Petrobras, em face das novas diretrizes governamentais de promoção da concorrência nesse mercado.

13) 2021 - Em abril de 2021, o substitutivo ao PL 6.407/2013 foi aprovado e sancionado, promulgando-se o novo marco legal do gás natural no Brasil, a Lei 14.134/2021, em sintonia com as diretrizes do Programa NMG.

19. *Em suma, observa-se que até meados dos anos 90, o gás natural tinha um papel secundário na política energética nacional. Ao final da década, diante do crescimento considerável da demanda por eletricidade, buscou-se elevar a participação do combustível no mercado, tendo como âncora o setor elétrico. A construção do GASBOL elevou significativamente a oferta de gás ao mercado e fez dobrar a malha de transporte do país. Em 2001, a crise no abastecimento de energia elétrica obrigou o Governo a definir uma política voltada ao incremento do parque de geração termelétrica. Esses fatores foram importantes para a expansão do setor nas últimas duas décadas, ainda que sob o monopólio de uma única empresa, a Petrobras.*

20. *As principais reformas normativas ocorridas na década de 90 no setor de gás natural foram a EC 05/1995, que permitiu a exploração por empresas privadas das atividades de distribuição e comercialização nos Estados, a EC 09/1995, que impôs o fim do monopólio legal da Petrobras, e a Lei do Petróleo, de 1997. Esta lei trouxe diversas inovações, como a exigência à Petrobras de constituição de subsidiária operadora da infraestrutura de transporte, porém ainda não introduzia restrições à integração vertical ou horizontal na cadeia.*

21. *Em 2009, o setor de gás natural obteve um marco regulatório próprio, a chamada Lei do Gás. Foi instaurado o regime de concessão para a atividade de transporte, porém desde sua promulgação nenhum gasoduto de transporte foi construído. Apesar de várias inovações, a nova norma não produziu uma ampliação significativa na participação de novos agentes na indústria.*

22. Com o objetivo de propor medidas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor, visando a redução da participação da Petrobras, o MME lançou em 2016 a iniciativa “Gás Para Crescer”. Dentre as principais propostas, destacam-se a mudança na tarifação para um sistema de entradas e saídas, o estímulo à harmonização entre as regulações federal e estadual e a harmonização com o setor de energia elétrica.

23. Apesar da incorporação das propostas oriundas do “Gás Para Crescer” no PL 6.407/2013, a falta de deliberação legislativa fez com que o Governo Federal lançasse um novo programa, o “Novo Mercado de Gás”, que se alicerça nos seguintes eixos estruturantes: i) a promoção da concorrência; ii) a integração com o setor elétrico e industrial; iii) a harmonização das regulações estaduais e; iv) a eliminação de barreiras tributárias. Neste ínterim, a reforma do setor tem avançado via realização de estudos, discussões e edição de normas infralegais. A ANP, especialmente após a edição do Decreto 9.616/2018, assumiu o protagonismo, e os debates foram ganhando respaldo de outras instituições, do mercado e da academia.

24. É importante destacar aqui o corte temporal adotado pelo TCU nas suas fiscalizações de acompanhamento do mercado de gás natural. O relatório de acompanhamento do TC 034.057/2017-0, que se iniciou em dezembro de 2017 e finalizou em agosto de 2019, trata do contexto e das propostas do “Gás Para Crescer”, enquanto o presente RACOM, iniciado em setembro de 2020, aborda o NMG e a situação atual do mercado.

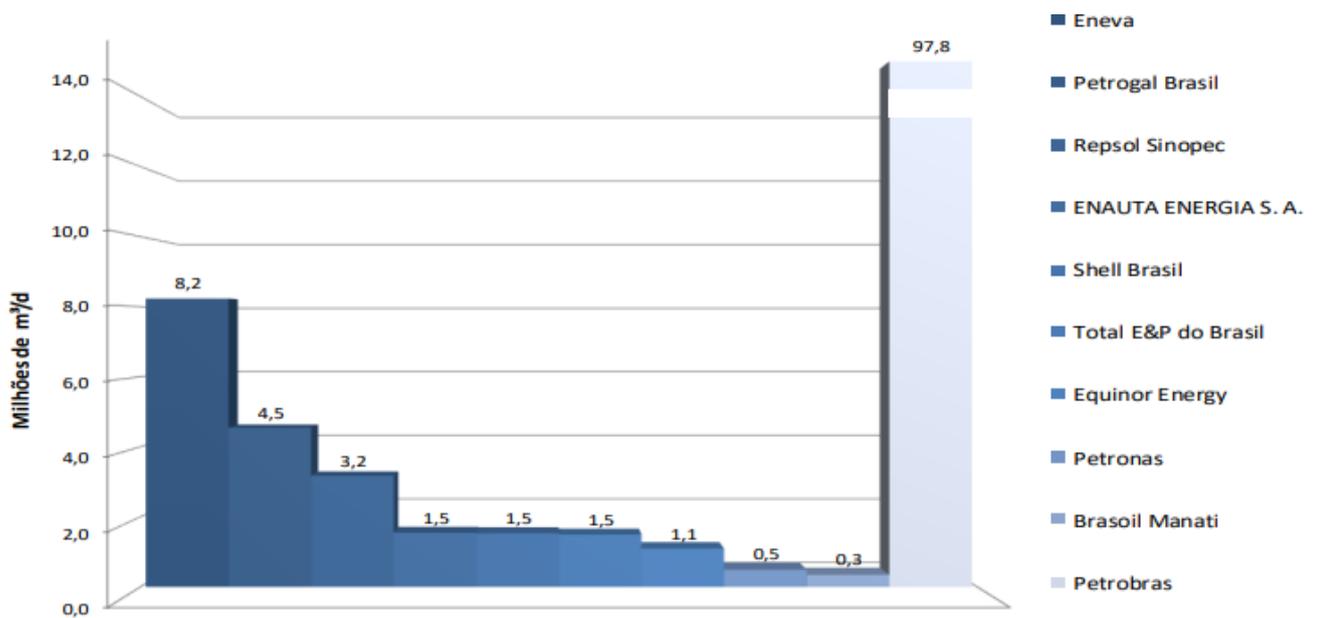
25. Em abril de 2021, o projeto de lei contendo as propostas de ambas as iniciativas foi enfim aprovado pelo Congresso Nacional, resultando na Lei 14.134/2021. A expectativa do Governo, do mercado e da academia é de que o novo marco legal tenha sucesso em seu objetivo de promover a concorrência e o crescimento do mercado de gás natural brasileiro.

26. Os itens a seguir (II.2, II.3 e II.4) tratam de falhas de mercado, conflitos de interesse, lacunas e gargalos existentes para os quais se espera solução, decorrente do novo modelo de mercado aberto que se pretende para o País.

II.2 Falhas de Mercado

27. Como visto anteriormente no gráfico da Figura 5, a Petrobras é responsável por quase 80% da produção nacional de gás natural. Em dados de janeiro de 2021 (Boletim Mensal de Acompanhamento do MME), 95% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias, sendo a Petrobras responsável por 77% do total daquele mês (Figura 5).

Figura 5 – Concessionárias com maior volume de gás nacional



Fonte: MME.

28. Não obstante o fato de aproximadamente um quinto da produção nacional pertencer a outras empresas, o domínio da Petrobras sobre os sistemas de escoamento e processamento força as produtoras a venderem a sua produção para a estatal, por falta de alternativa. A solução para essa falha de mercado reside no chamado “acesso não discriminatório às infraestruturas essenciais”. Mais detalhes sobre esse tópico serão apresentados no item IV.1.

29. Na indústria de gás natural a natureza das atividades admite diferentes níveis de competição. Enquanto há segmentos nos quais é possível introduzir a competição, outros necessariamente terão características de monopólio natural, ou seja, a alocação eficiente de recursos pressupõe apenas uma empresa prestando aquele serviço. A presença de monopólios naturais é um importante obstáculo à abertura do mercado, uma vez que estimula a verticalização entre os diferentes segmentos da cadeia.

30. Os segmentos de transporte e distribuição se caracterizam como monopólios naturais em escala regional. Isto quer dizer que, em uma determinada região do país, é economicamente inviável que mais de uma empresa ofereça tais serviços ao mercado consumidor ali presente.

31. No setor de transporte, a Petrobras deteve historicamente o domínio sobre as principais transportadoras. Após alienar parcelas de sua participação societária em algumas dessas empresas, o TCC assinado com o CADE estabeleceu prazo para a venda do restante. Portanto, ao fim do prazo acordado, em dezembro de 2021, a Petrobras não deverá possuir qualquer participação acionária em empresa transportadora de gás natural no Brasil, o que está alinhado com os princípios de desverticalização e independência estabelecidos na Nova Lei do Gás.

32. Já no setor de distribuição, a Petrobras possui até então participação acionária em vinte das vinte e sete concessionárias estaduais de distribuição no país – sendo indireta em dezenove delas, por meio de sua subsidiária Gaspetro. Aquela participação acionária ainda confere à Petrobras o poder de nomear os diretores comerciais nessas distribuidoras, a partir de acordo de acionistas. Ou seja, o poder de mercado exercido pela Petrobras também no segmento de distribuição se reflete não somente no número de empresas nas quais a empresa detém participação, mas sobretudo na prerrogativa de indicar os diretores comerciais dessas distribuidoras. Segundo o CADE, há indícios de que a Petrobras, ao possuir participação nas

distribuidoras e nomear os diretores comerciais, poderia aumentar artificialmente a quantidade de gás requerida por elas, de forma a beneficiar a Petrobras e, por outro lado, possivelmente prejudicar a própria distribuidora.

33. Como parte do acordo firmado com o CADE, se encontra à venda pela Petrobras da participação de 51% que ainda detém na Gaspetro, sendo que o prazo para a conclusão da venda é 31/12/2021.

II.3 Conflitos de Interesse

II.3.1 Distribuidoras x Mercado Livre

34. Ao longo do acompanhamento realizado pela SeinfraPetróleo sobre o tema do gás natural, verificou-se um conflito de interesse central na discussão sobre a abertura do mercado: o desenvolvimento de um mercado livre de gás natural versus o monopólio estadual das Companhias Distribuidoras Locais (CDLs). Essa oposição marcou as discussões nas iniciativas do Governo Federal e teve forte influência no processo legislativo da Nova Lei do Gás. A seguir veremos algumas características e consequências desse conflito para o País.

35. Conforme o texto original do parágrafo 2º do artigo 25 da Constituição, antes da Emenda Constitucional 5 de 1995 extinguir o monopólio estadual estatal, a redação explicitava a essência da atividade de distribuição dos serviços locais de gás canalizado: “Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, a empresa estatal, com exclusividade de distribuição, os serviços locais de gás canalizado”.

36. Segundo a Fundação Getúlio Vargas - FGV (<https://ceri.fgv.br/blog/batalha-da-nova-lei-do-gas-e-fronteiras-conflagradas-da-industria>), o Brasil não distingue a rede de transporte da rede distribuição por critérios técnicos, o que tem consequências na alocação de custos e riscos da infraestrutura de rede. A regulação estadual pode permitir que as distribuidoras integrem em suas bases de ativos infraestrutura que poderia, de outro modo, constituir uma rede mais ampla de transporte. Essa extensão interfere na remuneração de ativos, na alocação de custos e na própria expansão da rede.

37. Na visão da FGV, tal interferência seria prejudicial face à realidade contratual peculiar da maior parte das concessões de distribuição no país, que estabelece remuneração real fixa de 20% sobre custos de capital e de operação, além de considerar apenas 80% do volume distribuído para determinação das tarifas. Mesmo concessões com remuneração a ser estabelecida por revisões tarifárias previstas em contrato – casos sobretudo de São Paulo e Rio de Janeiro – ainda se verificam na prática taxas exclusivas de capital próprio (caso do Rio de Janeiro) ou ainda definição regulatória de custo médio ponderado de capital (WACC) que não considera o benefício da dívida (caso de São Paulo), onerando o custo de capital na indústria.

38. Por outro lado, a falta de clareza nessa distinção também permite a cobrança indistinta de margem de distribuição a toda movimentação por dutos dentro da área de concessão, revertendo os “serviços locais” em taxa local. A margem incide, por exemplo, em termelétricas abastecidas por dutos dedicados com características de transporte ou mesmo em térmicas instaladas em terminais de regaseificação de GNL, o que em geral é defendido como consequência do monopólio legal e justificado por princípio de solidariedade da rede.

39. A extensão dos “serviços locais” também adentra, em alguns casos, em atividades competitivas de distribuição e comercialização de gás natural a granel – liquefeito (GNL) ou comprimido (GNC) –, transportado por outros modais que não o canalizado, embora isso não esteja claro na legislação. Existem contratos de concessão que contemplam tais atividades como exclusivas (caso do Amazonas); e aditivos contratuais que estabelecem pagamento de outorga da concessionária para exploração dessas atividades (caso do Rio de Janeiro).

40. *No caso do Amazonas, a Eneva terá que arcar com margem de distribuição sobre o gás extraído do campo de Azulão e não comercializado no Estado, que será liquefeito e transportado para a termelétrica instalada no sistema isolado de Roraima, a mil quilômetros de distância. Portanto, o consumidor de eletricidade de Roraima arcará implicitamente com a taxa de distribuição. A mesma empresa já arca com margem de distribuição no Maranhão no complexo termelétrico de Parnaíba, embora o Estado não tenha rede alguma de distribuição de gás – caso emblemático para ilustrar o caráter peculiar do monopólio estadual.*

41. *Já no Estado do Rio de Janeiro, a exclusividade do abastecimento de GNC na rede das concessionárias da Naturgy em cidades não conectadas a gasodutos impede a competição na prestação desse serviço, onerando as tarifas de todos os consumidores.*

42. *A GasLocal (Projeto Gemini), parceria entre Petrobras e White Martins, é outro exemplo que ilustra conflitos entre as fronteiras de transporte, distribuição e comercialização. O projeto inaugurado em 2006 é a única planta de liquefação em operação para o fornecimento de gás natural sob a forma liquefeita (GNL), transportado por caminhões em raio de até mil quilômetros. O fornecimento de gás para a planta por ramal direto da rede de transporte (GASBOL) suscitou contestação judicial que perdura até o presente com processo em tramitação no Supremo Tribunal Federal, reivindicando o monopólio da distribuição local por duto para fornecimento do gás à planta. A comercialização do GNL também suscitou longas discussões no âmbito da defesa da concorrência sob a alegação de captura de clientes âncoras, sem os quais a expansão da rede de gasodutos restaria prejudicada. As contendas regulatória, administrativa e jurídica do caso Gemini ilustram o grau de conflagração das fronteiras entre transporte, distribuição e comercialização e a dificuldade em se estabelecer limites que favoreçam a expansão da indústria no país.*

43. *Esses exemplos ilustram o fato de que a confusão entre as fronteiras da distribuição, transporte e comercialização gera efeitos econômicos e concorrenciais potencialmente prejudiciais ao desenvolvimento do mercado. Exemplos desses efeitos são a onerosidade dos serviços prestados ao mercado existente de gás canalizado, penalizando a sua competitividade, e o comprometimento do acesso de potenciais novos consumidores ao mercado.*

44. *A Nova Lei do Gás define limites mais claros entre as esferas de transporte, distribuição e comercialização. A reforma reforça as competências da ANP para regular a comercialização dos mercados atacadista e varejista, ao passo que reconhece a autonomia dos estados para determinar limites mínimos para exigibilidade ao consumo livre. Ressalta-se que a esfera da comercialização do gás natural não deveria se confundir com os serviços locais de gás canalizado, pois referem-se a atividades essencialmente distintas. A distribuição por dutos é serviço regulado não competitivo, ao passo que a atividade de comercialização é passível de competição entre agentes existentes e potenciais.*

45. *Tendo em vista a fronteira constitucional controversa dos serviços locais de gás canalizado e certa resistência política dos entes federativos e das concessionárias atuais, uma das soluções levantadas pelas iniciativas de abertura do mercado é a harmonização das regulações estaduais. O objetivo é a construção de um mercado livre no âmbito varejista; e a regulação assentada em bases mínimas de boas práticas.*

46. *Um exemplo dos desafios a serem enfrentados para a harmonização efetiva das regulações estaduais é a Deliberação da Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP) 1.061/2020. A decisão recém aprovada condiciona a comercialização do mercado livre de São Paulo à autorização da agência estadual, restringindo a atividade apenas a comercializadores registrados naquele Estado. Além de possivelmente adentrar em esfera regulatória federal, a determinação acarreta dupla restrição: restringe a comercialização à figura dos comercializadores e obriga o registro em São Paulo.*

47. *A FGV sustenta que, embora as regulações estaduais possam diferir, o desenvolvimento do mercado de gás e o acesso à comercialização ocorrem em escala nacional. Portanto, a participação no mercado e a competição entre ofertantes ocorrerá em âmbito nacional, sob regulação federal, isto é, o mercado livre não deveria ser de São Paulo ou de qualquer outro estado. A maior amplitude geográfica do mercado favorece a abertura ao reduzir barreiras à entrada – inclusive as de cunho meramente burocrático –, favorecendo a competição entre agentes, existentes e potenciais. A maior competição produz ganhos para todos os agentes, ao reduzir poder de mercado e favorecer a maior competitividade do gás natural.*

48. *Para que a trajetória de harmonização das regulações estaduais percorra trajetória exitosa e promova abertura necessária à criação de um mercado livre de gás natural, é desejável que se estabeleçam diretrizes a serem transpostas efetivamente pelos estados. A experiência da União Europeia é emblemática: ao mesmo tempo em que os Estados-Membros preservam as suas prerrogativas e competências nacionais, a União Europeia tem poderes para determinar Diretivas a serem incorporadas nas regulações nacionais e atuar em casos de conflito, inconformidade ou não observância de suas diretrizes. A Diretiva voltada ao desenvolvimento do mercado comum de gás natural enfatiza que “a criação de um mercado interno do gás natural plenamente operacional, não pode ser suficientemente realizada pelos Estados-Membros e pode, pois, ser mais bem alcançado ao nível comunitário” (Diretiva 2009/73/EC, considerando 60).*

49. *No presente tópico, apresentou-se a visão de um agente acadêmico (FGV) sobre o tema do conflito entre as distribuidoras estaduais e o mercado livre que se pretende criar em âmbito federal. Em meio aos vários exemplos de conflitos existentes hoje no País, verifica-se a presença de uma opinião contrária aos interesses defendidos pelas distribuidoras estaduais, o que ilustra a alta carga de controvérsia que o tema promove nas diversas esferas de discussão pública. De qualquer forma, concorda-se que a Nova Lei do Gás é um passo importante e necessário para a reforma em curso na indústria do gás rumo à abertura e à livre comercialização, mas não suficiente. O ritmo de abertura e a efetiva liberalização dependerão da capacidade de aplicar o arcabouço legal-regulatório, transpor efetivamente as diretrizes aos estados no processo de harmonização e resolver conflitos em âmbitos administrativos e judiciais.*

II.4 Lacunas Regulatórias

50. *Ao longo de todo o debate público em torno da abertura do mercado de gás natural, ficou evidente que, além da revisão do marco legal, era necessária uma revisão e complementação de parte do arcabouço regulatório, a cargo da ANP. Com a promulgação da Lei 13.848/2019, que trata das agências reguladoras, a elaboração de uma Agenda Regulatória passou a ser obrigatória e deve integrar o plano de gestão anual das agências reguladoras. A Agenda Regulatória representa o instrumento de planejamento e transparência das ações regulatórias que a ANP pretende realizar a cada biênio, tendo por objetivo a resolução de problemas ou de falhas de mercado, podendo resultar na elaboração ou a revisão de normas.*

51. *A seguir será apresentada uma breve descrição de cada tópico que representa uma lacuna ou falha de mercado cuja regulamentação está presente na Agenda Regulatória da ANP 2020-2021, assim como os prazos informados pela própria Agência ao TCU para a conclusão de cada ação (peça 23). Destaca-se que a Agenda Regulatória 2020-2021 e suas revisões são documentos públicos disponíveis no site da ANP.*

II.4.1 Autorização de Instalações de Movimentação

52. *A revisão da Resolução ANP 52/2015, que estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP, encontra-se na Agenda Regulatória 2020-2021. A utilização da atual Resolução revelou a*

necessidade de simplificação regulatória quanto à exigência de documentos e procedimentos envolvidos para a outorga de autorizações. Será avaliada a possibilidade de estabelecer exigência distintas para instalações de maior ou menor grau de complexidade, de reduzir exigência no cadastro de agente regulado e de simplificar o procedimento referente à publicação do sumário.

53. *O prazo de início previsto para a consulta pública é novembro de 2021 e o término da ação para março de 2022.*

II.4.2 Ampliação da Capacidade de Gasodutos de Transporte

54. *Trata-se da revisão da Resolução ANP 37/2013, que estabelece os critérios para a caracterização da ampliação da capacidade de gasodutos de transporte. A Resolução que contém critérios para a caracterização da ampliação da capacidade de transporte de gasodutos de transporte necessitará sofrer revisão em função do disposto no Art. 52-A do Decreto 7.382/2010 que, em alteração trazida pelo Decreto 9.616/2018, trata da organização do sistema de transporte e da contratação de capacidade pelo modelo de Entrada e Saída.*

55. *A ação teve início em outubro de 2020 e a previsão de término foi postergada de julho para novembro de 2021.*

II.4.3 Comercialização e Carregamento de Gás Natural

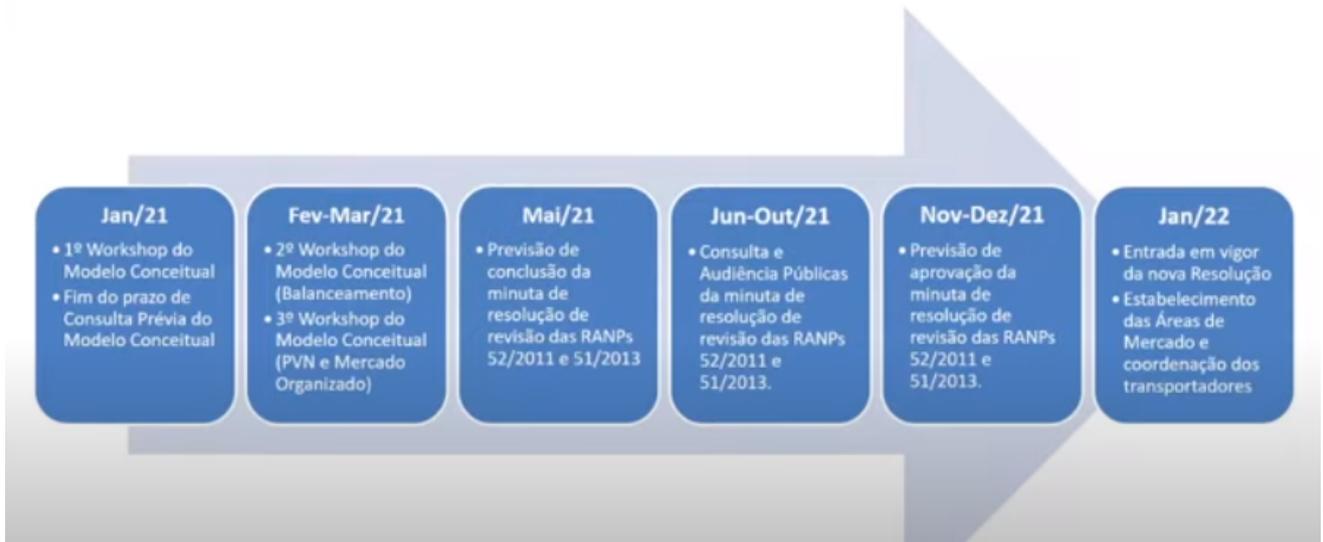
56. *A ação sobre comercialização se refere à revisão da Resolução ANP 52/2011 que regulamenta a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, o registro de agente vendedor, e o registro de contratos de compra e venda de gás natural. A Resolução trata da atividade de comercialização de gás natural e, assim como no caso do item anterior, necessitará sofrer revisão em função do disposto no Decreto 7.382/2010, que passou a tratar do modelo de Entrada e Saída.*

57. *Na última atualização da Agenda Regulatória, tal ação foi aglutinada com a revisão da regulamentação da atividade de carregamento, que demanda a revisão da Resolução ANP 51/2013. Atualmente encontra-se em processo de discussão o denominado “Modelo Conceitual do Mercado de Gás na Esfera de Competência da União”. A ANP realizou uma série de workshops no primeiro semestre de 2021 para discutir o modelo com o mercado.*

58. *Nesse momento, o material técnico central é o próprio documento “Modelo Conceitual do Mercado de Gás na Esfera de Competência da União”, disponível no site da Agência. A ANP informa que, na medida em que o processo de consulta e audiência pública avançar, novas notas técnicas serão geradas.*

59. *Vejam abaixo uma linha do tempo divulgada pela ANP no 1º Workshop sobre o Modelo Conceitual do Mercado de Gás com as datas previstas para a regulamentação do tema:*

Figura 6 – Linha do tempo do Modelo Conceitual do Mercado de Gás Natural



Fonte: ANP.

II.4.4 Gás Natural Comprimido e Gás Natural Liquefeito

60. Refere-se à revisão e consolidação da Resolução ANP 41/2007 e da Portaria ANP 118/2000, que regulamentam as atividades de distribuição e comercialização de gás natural comprimido (GNC) a granel, bem como a outorga de autorizações de construção e de operação de unidades de compressão e as atividades de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) a granel e de construção, ampliação e operação das centrais de distribuição de GNL. As normas vigentes não contemplam o biometano e necessitam de aprimoramento, como definir os critérios e documentos essenciais para as outorgas de autorizações. Adicionalmente, a revisão tem como objetivo promover a simplificação das exigências a serem realizadas.

61. A ação teve início em março de 2020 e sua conclusão está prevista para julho de 2021.

II.4.5 Autonomia e Independência no Transporte de Gás Natural

62. Trata-se da elaboração de ato normativo que regulamenta os critérios de autonomia e de independência dos transportadores no mercado de gás natural. A emissão deste ato normativo está prevista no Decreto 7.382/2010, art. 4-A, e tem como objetivo disciplinar os critérios de autonomia e de independência para o exercício da atividade de transporte de gás natural em relação às demais atividades não incluídas no § 3º do art. 3º da Lei 11.909, de 2009, para transportadores novos e existentes, com vistas à promoção da livre concorrência, da transparência das informações, do acesso não discriminatório aos gasodutos e do uso eficiente das infraestruturas.

63. A ação regulatória teve início em agosto de 2019 e seu fim estava previsto para janeiro de 2021. A ANP informa que foi realizada consulta pública para recebimento de comentários e sugestões entre 19/10/2020 e 2/12/2020, e audiência pública em 26/1/2021, e que após a audiência seriam divulgados os resultados das análises e das contribuições recebidas. Até o momento de edição do presente relatório (maio/2021), não havia sido encontrada evidência de que o normativo tivesse sido publicado pela Agência.

II.4.6 Tarifas de Transporte de Gás Natural

64. A ação concernente às tarifas de transporte, que envolve a revisão da Resolução ANP 15/2014, que estabelece os critérios para cálculo das tarifas de transporte referentes aos serviços

de transporte firme, interruptível e extraordinário de gás natural; e o procedimento para a aprovação das propostas de tarifa de transporte de gás natural encaminhadas pelos transportadores para os gasodutos de transporte objeto de autorização, se encontra na Agenda Regulatória 2020-2021, com início em fevereiro de 2020 e término previsto para maio de 2021. Até o momento de edição do presente relatório (maio/2021), a revisão da Resolução ANP 15/2014 não havia sido publicada.

65. *O modelo de entradas e saídas traz desafios importantes, relacionados especialmente com o ineditismo desse modelo no Brasil, já amplamente presente nos países europeus. Sendo assim, a ANP informa que membros de sua equipe técnica têm sido treinados no tema, nos anos de 2019 e 2020, na “Energy Regulators Regional Association” (ERRA). No momento da sua resposta, a ANP afirma que se encontravam em elaboração documentos que subsidiariam a revisão da Resolução ANP 15/2014.*

II.4.7 Códigos Comuns de Acesso

66. *Trata-se do atendimento ao Art. 62-A do Decreto 7.382/2010, que dispõe que a ANP, por meio de ato normativo, estabelecerá as diretrizes para a elaboração conjunta de códigos comuns de acesso, amparados nas boas práticas internacionais, pelos agentes detentores ou operadores de instalações de escoamento, de processamento e de terminais de GNL, com vistas à eficiência global das infraestruturas e a minimização de impactos ambientais. Com a implementação do modelo de Entrada e Saída e tendo em vista a ação coordenada dos transportadores do sistema de gás natural, torna-se necessário organizar o transporte para os carregadores, disciplinado pelos Códigos Comuns de Rede.*

67. *O tema se encontra na Agenda Regulatória 2020-2021, cuja atualização mais recente prevê consulta pública em setembro de 2021 e término em janeiro de 2022. Porém, em razão da reorganização das demandas, a ANP informou ao TCU que sua previsão é que esta tarefa somente se inicie em 2022. Todavia, a ANP destaca que instituiu Grupo de Trabalho para implementar as atribuições trazidas pelo Decreto 9.616/2018 e a Resolução CNPE 16/2019, bem como implementar o objetivo pretendido do TCC celebrado entre CADE e Petrobras de abertura do mercado de gás natural. Fazem parte do escopo do Grupo de Trabalho:*

a) *A verificação da aderência regulatória da minuta de Ajuste SINIEF, tanto no que se refere à legislação vigente, quanto à revisão da RANP nº 17/2010 em curso, com ênfase nas definições empregadas e operações realizadas;*

b) *A avaliação da coerência das propostas de mútuo (gás rico e derivados de gás natural), em especial o mútuo de gás rico na entrada da planta de processamento;*

c) *O estabelecimento das diretrizes para a elaboração conjunta de códigos comuns de acesso das instalações de escoamento, de processamento e de terminais de GNL; e*

d) *A definição dos procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes nestas instalações.*

II.4.8 Repasse de Receita Entre Transportadores de Gás Natural

68. *Conforme previsto no Decreto 7.382/2010, alterado pelo Decreto 9.616/2018, a malha de transporte dutoviário poderá ser organizada em sistemas de transporte de gás natural, nos termos da regulação da ANP. Neste contexto, as tarifas nos sistemas de transporte de gás natural devem ser estruturadas pelos transportadores, considerando mecanismos de repasse de receita entre eles. Portanto, faz-se necessária a elaboração de ato normativo regulamentando os mecanismos de repasse de receita entre os transportadores de gás natural interconectados.*

69. O tema se encontra na Agenda Regulatória 2020-2021, cuja última atualização previa início em abril de 2021 e término em dezembro de 2021. Em razão da reorganização das demandas, a ANP informa ao TCU que o início desta atividade será postergado para 2022.

70. Em relação ao assunto, a Agência diz ter participado ativamente das reuniões do GT-05 (Combustíveis) da Comissão Técnica Permanente do ICMS - COTEPE/ICMS, com intuito de ajustar as regras tributárias à regulamentação do Novo Mercado de Gás. Adicionalmente, a ANP também participa de grupo de trabalho para tratar a integração do Gás Natural com o Mercado Financeiro. Este grupo é coordenado pelo Ministério da Economia e conta com a participação, além da ANP, do Ministério das Minas e Energia e Casa Civil.

71. Por fim, a ANP ressalta que questões tributárias e financeiras são fundamentais para o endereçamento da solução do problema, o que torna a participação nestes grupos necessária para elaboração da regulação em comento.

II.4.9 Serviço de Transporte de Gás Natural

72. Em função do disposto nos Arts. 52-A e 70-A do Decreto 7.382/2010, a Agência deverá revisar a Resolução ANP 11/2016, que regulamenta a oferta de serviços de transporte pelos transportadores; a cessão de capacidade contratada sob a modalidade firme; a troca operacional de gás natural; a aprovação e o registro dos contratos de serviço de transporte de gás natural; e a promoção dos processos de chamada pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural.

73. O tema se encontra na Agenda Regulatória 2020-2021, com previsão de início em outubro de 2021 e término em julho de 2022. Em razão da necessidade de compatibilização da agenda regulatória, a ANP informa ao TCU que a previsão de início desta atividade foi postergada para 2022.

II.5 Nova Lei do Gás

74. Em 8/4/2021, após oito anos de debate sobre o Projeto de Lei 6.407/2013, a Nova Lei do Gás Natural (Lei 14.134/2021) foi sancionada pelo Presidente da República.

75. Segundo o MME, a Lei 11.909/2009 (Lei do Gás anterior) introduziu o regime de concessão para gasodutos de transporte, mas desde então não houve nenhum duto novo construído sob esse regime. A experiência mostrou que o regime de concessão, embora aplicado com sucesso na transmissão de energia elétrica, não é o mais adequado para o transporte de gás natural. A nova lei estabelece o regime de autorização para gasodutos de transporte, e permite um prazo de adequação de até 5 anos para os contratos vigentes de transporte de gás.

76. Outra atividade que passa a ser exercida mediante regime de autorização é a estocagem subterrânea de gás natural. Essa atividade, de acordo com o MME, pode trazer grandes benefícios para o mercado brasileiro como a segurança no suprimento, a redução da volatilidade de preços, a flexibilidade na oferta, a redução de risco para os agentes, entre outras.

77. Para promover mais investimentos na infraestrutura do país e abrir o mercado para a livre concorrência, a nova lei impede que empresas que atuam em monopólios naturais (transporte e distribuição) atuem nos elos concorrenciais. Assim, estão proibidas as relações societárias entre a empresa que contrata o serviço de transporte e a transportadora, com o objetivo de evitar privilégios na contratação e no acesso aos serviços.

78. A nova lei também estabelece que a proprietária das infraestruturas essenciais (como dutos de escoamento, unidades de processamento e terminais de GNL) ofereça acesso a terceiros, diminuindo assim as barreiras a novos entrantes ao mercado.

79. Vejamos abaixo uma lista das principais mudanças introduzidas pela nova lei:

- a) *Alteração do regime de concessão para o regime de autorização em gasodutos de transporte;*
- b) *Novas regras tarifárias;*
- c) *Acesso de terceiros aos gasodutos, unidades de tratamento e processamento de gás natural e terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL);*
- d) *Autorização para a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) adotar um programa de desconcentração do mercado (conhecido no setor como gas release) – realização de leilões de gás natural ou de cessão de capacidade de transporte para os concorrentes;*
- e) *Tarifas: as tarifas de transporte de gás natural serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, após consulta pública;*
- f) *Processo seletivo: se houver mais de um transportador interessado, a ANP deve realizar processo seletivo público para escolha do projeto mais vantajoso. Pela proposta, a Agência também pode, a qualquer momento, conduzir processo seletivo para identificar transportadores interessados na construção ou ampliação de gasoduto, se houver necessidade.*
- g) *Abastecimento nacional: ANP pode designar outro transportador para operar e manter as instalações, se for necessário para o abastecimento nacional.*
- h) *Revogação: o texto estabelece possibilidades para revogar a autorização: liquidação ou falência; pedido da empresa autorizada; desativação da instalação; descumprimento das obrigações, contratos e regulações.*
- i) *Independência: a lei proíbe qualquer relação societária, direta ou indireta de controle ou coligação, entre transportadores e empresas responsáveis pela exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.*
- j) *Regulações estaduais: o MME e a ANP deverão se articular com os Estados e o Distrito Federal para harmonizar e aperfeiçoar as regulações estaduais, inclusive a regulação do consumidor livre;*
- k) *Estocagem subterrânea: a empresa pode receber autorização da ANP para fazer a estocagem subterrânea de gás natural, assumindo a responsabilidade do processo.*
- l) *Modelo de entrada e saída: os serviços de transporte serão oferecidos pelo regime de contratação de capacidade por entrada e saída, com a permissão de uma ser contratada independentemente da outra.*

III. PANORAMA ATUAL E FUTURO DAS ATIVIDADES DOS PRINCIPAIS AGENTES DO SETOR DE GÁS NATURAL

80. *A fim de estabelecer um panorama atual e futuro das atividades dos principais agentes públicos responsáveis pela abertura do mercado de gás natural brasileiro, a equipe de auditoria se reuniu e solicitou documentação à ANP e ao MME quanto às ações tomadas ou planejadas por eles em relação aos diversos pontos e lacunas existentes no setor. As informações coletadas serão apresentadas a seguir.*

81. *Além disso, serão apresentados pontos relevantes da atuação da Petrobras, que foi objeto de recente fiscalização (TC 002.279/2020-7), e da EPE, um importante colaborador para o debate público do gás natural.*

III.1 ANP

82. *Em resposta a ofício de requisição, a ANP informou ao TCU as medidas tomadas ou planejadas por eles em relação aos diversos temas pertinentes à abertura do mercado de gás natural (peças 22 a 28).*

III.1.1 Ausência de oferta de serviços de flexibilidade

83. *Para assegurar o entendimento do presente item, faz-se necessário apresentar uma breve definição de dois conceitos importantes no transporte de gás natural: flexibilidade e balanceamento. A flexibilidade corresponde à capacidade de um ofertante de uma indústria de rede, como é o caso do gás natural, de alternar a origem do suprimento, em função de uma alteração na demanda ou de eventuais problemas operacionais. Já o balanceamento corresponde ao equilíbrio físico (volume de gás) do sistema de transporte. Para alcançar tal equilíbrio, os transportadores podem utilizar produtos de compra e venda padronizados de curto prazo ou serviços de balanceamento disponíveis na rede.*

84. *A ANP afirma que a ausência de serviços de flexibilidade advém especialmente da significativa concentração do mercado de gás natural pelo agente dominante no setor, a Petrobras. Nesse sentido, ações e medidas para promover o incremento do número de agentes têm sido implementadas no âmbito do NMG, tendo como base também o TCC, em especial aqueles que tratam da liberação da capacidade utilizada pela empresa nos pontos de entrada e saída dos sistemas de transporte e da alienação dos ativos desse sistema ainda pertencentes à Petrobras.*

85. *Dessa forma, tendo em vista as questões postas pela equipe à ANP, a resposta mais pormenorizada ao questionamento do presente item estaria presente nos itens III.1.4 e III.1.6. Nesses itens, abordam-se as chamadas públicas coordenadas pela ANP e a autorização de terminais de regaseificação, instrumentos que diversificam o fornecimento.*

86. *Adicionalmente, tal tema foi posto em discussão no item IV do “Modelo Conceitual do Mercado de Gás na Esfera de Competência da União”, em que estão colocados os principais pontos para debate com o mercado, e foram tratados no 2º Workshop do Modelo Conceitual, promovido pela ANP em fevereiro de 2021. Também foram discutidos os termos de contrato para balanceamento e flexibilidade, a ser assinado entre Petrobras e TBG. Porém, em razão da Petrobras ainda ser a única carregadora no GASBOL, a atividade ainda não havia sido finalizada.*

III.1.2 Regulação do direito de preferência do proprietário das instalações de escoamento e processamento quanto a prazo e capacidade reservada

87. *Em relação a esse tema, a Agência informa que foi instituído Grupo de Trabalho (GT) pela Portaria ANP 271, de 22 de setembro de 2020, o qual trata, entre outros assuntos, de:*

i) *estabelecer as diretrizes para a elaboração conjunta de Códigos Comuns de Acesso pelos agentes detentores ou operadores de terminais de GNL, instalações de escoamento e de processamento de gás natural; e*

ii) *definir os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes nestas instalações.*

88. *Na ocasião de sua resposta, as discussões do grupo de trabalho encontravam-se em andamento e o prazo para sua conclusão era 20/5/2021.*

89. *A ANP declara já possuir experiência na regulamentação da preferência do proprietário, tendo em vista a vigência da Resolução ANP 35/2012, que regula o acesso a oleodutos de transporte de extensão superior a 15 km, e da Portaria ANP 251/2000 (em revisão), que regulamenta o livre acesso a terminais aquaviários. Nesse contexto, vale destacar, a Lei 9.478/1997 confere a garantia do livre acesso às instalações reguladas pelas supracitadas normas. Apenas com a aprovação da Nova Lei do Gás, o livre acesso a unidades de tratamento ou processamento, terminais de GNL e gasodutos de escoamento foi alçado ao nível legal.*

90. *A ANP destaca que, com relação a regulação do direito de preferência do proprietário das instalações de escoamento e processamento quanto a prazo e capacidade reservada, regras fundamentais dentro do acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas essenciais do setor, deverão ser endereçadas no âmbito do supramencionado GT. Até o momento de sua resposta, não havia no âmbito das instalações de processamento de gás natural e escoamento da produção definição de capacidade de processamento reservada ao proprietário da instalação e o correspondente prazo de revisão dessa capacidade.*

III.1.3 Promoção da transparência de preços e contratos de transporte e comercialização de gás natural

91. *Em 8/7/2019, a ANP publicou no Diário Oficial da União a Resolução ANP 794, de 5/7/2019, a qual alterou a Resolução ANP 52/2011, cujo § 6º do art. 11 passou a determinar que a Agência desse publicidade integral dos contratos de compra e venda de gás natural firmados entre os comercializadores e as distribuidoras locais de gás canalizado para atendimento a mercados cativos, bem como das suas principais condições comerciais, de forma a facilitar o acesso dos consumidores. Dessa forma, tais contratos foram disponibilizados ao público e se encontram acessíveis no sítio eletrônico da ANP. Além disso, em relação à transparência dos preços, também com base na Resolução ANP 52/2011, a ANP divulga as informações relativas ao preço médio do gás natural e volumes comercializados no Brasil.*

92. *Com base no art. 9º da Resolução ANP 11/2016, as transportadoras de gás devem desenvolver e disponibilizar plataforma eletrônica de utilização pública, gratuita, e livre da obrigação de identificação por parte dos potenciais carregadores interessados. Tal plataforma deve permitir a consulta das disponibilidades, possibilidades de acesso e tarifas de transporte por ponto relevante sob responsabilidade do transportador, para todas as modalidades de serviço de transporte oferecidas, assim como possibilitar o recebimento de solicitações de acesso por parte dos carregadores interessados identificados.*

93. *Dessa forma, apesar de não ser publicado o inteiro teor dos contratos de transporte, uma série de informações relevantes, dentre as quais as capacidades contratadas, por Contrato de Serviço de Transporte celebrado (art. 9º, §1º, IV, da Resolução ANP 11/2016), é disponibilizada por meio das plataformas eletrônicas presentes nos sítios eletrônicos das transportadoras de gás natural.*

94. *Quanto à padronização dos contratos de transporte, o Modelo Conceitual que está em consulta pública dispõe em seu item IV.3.2 que a negociação em mercados organizados:*

“(…) deve ser efetuada por meio de contratos de compra e venda padronizados, com referência de entrega no ponto virtual de negociação.

A padronização requer que os produtos oferecidos nos mercados organizados disponham de forma transparente aos potenciais compradores as informações sobre: o preço, a quantidade ofertada de gás, os prazos de entrega e tempo de fornecimento e as demais condições contratuais. Para este fim, os produtos devem ser oferecidos mediante código de fácil identificação que permita os participantes reconhecer os termos e condições dos produtos oferecidos.”

95. *Portanto, a resolução da ANP que tratará de comercialização e carregamento, tratará também dos contratos padronizados de transporte, que serão utilizados pelo mercado organizado. A Agência ressalta que a negociação com contratos customizados não será proibida e que os mercados físico, de balcão e organizado provavelmente irão coexistir.*

III.1.4 Incentivos aos Estados e ao Distrito Federal

96. *Na ocasião de sua resposta, a ANP afirmou que se encontrava em fase de elaboração um Manual de Boas Práticas Regulatórias, endereçado aos serviços locais de gás canalizado. Para*

sua concepção, os debates ocorreram no âmbito do Comitê de Monitoramento do Gás Natural - CMGN, que conta com a participação de integrantes do MME, Ministério da Economia, Casa Civil, CADE, ANP e EPE.

97. A edição do manual tem como fundamento a Resolução CNPE 16/2019. O art. 5º dessa resolução recomendou que o MME e o ME incentivassem os Estados e o Distrito Federal a adotarem, dentre outras medidas:

(...) reformas e medidas estruturantes na prestação de serviço de gás canalizado, incluído eventual aditivo aos contratos de concessão, de forma a refletir boas práticas regulatórias, recomendadas pela ANP, que incluem:

(a) princípios regulatórios para os Consumidores Livres, Autoprodutores e Autoimportadores;

(b) transparência do teor dos contratos de compra e venda de gás natural para atendimento do mercado cativo;

(c) aquisição de gás natural pelas distribuidoras estaduais de forma transparente e que permita ampla participação de todos os ofertantes;

(d) transparência na metodologia de cálculo tarifário e na definição dos componentes da tarifa;

(e) adoção de metodologia tarifária que dê os corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes;

(f) efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede; e

(g) estrutura tarifária proporcional a utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários.

98. No âmbito do supracitado processo, a ANP promoveu consulta pública da minuta do manual entre 15/9/2020 e 29/10/2020, para recebimento de comentários e sugestões. Durante essa fase, foram recebidos quase trezentos comentários.

99. Após o recebimento da resposta da ANP via ofício, a equipe verificou que o Manual de Boas Práticas Regulatórias foi de fato publicado pelo CMGN em 12/4/2021, e está disponível no sítio eletrônico do MME. O manual está subdividido em Princípios Gerais de Boas Práticas Regulatórias e Princípios Específicos para os setores da indústria de gás natural caracterizados como monopólios naturais, como o transporte, onde a ANP possui a atribuição legal para atuar, e a distribuição, sob a égide regulatória dos Estados da Federação. A partir da apresentação das características das regulamentações mais relevantes da ANP para o setor de transporte de gás natural, a última parte do manual efetivamente elenca as orientações para os serviços locais de gás canalizado.

III.1.5 Condições para facilitar a participação de empresas privadas na oferta de gás importado

100. Para facilitar a participação de empresas privadas na oferta de gás importado em condições competitivas, a ANP informa que possui as seguintes ações tomadas ou planejadas:

a) Chamadas Públicas de Contratação de Capacidade ANP 01/2019 e 01R/2020: Edital de chamada pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural da TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A), tendo em vista a capacidade renunciada pela Petrobras em decorrência do TCC;

- b) *Chamada Pública de Contratação de Capacidade ANP 02/2020: Edital para identificar os potenciais carregadores e a capacidade disponível no gasoduto da TBG para os anos de 2021 a 2025;*
- c) *Autorização de novos terminais de GNL para a Centrais Elétricas de Sergipe S/A (CELSE) em Barra dos Coqueiros (Sergipe), e para a UTE GNA I Geração de Energia S/A, no Porto do Açú, em São João da Barra (Rio de Janeiro);*
- d) *Processo de obtenção de autorização para construção dos seguintes terminais: Terminal de Regaseificação de GNL em Barcarena/PA, TRSP - Terminal de Regaseificação de GNL de São Paulo S.A. no alinhamento do canal do Porto de Santos, entre os municípios de Santos e Cubatão, no estado de São Paulo.*

III.1.6 Monitoramento, governança e transparência

101. Dentre as medidas referentes a esse tema tomadas ou planejadas pela ANP, citam-se aquelas pertencentes ao eixo de “Promoção da Concorrência”, que correspondem ao acompanhamento da execução do TCC, e as ações, eventos e ocorrências do setor de gás natural que possam influenciar a abertura do mercado de gás natural no Brasil rumo a um Novo Mercado de Gás:

- a) *Divulgação de edital dando continuidade à chamada pública para alocação de capacidade para o gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), além de cronograma para realização das demais etapas e disponibilização, pela TBG, por produtos de capacidade de curto prazo, com duração de dias, meses ou trimestres;*
- b) *Publicação, no dia 21/7/2020, da nova versão do edital da Oferta Permanente, iniciando o 2º ciclo com 57 empresas inscritas e uma lista com 708 blocos com risco exploratório a serem ofertados em 15 bacias sedimentares;*
- c) *Publicação das Autorizações de Operação 522/2020 até 537/2020, tratando da operação de diversas infraestruturas de transporte de gás natural existentes e respectivas características técnicas;*
- d) *Aprovação, pelo CMGN, da proposta de manual de boas práticas regulatórias contendo sugestões de cunho orientativo para auxílio às agências reguladoras estaduais e realização, pela ANP, de consulta pública para contribuições dos órgãos reguladores e demais agentes;*
- e) *Aprovação da cessão dos direitos dos polos Pampo e Enchova, na Bacia de Campos, da Petrobras para a Trident Energy do Brasil, que ainda não operava no País;*
- f) *Autorização à Alvo Petro S.A. Extração de Petróleo e Gás Natural para operar a UPGN Caburé e para operar temporariamente o gasoduto de escoamento de produção interligando campos terrestres a esta UPGN;*
- g) *Divulgação da etapa preliminar da Chamada Pública Incremental 2020 para o Gasbol recebeu a solicitação de 38,7 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d) de capacidade de entrada e 29,5MMm³/d de capacidade de saída. Os resultados consolidados desta etapa foram provenientes de 15 empresas;*
- h) *Edição da Resolução ANP 806/2020, que trata dos procedimentos para controle da queima e perdas de petróleo e gás natural em E&P;*
- i) *Divulgação dos contratos de compra e venda vigentes firmados entre comercializadores e companhias distribuidoras locais (CDLs) para atendimento aos mercados cativos, em consonância com a Resolução ANP 52/2011, após alteração promovida pela Resolução ANP 794/2019;*

- j) *Publicação do Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal, elaborado em conjunto com MME, EPE, PPSA e BNDES;*
- k) *Aprovação da retomada do processo de Chamada Pública, autorizando a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG),*
- l) *Celebração de Termo de Compromisso entre ANP, Petrobras e TBG. Esse termo obrigou a Petrobras a renunciar a capacidade de transporte que exceder o volume de gás natural indicado no item 2.5.4 do TCC, e determinou a realização de nova Chamada Pública pela ANP, em momento oportuno, para contratação da capacidade de transporte renunciada pela Petrobras;*
- m) *No dia 14 de novembro de 2019, a ANP iniciou a divulgação das informações relativas ao preço médio do gás natural e volume comercializado no Brasil, discriminadas por tipo de mercado atendido e região do cliente do contrato, em seu site eletrônico;*
- n) *Realização do “Workshop IEA: Mercado de Gás Natural no Brasil”, em Brasília/DF, entre 22/10/2019 e 24/10/2020. Este evento contou com apresentações da ANP, do MME e da EPE, além de outros agentes nacionais e internacionais, sobre a evolução do mercado de gás natural no Brasil e sobre a Experiência internacional na reforma do setor de gás natural considerando maior abertura e diversidade de agentes, principalmente no que toca aos gasodutos de transporte, estocagem subterrânea e distribuição de gás natural;*
- o) *Lista dos resultados da Chamada Pública da TBG;*
- p) *Publicação, das Resoluções ANP 49/2016 e 51/2016 que tratam da verticalização das atividades de distribuição e revenda de GLP, respectivamente;*
- q) *Publicação de diversas autorizações pela ANP para importação e exportação de gás natural, sendo incluídas diversas novas empresas como potenciais carregadoras de gás natural em gasodutos de transporte;*

III.2 MME

102. *Em resposta a ofício de requisição, o MME informa sobre as medidas tomadas ou planejadas por eles em relação aos diversos temas pertinentes à abertura do mercado de gás natural (peça 44). Antes de responder por cada tópico, o Ministério destaca a importância do Comitê de Monitoramento do Gás Natural (CMGN), instituído pelo Decreto 9.934/2019. São atribuições desse comitê monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural e propor ao CNPE eventuais medidas complementares. No Comitê realiza-se o alinhamento de entendimentos, o nivelamento de conhecimento e a coordenação da execução das ações. Sob a coordenação do MME, o Comitê é composto ainda por representantes da Casa Civil da Presidência da República, Ministério da Economia (ME), ANP, EPE e CADE. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) também tem participado das reuniões do CMGN, como convidado, tendo em vista os diversos estudos e ações que vem realizando para o desenvolvimento do mercado de gás natural.*

III.2.1 Acompanhamento do TCC

103. *Quanto ao TCC firmado entre Petrobras e CADE em julho/2019, o MME destaca que o seu cumprimento é monitorado por um trustee de monitoramento, e que nem todas as informações do processo são públicas, pois podem envolver estratégias empresariais e acordos comerciais sujeitos a sigilo por serem concorrencialmente sensíveis. O CMGN também faz o monitoramento da execução do TCC, sendo um dos indicadores apresentados no Relatório Trimestral elaborado pelo Comitê, disponível no site do MME. Entretanto, o monitoramento baseia-se em informações disponíveis publicamente, especialmente as comunicações da Petrobras sobre a execução de ações compromissadas no TCC e a versão pública do relatório trimestral do trustee de monitoramento. Adicionalmente, o MME acompanha, mensalmente, a agenda de desinvestimentos da Petrobras.*

104. Complementarmente, o Ministério afirma interagir com os agentes do mercado para receber relatos de eventuais dificuldades no processo de abertura, inclusive quanto ao cumprimento dos compromissos assumidos pela Petrobras, com discussão, avaliação, e encaminhamento dados pelo CMGN. É dado um exemplo de ação decorrente de manifestação de agentes interessados na execução do TCC: a dificuldade de acesso a uma planta de processamento da Petrobras no Rio Grande do Norte, a UPGN Guamaré. Produtores de gás natural em terra estavam enfrentando dificuldades para negociar com a Petrobras. Para buscar uma solução, há tratativas em andamento envolvendo o MME, a ANP, o CADE, a Petrobras, os produtores interessados e o Governo potiguar.

105. O MME afirma ainda que estão em andamento articulações para aprovação de tratamento tributário diferenciado para a atividade de processamento de gás natural e para a solução de questões tributárias e aduaneiras no tocante ao compartilhamento de terminais de GNL.

III.2.2 Agenda Regulatória da ANP

106. O MME informa que a agenda regulatória 2020-2021 definida pela ANP para o setor de gás natural é bastante extensa e essencial para o Novo Mercado de Gás. Todavia, as dificuldades impostas pela pandemia da COVID-19 exigiram revisões na agenda regulatória, de modo que nem tudo que estava originalmente previsto pela ANP para 2020 foi executado.

107. Respeitando a autonomia da ANP para definição e execução da sua agenda regulatória, o seu andamento é monitorado pelo CMGN. Esse monitoramento inclui também a evolução dos processos de chamadas públicas para contratação de capacidade de transporte, que exigem grande interação da Agência com os transportadores, especialmente em um momento de transição para a implementação do modelo de entrada e saída.

108. Outro ponto relevante destacado pelo Ministério é o dimensionamento do quadro de servidores para o cumprimento dessas ações. Tendo em vista a demanda por revisão de várias regulações, o MME, desde o início do Programa NMG, apoiou o pleito da ANP por aumento do número de servidores, frente ao ME. Desde então, pelo menos nove servidores de carreiras federais foram movimentados para a Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM) da ANP, responsável pela maior parte da agenda. Estariam ainda em avaliação outras propostas para aumento do quadro, bem como a possibilidade de contratação temporária de servidores.

III.2.3 Transição para o mercado concorrencial de forma coordenada

109. De modo geral, o MME reforça a atuação do CMGN na coordenação da execução das ações necessárias ao NMG. Em seguida, é apresentado um resumo das ações em andamento relativas a esse tema:

a) *Ampliação de acesso e aumento de eficiência do sistema de transporte: Organização das malhas como sistema de transporte pelos transportadores, implantação do modelo de entrada e saída e realização de chamadas públicas. É destacada a proposição feita pelo MME de ampliação dos sistemas de transporte da TBG e NTS;*

b) *Independência dos transportadores: alienação dos ativos da Petrobras na TAG, NTS e TBG, decorrentes do TCC, consulta e audiência públicas da Resolução da ANP sobre critérios de independência e autonomia.*

c) *Restrição a self-dealing: alienação da participação da Petrobras nas distribuidoras, decorrente do TCC;*

d) *Acesso de terceiros a infraestruturas essenciais: TCC estipulou acesso a gasodutos de escoamento e UPGNs e arrendamento do terminal de GNL da Bahia. No âmbito do Confaz, está em discussão tratamento tributário diferenciado (Ajuste Sinief) para a atividade de processamento de gás natural;*

e) *Divulgação dos contratos de compra e venda de gás natural para companhias distribuidoras de gás canalizado: ANP deu publicidade integral aos contratos em seu sítio eletrônico;*

f) *Programa de gas release: o TCC estabeleceu vedação à Petrobras de adquirir gás de outros produtores e redução do volume de importação da Bolívia;*

g) *Aperfeiçoamento das regulações estaduais dos serviços locais de gás canalizado: elaboração do manual de boas práticas regulatórias na distribuição, interação com Estados e contribuições nos processos de revisão das regulações estaduais.*

III.2.4 Serviços de flexibilidade

110. *O MME afirma que a abertura promovida pelo NMG permite a entrada de novos agentes, mas poucos teriam condições de oferecer o nível de flexibilidade e segurança garantido pela Petrobras. Por isso, a Resolução CNPE 16/2019 estabeleceu que a empresa deveria ofertar tal serviço. Com o aumento do acesso, do número de agentes e da liquidez das transações, espera-se que o próprio mercado proveja essas soluções.*

111. *O Ministério informa que a implementação do modelo de entrada e saída no sistema de transporte já exige a necessidade de serviços de balanceamento, que se referem a serviços de flexibilidade de curto prazo. Em volumes pequenos, o balanceamento pode ser feito com o empacotamento do gás nos gasodutos. Para volumes maiores, pode haver necessidade de contratação de um supridor de gás natural. Isso já está em implementação, com o transportador firmando contratos de suprimento do gás com agente do mercado. Nessa situação, os carregadores arcam com penalidades sobre os respectivos volumes desbalanceados. Com a diversificação de agentes, essas penalidades servem de incentivo para os carregadores balancearem suas posições entre si, o que criará oportunidade para novos agentes atuarem nesse mercado.*

112. *Já para serviços de flexibilidade de longo prazo, há uma diversidade de entendimentos, que variam conforme as necessidades dos agentes, o que, na visão do MME, cria dificuldades para celebração de contratos. Tendo identificado essa situação em interações com os agentes, o CMGN colocou o tema para análise mais aprofundada no planejamento de 2021, do que podem derivar propostas de medidas complementares, caso necessárias.*

III.2.5 Programa de gas release

113. *O Ministério afirma que o programa de liberação de gás natural, ou gas release em inglês, é uma medida com viés intervencionista, cuja aplicação deve ser avaliada criteriosamente, para ter segurança jurídica e resultar em benefícios para o desenvolvimento da indústria do gás natural. O Art. 33 da Nova Lei do Gás dá respaldo legal para a ANP para realizar essas medidas de estímulo à competitividade. Segundo esse dispositivo, trata-se de “programa de venda de gás natural por meio do qual comercializadores que detenham elevada participação no mercado sejam obrigados a vender, por meio de leilões, parte dos volumes de que são titulares com preço mínimo inicial, quantidade e duração a serem definidos pela ANP”.*

114. *Além disso, no TCC a Petrobras assumiu compromissos que reduzem sua participação no mercado, como a não contratação de novos volumes dos produtores, redução do volume de gás importado da Bolívia e o arrendamento do terminal de GNL da Bahia.*

III.2.6 Incentivos a Estados para adoção de medidas estruturantes

115. *Dentre as medidas citadas pelo MME, destacou-se a proposta do Plano de Promoção do Equilíbrio Fiscal - PEF (Projeto de Lei Complementar - PLP 149/2019). A proposta tinha como objetivo promover o equilíbrio fiscal e a melhoria das capacidades de pagamento dos entes subnacionais. Para poder realizar contratações de operações de crédito, os entes subnacionais precisariam estabelecer metas e pactuar compromissos com a União, sendo que o PLP elencava as*

alternativas de compromissos. Entre as alternativas estava a adoção de reformas e de medidas estruturantes na prestação do serviço de gás canalizado, de forma a refletir as boas práticas regulatórias, inclusive no tocante aos consumidores livres.

116. Após tramitação no Congresso Nacional, foi excluído o dispositivo que tratava das medidas estruturantes para a prestação dos serviços locais de gás canalizado. No entanto, a Lei complementar aprovada (LC 178/2021) prevê a possibilidade de privatização de empresas estaduais – alternativa que abrange as distribuidoras estaduais de gás canalizado.

117. Além disso, foi elaborado no âmbito do CMGN o Manual de Boas Práticas Regulatórias na distribuição, como já citado anteriormente. Por fim, destaca a interação direta do MME e do CMGN com os Estados, por meio de contribuições nos processos de revisão das regulações estaduais.

III.2.7 Transparência e monitoramento das ações

118. O MME informa que, em atendimento ao dispositivo da Resolução CNPE 16/2019 que trata da transparência e monitoramento, foi proposta a criação de um comitê interministerial. O resultado foi a edição do Decreto 9.934/2019, que instituiu o CMGN, definiu a sua governança e estabeleceu a publicação de um relatório trimestral de monitoramento da evolução da abertura do mercado de gás natural.

119. O Relatório Trimestral elaborado pelo CMGN, disponível no site do MME, reporta os principais eventos e ações do período abrangido, bem como apresenta os indicadores que retratam o monitoramento da abertura do mercado de gás natural.

120. Adicionalmente, no âmbito do CMGN, estão em discussão propostas para ampliar e aperfeiçoar o monitoramento e a avaliação da abertura do mercado e eventualmente os recursos necessários.

III.2.8 Subcomitê 2 – Transporte e Estocagem

121. O MME informa que várias propostas do Subcomitê 2 do CT-GN foram implementadas, em alguma medida, pelo Decreto 9.616/2018:

- a) formação do sistema de transporte de gás natural;*
- b) operação do sistema de forma coordenada pelos transportadores;*
- c) introdução do modelo de entrada e saída para contratação de capacidade;*
- d) desverticalização da atividade de transporte; e*
- e) simplificação do processo de expansão da malha de transporte dutoviário.*

122. O Ministério então cita os primeiros resultados do mencionado decreto. Os estudos realizados pela EPE (como veremos em detalhes no item III.4) deram base à proposição feita pelo MME de ampliação dos sistemas de transporte da TBG e da NTS, a serem realizadas sob o novo regime de autorização. Além disso, estariam em andamento tratativas para também ampliar o sistema da TAG.

123. Por fim, o MME salienta que a Nova Lei do Gás reforça as medidas implementadas pelo Decreto 9.616/2018, devido à instituição do regime de autorização para atividades de transporte e estocagem e da simplificação do processo de expansão da malha, visto que não há mais necessidade de proposta pelo MME de construção ou ampliação de dutos de transporte.

III.2.9 Subcomitê 5 - Aperfeiçoamento da Estrutura Tributária do Setor de Gás Natural

124. Primeiramente, é mencionado que em 2018, foi contratada uma consultoria para realização de estudos sobre os desafios do sistema tributário brasileiro na indústria do gás natural.

As propostas oriundas desses estudos serviram de base para a criação de um Grupo de Trabalho no CMGN para tratar das questões tributárias e aduaneiras, sob coordenação do ME.

125. Além disso, o MME elenca outras medidas que estão em andamento:

- a) análise pelo Confaz sobre tratamento diferenciado para ICMS na atividade de processamento de gás natural;*
- b) análise de questões aduaneiras nos terminais de GNL;*
- c) discussão sobre tributação da comercialização em hub virtual, juntamente com o modelo conceitual do mercado de gás natural proposto pela ANP*

III.2.10 Subcomitê 6 – Gás Natural Matéria-Prima

126. O Ministério informa que, no âmbito do subcomitê 6 do CT-GN, que discutiu o uso do gás natural como matéria-prima, tratando até sobre subsídios ao preço do gás natural para a indústria química, a especificação do gás natural e o aproveitamento do gás da União proveniente dos contratos de partilha da produção, não houve consenso.

127. Já no âmbito do CMGN, foi criado Grupo de Trabalho para tratar da integração entre os setores de gás natural e industrial, um dos pilares do NMG. Nesse GT, foi discutida a especificação do gás natural, para subsidiar a ANP na sua proposta de revisão da Resolução ANP 16/2008.

128. Por fim, é informado que não há, neste momento, no âmbito do CMGN, medida planejada para o uso do gás natural como matéria-prima. Não obstante, afirma-se que o Comitê permanece à disposição dos agentes da indústria do gás natural para discutir questões relacionadas ao tema, especialmente por meio do GT que trata da integração entre os setores de gás natural e industrial.

III.2.11 Subcomitê 8 – Integração do Setor Elétrico e de Gás Natural

129. O subcomitê 8 do CT-GN tratou da integração entre os setores elétrico e de gás natural. A geração elétrica é um dos principais segmentos de consumo do gás natural no Brasil, juntamente com o consumo industrial. Pelas características da geração termelétrica a gás natural, principalmente quanto à sazonalidade, é essencial que haja uma boa integração entre os dois setores. Os relatórios do subcomitê apresentaram diversas propostas para aperfeiçoamento da regulação setorial, diversas delas já implementadas.

130. A integração entre os setores elétrico e de gás natural é um dos pilares do NMG. Dessa forma, no CMGN, foi criado um GT para tratar desse tema, para a atualização dos diagnósticos e das recomendações do subcomitê 8 do CT-GN, bem como a avaliação do planejamento energético de médio e longo prazo, visando à integração entre os setores, e a alocação de custos e riscos entre esses setores. Esse GT tem interação com o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico (CIM), que tem a finalidade de viabilizar a efetiva execução do plano de ação para a modernização do setor elétrico.

131. O MME noticia que a implementação das medidas propostas está em andamento, como, por exemplo, a abertura de consulta pública para receber contribuições à minuta de portaria de diretrizes e sistemática para os Leilões de Energia Nova A-5 e A-6, de 2021. Algumas medidas propostas estão consideradas nessa portaria, como a retirada de limite para declaração de inflexibilidade para usinas termelétricas e a utilização de recursos contingentes para comprovação de disponibilidade de gás natural.

132. A título de observação, destaca-se que, no TCU, o tema das termelétricas é de competência da SeinfraElétrica, que tratou do assunto em auditoria operacional realizada no âmbito do TC 038.088/2019-3 (Acórdão 4.070/2020-TCU-Plenário).

III.2.12 GT Supridor de Última Instância

133. Além dos subcomitês temáticos, o CT-GN criou um GT para analisar a necessidade de um supridor de última instância. O relatório elaborado pelo GT está disponível no site do MME. Na experiência internacional, o supridor de última instância visa garantir a oferta de gás natural aos consumidores vulneráveis conectados à malha de gasodutos que, por algum motivo, não conseguirem ser supridos por um dos agentes em livre concorrência. Avaliou-se que os consumidores vulneráveis a serem protegidos poderiam ser, por exemplo, os consumidores residenciais e os não-residenciais que realizem algum tipo de atividade essencial.

134. Os consumidores vulneráveis a serem protegidos são geralmente consumidores livres que contrataram suprimento com um comercializador que, posteriormente, falhou no cumprimento do contrato. Portanto, não se aplica aos consumidores cativos.

135. O MME afirma que, frequentemente, agentes do mercado têm interpretações diferentes em relação à definição e ao papel do supridor de última instância. Geralmente, a preocupação é no sentido de haver um supridor que atue na eventual falha de um outro comercializador no atendimento do contrato de venda a uma distribuidora, grande consumidor ou outro consumidor livre qualquer, não se restringindo, portanto, aos consumidores ditos vulneráveis. Nesses casos, a solução estaria mais relacionada à questão dos serviços de flexibilidade.

136. É destacado que tanto a Lei 11.909/2009 quanto a Nova Lei do Gás atribuem à legislação estadual a regulação do consumidor livre. Pelo perfil de consumo observado no Brasil, não se espera que, nos curto e médio prazos, haja consumidores vulneráveis que se tornem consumidores livres, especialmente os usuários residenciais. Dessa forma, optou-se, neste momento, por não aprofundar a discussão sobre o tema do supridor de última instância, tendo o Comitê focado na questão da oferta de serviços de flexibilidade. Tal análise, como informado anteriormente, está nas ações planejadas do CMGN para este ano, podendo derivar propostas de medidas complementares. Por fim, é comentado também que o desenvolvimento do mercado pode vir a sugerir alguma solução quando consumidores residenciais puderem se tornar consumidores livres.

III.3 Petrobras

III.3.1 Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC)

137. Como citado anteriormente, a Petrobras assumiu em 2019 compromisso com o CADE, no qual a empresa se comprometeu a vender de suas participações remanescentes nas transportadoras de gás natural, alienar sua participação acionária indireta nas companhias distribuidoras locais, fornecer acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais e arrendar um de seus terminais de regaseificação de GNL, dentre outras medidas. O TCC foi um importante passo dado pela Administração Pública, em acordo com a Petrobras, em direção à abertura e à promoção da concorrência no mercado de gás natural brasileiro.

138. No âmbito do acompanhamento da abertura do mercado pelo CMGN, o MME publica em seu sítio eletrônico relatórios trimestrais contendo diversas informações atualizadas sobre o processo. Especificamente quanto ao andamento dos compromissos assumidos no TCC, vejamos na Figura 7 abaixo as informações apresentadas do relatório referente ao primeiro trimestre de 2021:

FIGURA 7 – Monitoramento do TCC Cade/Petrobras – 1º trimestre de 2021

TCC CADE/PETROBRAS						
Legenda:						
	Concluído					
	Em andamento					
1. Promoção da independência e alienação das participações societárias						
Ativo	Indicação de Conselheiros Independentes	Divulgação de Teaser	Início da Fase não Vinculante	Início da Fase Vinculante	Assinatura dos Contratos	Fechamento da Operação
NTS (10%)						
TAG (10%)						
TBG (51%)						
Gaspetro (51%)						
2. Acesso de terceiros a infraestruturas essenciais						
Ativo	Avaliação de Pendências Tributárias	Disponibilização de Minuta de Contrato	Acesso não discriminatório a Terceiros			
Gasodutos de Escoamento						
Unidades de Processamento						
3. Arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL						
Ativo	Pré qualificação dos interessados (pré-edital)	Publicação do edital	Realização do processo de concorrência	Assinatura dos Contratos		
Terminal da Bahia*						
4. Demais Compromissos						
Indicação dos volumes de injeção, retirada máxima e consumo próprio			Adequações nos contratos de transporte vigentes			
Apresentação de informações da Petrobras				TAG		
Análise das informações pelos transportadores				NTS		
Declínio do direito de exclusividade nos gasodutos de transporte existentes						
Alteração contratual para possibilitar saída unilateral do vendedor de gás para ativos em desinvestimento (etapa contínua)						
Não contratar volumes de gás de terceiros (etapa contínua)						

5. Consolidado: 23 etapas concluídas* das 41 etapas previstas (56,1% concluído, 43,9% em andamento).

* O processo licitatório para o arrendamento do Terminal de GNL da Bahia foi encerrado em 18 de dezembro de 2020, sem vencedores no certame licitatório. Posteriormente foi publicada e concluída nova etapa de pré-qualificação de interessados. ([Petrobras](#)) ([Petrobras](#))

Fonte: Relatório Trimestral de Acompanhamento da Abertura do Mercado de Gás Natural Número 7 – CMGN – 1º Trimestre de 2021.

139. Especificamente quanto ao tema do acesso de terceiros a infraestruturas essenciais, é importante ressaltar aqui que ele foi objeto de achado da auditoria sobre a estratégia da Petrobras para o setor de gás natural, realizada no âmbito do TC 002.279/2020-7. O tópico será apresentado em maiores detalhes no item IV.1.

III.3.2 Precificação do gás natural

140. Durante a realização da fiscalização no âmbito do TC 002.279/2020-7, que buscou investigar a estratégia de investimentos da Petrobras no mercado de gás natural face as diretrizes governamentais de promoção da concorrência, realizou-se procedimento de auditoria que indagava se a estratégia de precificação do gás natural realizada pela Companhia seria adequada a um mercado em livre concorrência.

141. A Petrobras havia informado que a formação de seus preços para o gás natural seria consequência de um processo de decisão englobando desde estudos prévios de mercado à análise de riscos associados, perpassando pela escolha de parâmetros, eficiência na atuação, pressões do cenário externo, dentre outros, até o alcance da decisão final.

142. Enquanto a venda do gás para o setor termelétrico segue um contexto de demanda ditada pelas políticas de integração energética e modicidade de tarifa de energia elétrica, o mercado não-termelétrico, composto pela demanda das Companhias Distribuidoras Locais – CDLs, refinarias e fábricas de fertilizantes, tem como característica uma demanda firme, e mais adequada ao perfil das fontes de oferta da Petrobras oriundas de campos onshore, offshore e contratos de longo prazo com a Bolívia.

143. Dadas as características peculiares do mercado termelétrico e tendo em vista que a Petrobras tem como objetivo estratégico atrelar a sua produção firme à demanda firme das CDLs, para fins de avaliação da política de preços da Petrobras, considerou-se apenas a visão do mercado não-termelétrico, ou seja, a venda do gás pela Petrobras para as CDLs, refinarias e fábricas de fertilizantes.

144. Sob uma perspectiva histórica, antes da quebra do monopólio em 1994, o preço do gás natural foi definido pelo Governo, considerando a equivalência energética, de maneira que o gás se mantivesse competitivo em relação ao óleo combustível. A partir de 2002, o preço do gás natural nacional foi liberado e, com o objetivo de expandir a base de consumo e o desenvolvimento do mercado, a Petrobras manteve até 2007 a prática dos preços de venda do gás nacional inferiores ou iguais aos definidos pelo governo para o monopólio.

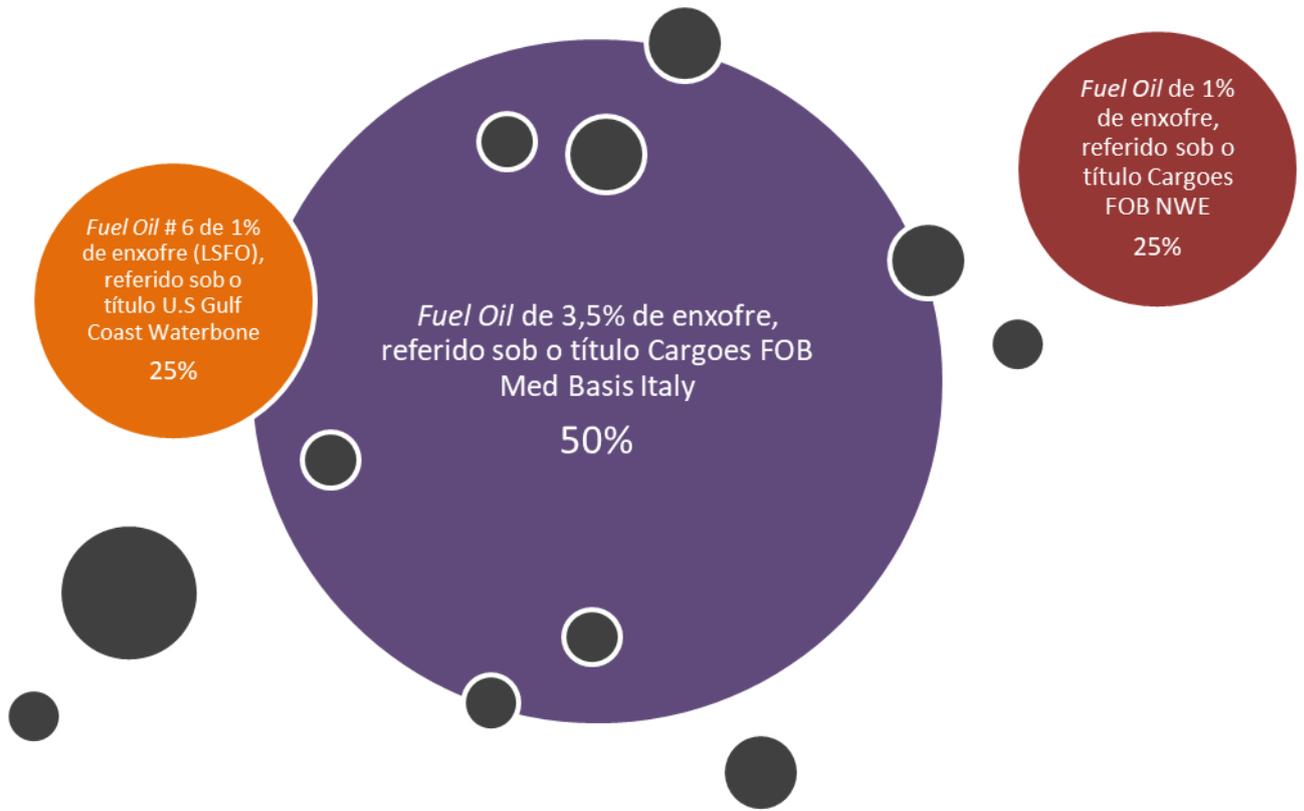
145. A partir de 2007, passou a vigorar a Nova Política de Preços – NPP para qualquer volume de venda de gás natural dentro da malha integrada. Segundo a Petrobras, essa política foi fundamentada pela necessidade de adequação dos preços à nova realidade de balanço de oferta e demanda e expectativa do Brasil tornar-se importador de Gás Natural Liquefeito – GNL, cujos preços se situavam, a época, acima dos praticados no mercado brasileiro. Adicionalmente, identificou-se a necessidade de remuneração dos custos dos investimentos na produção e na integração da malha de transporte para atendimento à crescente demanda.

146. Nesse momento, a Petrobras passou a desassociar o preço da origem física do gás refletindo a gestão do seu portfólio de ofertas (produção interna, gás boliviano e GNL) para garantir o fornecimento e objetivando a manutenção da competitividade em relação ao preço do seu principal substituto energético para o segmento industrial: o óleo combustível.

147. Assim, com o advento da Lei do Gás em 2009 e após o término da vigência das portarias que regiam o preço do gás natural, a Petrobras passou a trabalhar com dois tipos de contrato para a venda do gás para as CDLs: Transportation Capacity Quantity – TCQ e Nova Política de Preços – NPP.

148. No NPP, o preço do gás na data-base do contrato firmado junto às CDLs era reajustado trimestralmente pela variação de indexadores atrelados a três óleos combustíveis com cotação internacional, como vemos na Figura 8 abaixo:

Figura 8 – Peso dos Óleos combustíveis na fórmula de reajuste dos preços



Fonte: Elaboração própria.

149. Em agosto de 2018, no contexto de discussões acerca de um novo marco legal para o setor de gás, doze CDLs lançaram editais de chamada pública objetivando o recebimento de propostas não vinculantes de suprimento de gás natural, independentemente de origem (onshore, offshore, GNL, biogás), em um volume aproximado de 15 MM m³/dia.

150. Nesse novo contexto, a Petrobras montou uma estratégia para oferta do seu gás natural às CDLs. A companhia, que até 2019 tinha preços de gás vinculados a uma cesta de derivados, realizou estudo para indexação ao Brent (preço de referência de barril de petróleo no mercado internacional) nos contratos no âmbito do Novo Mercado de Gás. A Petrobras temia que os preços vinculados à cesta de derivados fossem fortemente impactados pela decisão da International Maritime Organization (IMO) de redução do teor máximo de enxofre dos combustíveis marítimos (bunker) de 3,5% para 0,5% a partir de 2020, decisão denominada IMO 2020, gerando grande perda de receita.

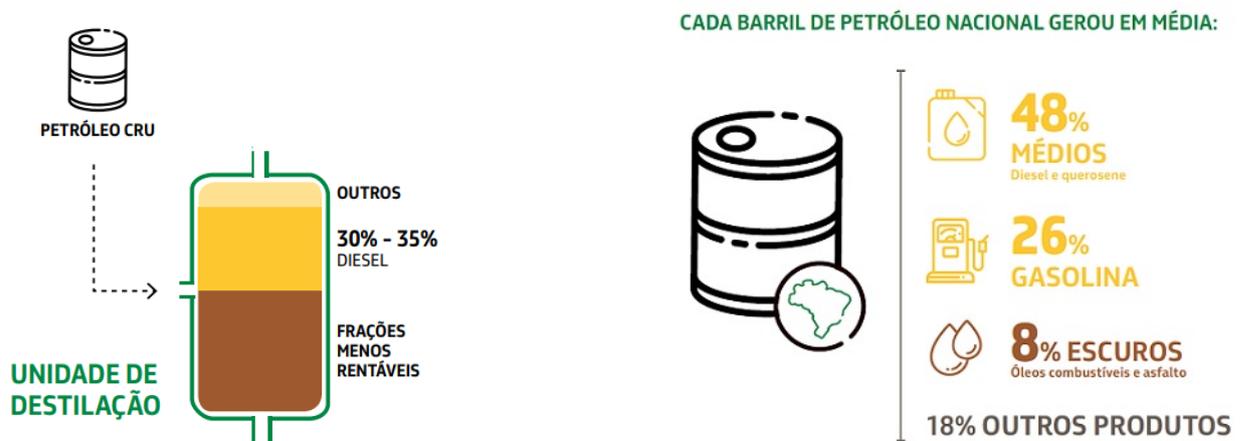
151. Para a estatal, a indexação com base em um percentual do Brent não representaria alteração no nível médio de preços percebidos pelos clientes em comparação com os preços indexados à cesta de óleos combustíveis. Quanto a esse ponto, a formação de preços da Petrobras para o gás é descolada do seu custo, cobrando-se do consumidor, a partir do custo de oportunidade, o maior preço no qual ele esteja disposto a pagar em substituição a outros energéticos.

152. A lógica na utilização da paridade de preços, primeiro a uma cesta de óleos combustíveis, e, agora, a um percentual do barril de petróleo Brent, em detrimento da utilização de uma referência de preços baseada em contratos de gás, foi a de adotar fórmulas paramétricas que atrelassem os preços do gás de maneira competitiva aos seus combustíveis concorrentes, até,

segundo a Petrobras, que o mercado atingisse um grau de desenvolvimento que possibilitasse a formação de preços pela competição gás-gás.

153. Outra auditoria realizada por esta SeinfraPetróleo com objetivo de verificar a composição dos custos do refino de combustíveis da Petrobras, no âmbito do TC 039.898/2020-2, traz à luz que o rendimento do seu parque de refino para cada derivado produzido impacta a margem de lucro auferida pela companhia, devido à impossibilidade de se produzir apenas um derivado específico a partir do barril de petróleo. Ao mesmo tempo em que são refinados derivados de alto valor agregado, como a gasolina, diesel ou querosene de aviação, obrigatoriamente parte do barril de petróleo resulta em subprodutos de baixíssimo valor que reduzem as margens de lucro, dentre eles, o óleo combustível (Figura 9).

Figura 9 – Rendimento dos derivados nas refinarias da Petrobras



Fonte: Petrobras (<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/entenda-como-e-definida-a-quantidade-de-petroleo-processada-em-nossas-refinarias.htm>)

154. Assim, dentro do planejamento operacional do segmento, a área responsável pelo refino da Petrobras, a fim de maximizar o valor econômico a ser gerado, deve definir algumas premissas como tamanho do estoque dos derivados, volume de vendas, onde manter o estoque e como movimentá-lo ao cliente final. É nesse contexto que a companhia deve priorizar a venda de dois de seus energéticos substituíveis: o gás natural, o qual pode ser reinjetado nos campos aumentando o fator de recuperação do campo ou simplesmente não ser adquirido no mercado e; o óleo combustível, subproduto gerado no processo de refino com objetivo de se obter derivados mais nobres.

155. No caso de alta do preço do barril de petróleo, o óleo combustível, derivado de menor valor agregado do processo de refino, também tem seu preço majorado, o que faria com que perdesse competitividade perante o seu substituto, o gás natural. Contudo, ao se manter a vinculação dos preços do gás ao barril de petróleo, estes seriam também majorados, mantendo a posição do óleo combustível como substituto competitivo em relação ao gás.

156. Voltando ao TC 002.279/2020-7, a SeinfraPetróleo identificou que, quando a Petrobras apresentou a nova metodologia de indexação ao mercado, seus principais clientes pleitearam para que o preço a ser cobrado do gás natural nos novos contratos fosse atrelado à cotação do gás natural em mercados internacionais – GNL, ao invés de diretamente relacionado ao Brent. Apesar do pleito, a estatal optou por manter a sua estratégia de vinculação ao Brent ao justificar que os preços de compra e venda de GNL apresentariam relação estável com a cotação do petróleo, ainda que sujeitos a sazonalidades.

157. Ocorre que, de acordo com o estudo da EPE “Informe: Mercado Internacional de GNL”, publicado em 2019, o mercado de GNL segue crescendo de forma acelerada. Na última década, o GNL trouxe características de comoditização do gás natural, resultando em um descolamento do comportamento dos preços atuais do GNL e do petróleo. Ao mesmo tempo, o estudo avalia que “o GNL tende a manter menores preços devido à sobreoferta, aos elevados níveis de estoque e à menor demanda. A diferença de tendência de preços entre os energéticos pode acentuar uma possível independência entre GNL e óleo”.

158. A EPE concluiu que o crescente interesse em compras no mercado spot em detrimento de contratos de longo prazo permite maior flexibilização de destinação das cargas e utilização de contratos com referências de preços baseados na relação gás-gás, preços estes vinculados ao custo da produção.

159. Tendo em vista essa alteração na lógica do mercado de gás, não é mais possível dizer que o gás natural é um produto regional. Assim, a partir dos boletins mensais de acompanhamento da indústria do gás natural publicados pelo MME, a SeinfraPetróleo verificou que, a partir de dezembro de 2018, em consonância com o estudo da EPE, o comportamento do preço Spot (FOB) descolou do preço do gás cobrado das CDLs nos contratos NPP Modalidade Firme e do Gás da Bolívia (atrelados à cesta de óleos).

160. Ao mesmo tempo, segundo análise empreendida naquele TC, houve redução de mais de 60% no preço do gás na Alemanha e no Reino Unido, acompanhando a entrada dos EUA no mercado de exportação de GNL. Isso acentua o descolamento do comportamento do preço do gás em relação ao óleo, assim como ocorrido nos EUA com o advento do shale gas. A unidade técnica, contudo, não analisou o comportamento das commodities a partir do advento da pandemia de COVID-19.

161. Concluiu-se que, enquanto os preços atrelados ao barril de petróleo e cestas de derivados apresentam grande volatilidade, as referências internacionais de hubs de gás possuem comportamento distinto, tendendo a menores oscilações, sendo essas diretamente relacionadas à disponibilidade de gás no mercado spot.

162. Em 20/5/2020, ainda na fase de execução da auditoria realizada no âmbito do TC 002.279/2020-7, a estatal expressou que em mercados de gás natural em fases iniciais ou intermediárias de desenvolvimento, como o brasileiro, não haveria transações em quantidade suficiente para que este fosse definido através da competição gás-gás.

163. Discordando do posicionamento da Petrobras, a partir da análise realizada quanto à estratégia de precificação do gás natural pela empresa, a equipe concluiu que, apesar de agir de acordo com os seus princípios econômicos de maximização dos resultados em prol dos acionistas, a estatal o faz em detrimento de uma maior disponibilização do gás natural e, conseqüentemente, do desenvolvimento de um mercado de gás natural competitivo.

164. Quanto a esse ponto em específico, ainda que não tenha sido gerado um achado de auditoria, propôs-se como encaminhamento dar conhecimento aos formuladores de políticas com o objetivo de avaliarem em qual medida a política de preço da Petrobras promoveria a competição almejada, e conseqüente redução nos preços e estímulo da demanda.

165. Considerando o ciclo de uma auditoria operacional, a equipe de auditoria encaminhou cópia do relatório preliminar à Petrobras, ao MME e à ANP para o cumprimento da fase de comentários dos gestores. Em 16/12/2020, a equipe de gás natural da Petrobras solicitou reunião para prestar esclarecimentos e opinar sobre uma construção participativa das deliberações, em atendimento à Resolução-TCU 315/2020. Em tal reunião, a gerência demonstrou à equipe de auditoria preocupação quanto às análises empreendidas no relatório, solicitando adicional sigilo a

algumas informações e afirmando não concordar com o entendimento da equipe de que a Petrobras estaria agindo em desfavor da abertura do mercado.

166. Impende ressaltar que, na documentação da Petrobras que contém estudo quanto ao modelo de precificação do gás para os contratos do Novo Mercado de Gás (peça 11, TC 002.279/2020-7), a Companhia identificou, em sua matriz de riscos, severidade muito alta quanto à ameaça do “risco de imagem devido à percepção pelos públicos de interesse de que o posicionamento da Petrobras é incoerente com a iniciativa ‘Gás para crescer’”.

167. A Companhia, após solicitar prazo adicional para emitir suas considerações quanto ao relatório preliminar, encaminhou seus comentários na peça 81, nos quais, quanto ao ponto específico de precificação do gás natural, informa que, de maneira a aprimorar constantemente suas estratégias comerciais, passaria a ofertar ao mercado também, além da indexação ao Brent, a possibilidade de indexação ao Henry Hub para contratação do gás a partir de 2022.

168. No dia 5/4/2021, a Petrobras publicou, em seu canal de Relações com Investidores, comunicado no qual informou aumento nos preços de venda de gás natural para as distribuidoras de 39%, em R\$/m³, com relação ao último trimestre. A Petrobras explicou que a variação decorreu da aplicação das fórmulas dos contratos de fornecimento que vinculam o preço à cotação do petróleo e à taxa de câmbio, seguindo a tendência de alta das commodities globais.

169. Ato contínuo, em pronunciamento da unidade exarado em 6/4/2021, o titular da SeinfraPetróleo submeteu os autos do TC 002.279/2020-7 ao gabinete do ministro relator, ressaltando, quanto ao reajuste nos preços do gás em função da variação do preço do Brent:

Quanto a esse ponto específico, a equipe apontou inconsistências na vinculação dos preços à referência do barril de petróleo Brent para venda de gás às Companhias Distribuidoras Locais – CDLs. Concluiu-se que enquanto os preços atrelados ao barril de petróleo e cestas de derivados apresentam grande volatilidade, as referências internacionais de hubs de gás possuem comportamento distinto, tendendo a menores oscilações, sendo essas diretamente relacionadas à disponibilidade de gás no mercado.

170. Finalmente, em 3/5/2021, a Petrobras publicou comunicado, novamente em seu canal de Relação com Investidores, informando o lançamento de novo modelo contratual para venda de gás natural às distribuidoras, agora indexado aos preços do Henry Hub. Segundo a companhia, tal referência é amplamente utilizada e serviria de benchmark para novos projetos de liquefação nos EUA.

171. A empresa acrescentou que os estudos dos novos modelos contratuais teriam sido iniciados em 2020, motivados “pela perspectiva de um ambiente de maior concorrência, onde a Petrobras busca ofertar produtos e soluções com maior competitividade, com objetivo de maximizar os resultados da companhia”. A Companhia defendeu que, a partir de 2016, o Henry Hub passou a ser amplamente utilizado como referência em novos contratos internacionais de longo prazo de GNL oriundo dos EUA. Além disso, afirma que o escolheu como indexador gás-gás por ser essa “uma referência mais estável e previsível, e que, portanto, oferecerá uma opção adicional para os clientes que valorizem esses atributos”.

172. A Petrobras conclui afirmando que seus clientes terão liberdade de escolha, já que a indexação da parcela da molécula poderá ser feita com as duas opções: indexador gás-gás (Henry-Hub) e ao petróleo Brent. Além disso, essa opção gás-gás seria oferecida aos contratos ainda vigentes, que associavam os preços da molécula do gás à cotação Brent, que passaram a vigorar em janeiro de 2020 no contexto do Novo Mercado de Gás.

III.4 Empresa de Pesquisa Energética

173. *A Empresa de Pesquisa Energética – EPE é uma empresa pública federal que tem por finalidade prestar serviços ao Ministério de Minas e Energia (MME) na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, cobrindo energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados e biocombustíveis. A EPE foi criada com o objetivo de resgatar a responsabilidade constitucional do Estado nacional em assegurar as bases para o desenvolvimento sustentável da infraestrutura energética do país. A partir de sua criação, a atuação da EPE consolidou-se como parte fundamental de um ciclo de atividades que se inicia com as definições de políticas e diretrizes no âmbito do CNPE – Conselho Nacional de Política Energética e do MME. A partir dessas definições materializam-se os estudos e as pesquisas que irão efetivamente orientar o desenvolvimento do setor energético brasileiro.*

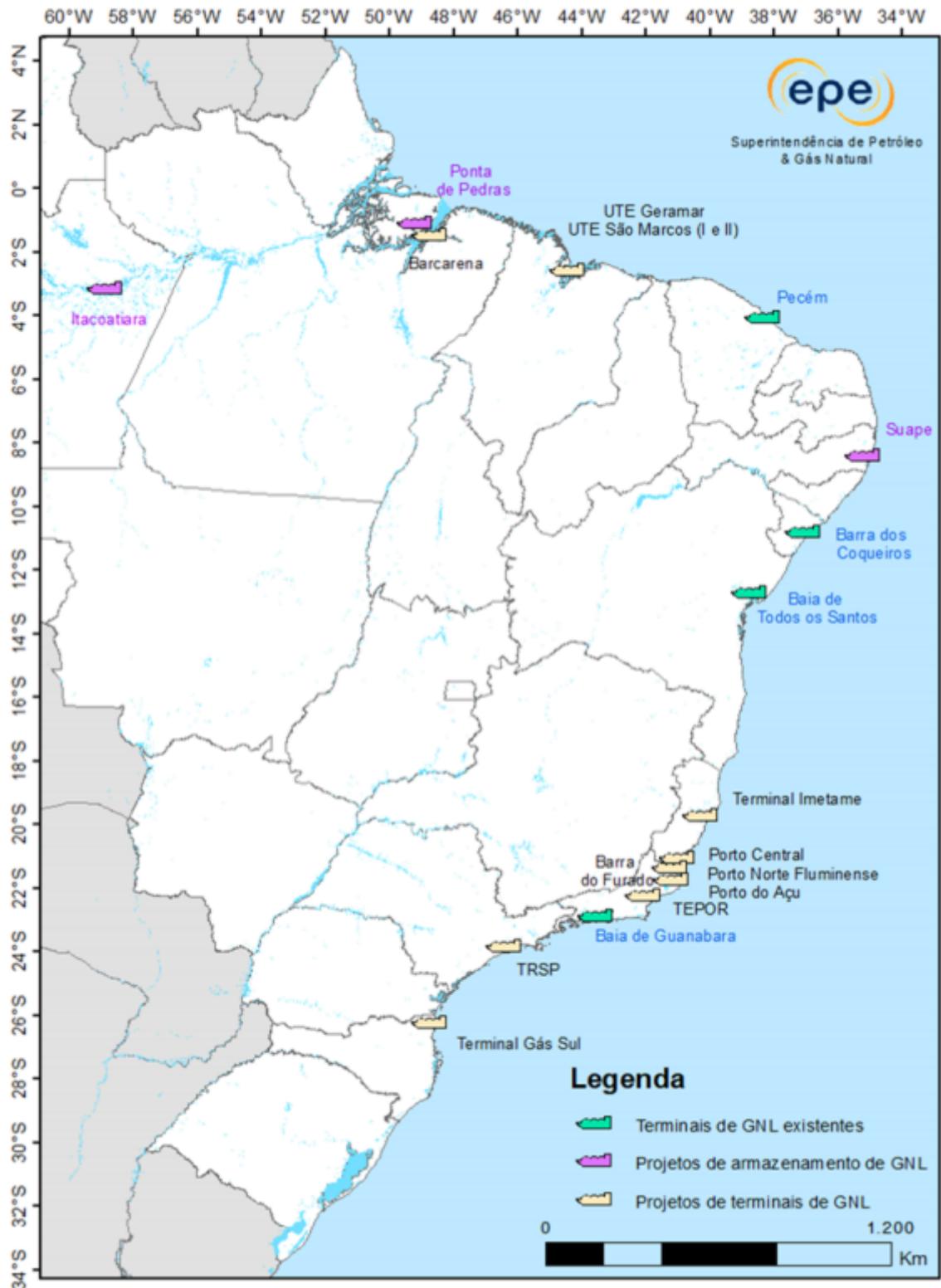
174. *Dentre os estudos e pesquisas que contribuíram para a discussão recente acerca da abertura do mercado de gás natural, destacam-se:*

- a) *Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal (março de 2020);*
- b) *Nota Técnica – Terminais de GNL no Brasil – Panorama dos Principais projetos – Ciclo 2019-2020 (outubro de 2020);*
- c) *PIPE - Plano Indicativo de Processamento e escoamento de Gás Natural (novembro de 2019);*
- d) *PIG - Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2020 (novembro de 2020).*

175. *O Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal tem como foco o aumento do aproveitamento e da participação do gás natural do pré-sal na matriz energética do país. A EPE afirma que a motivação para o desenvolvimento deste estudo foi a forte tendência de alta dos níveis de reinjeção do gás natural dos reservatórios do pré-sal nos últimos anos e a expectativa de aumento considerável desses volumes no futuro. O estudo identifica os principais fatores que atuam como dificultadores para o aumento do aproveitamento comercial do gás do pré-sal, assim como aponta possíveis linhas de ação governamental de incentivo e de cunho regulatório, que visam atrair novos investimentos para o setor nos próximos anos. Uma análise mais detida desse estudo foi realizada no âmbito da fiscalização sobre a estratégia da Petrobras para o gás natural (TC 002.279/2020-7).*

176. *A Nota Técnica sobre terminais de GNL apresenta panoramas dos principais projetos de terminais de GNL em estudo no Brasil, com foco no atual estágio de maturidade de cada empreendimento. Vejamos na Figura 10 abaixo a distribuição dos projetos analisados, sendo três na Região Norte, três no Nordeste, sete no Sudeste e um no Sul do País:*

Figura 10 – Mapa de localização dos projetos de GNL no Brasil

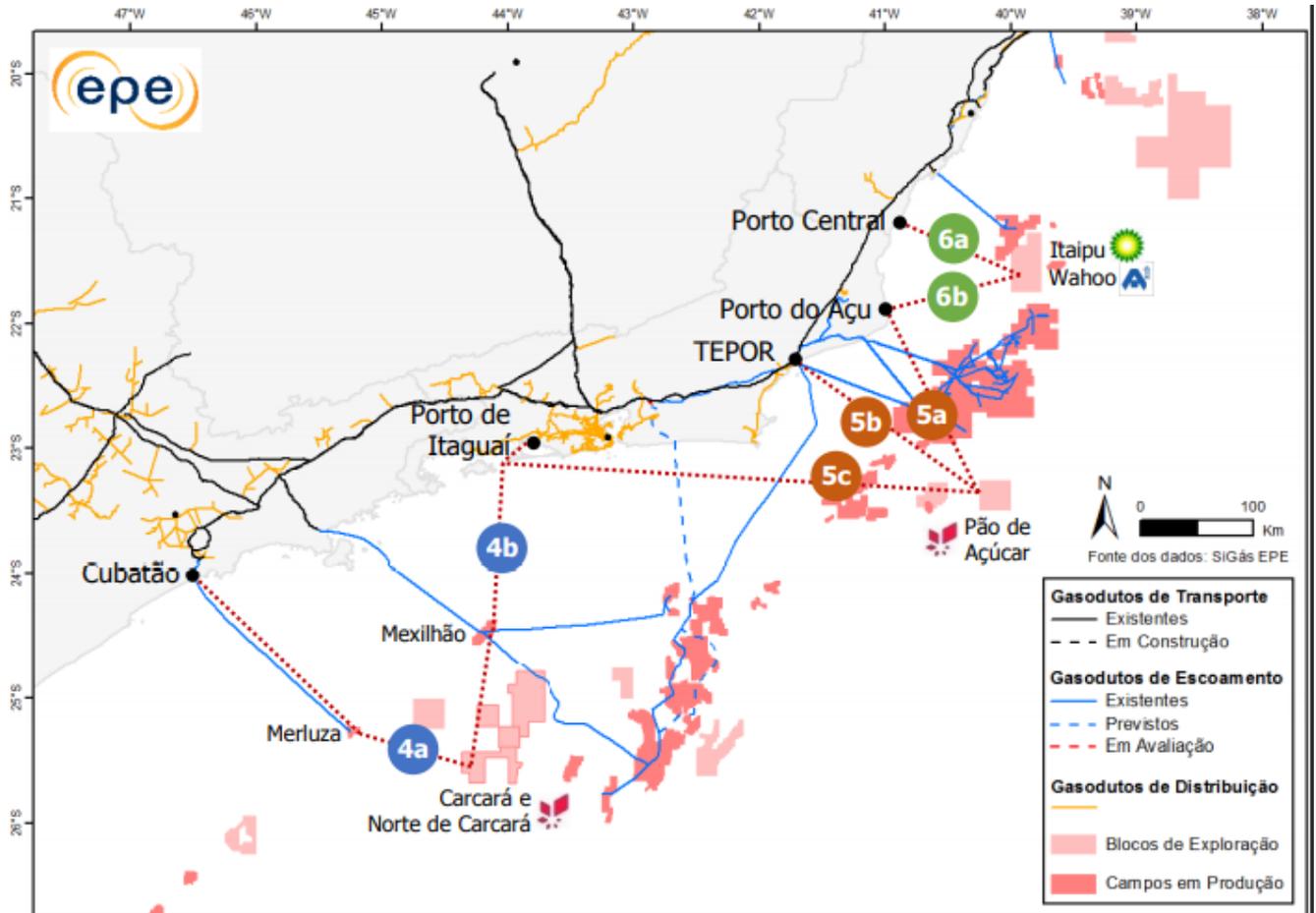


Fonte: EPE.

177. O PIPE (Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural) apresenta os projetos de UPGNs e gasodutos de escoamento previstos e indicativos, além de avaliar os impactos do desenvolvimento destes projetos em termos de investimentos, empregos e arrecadação de royalties. A título de ilustração desses projetos indicativos, vejamos abaixo na Figura 11 as

alternativas de novos gasodutos de escoamento estudadas no PIPE para as Bacias de Santos e Campos:

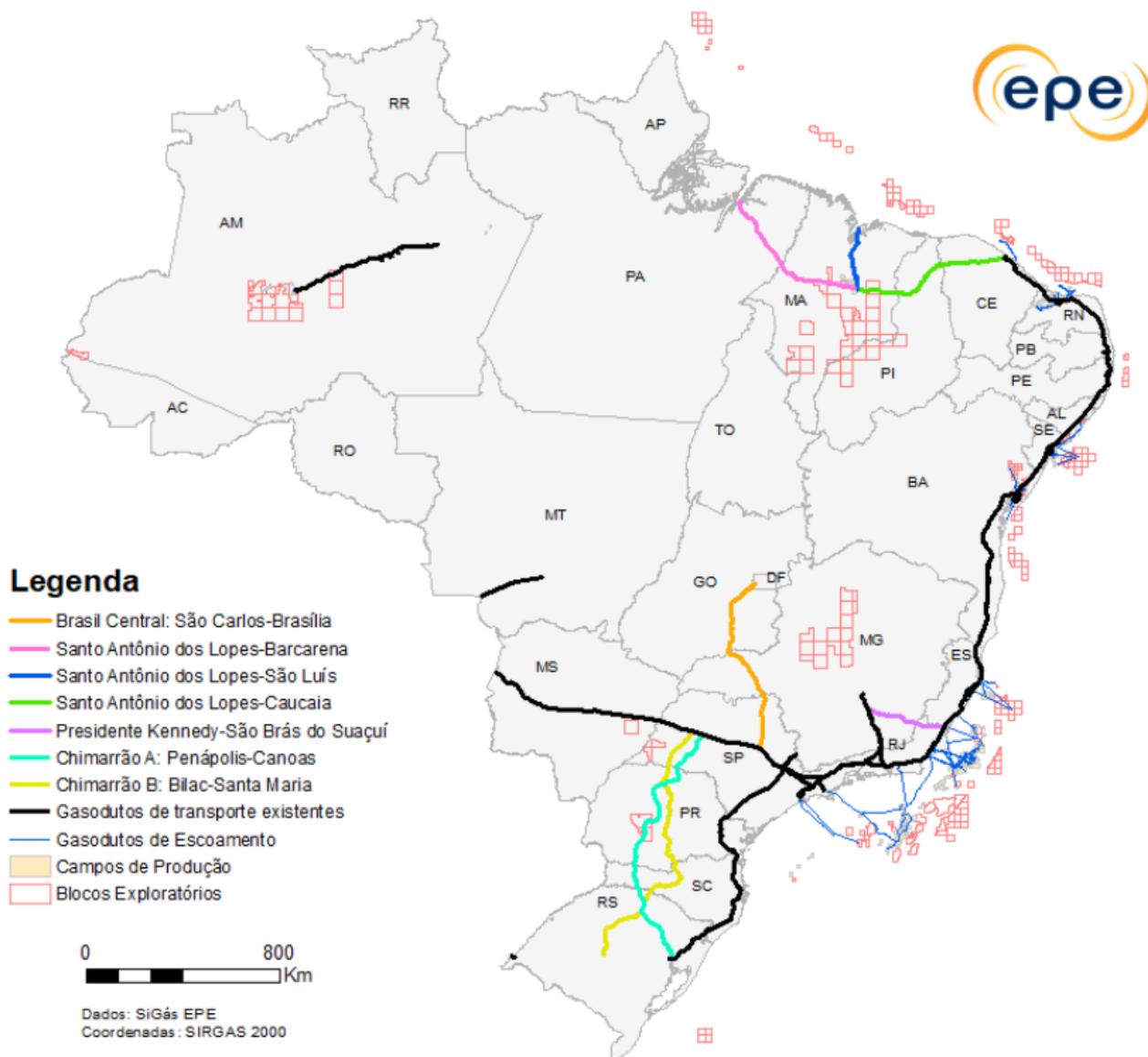
Figura 11 – Alternativas para novos gasodutos de escoamento nas Bacias de Santos e Campos



Fonte: EPE.

178. Por sua vez, o PIG (Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte) trata das oportunidades de investimento em gasoduto de transporte no País. As alternativas apresentadas nesse estudo englobam a conexão de novas ofertas ao Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN), a conexão do STGN a novas áreas ainda não atendidas por gás natural e a conexão de ofertas e demandas isoladas entre si. A Figura 12 ilustra o traçado de todos os novos gasodutos indicativos constantes do PIG 2020:

Figura 12 – Indicação de novos gasodutos de transporte constantes do PIG 2020



Fonte: EPE.

III.5 Conclusão do Item III

179. Como vimos no item II.4, a ANP está responsável pela regulação de um número considerável de tópicos relacionados ao gás natural. Verificou-se que as datas previstas para conclusão de certos tópicos já foram postergadas algumas vezes. Conforme a própria Agência, a reorganização das demandas se justifica pelo impacto nos cronogramas causado pela pandemia de COVID-19.

180. Quanto à adoção das medidas recomendadas no Manual de Boas Práticas Regulatórias pelos Estados e Distrito Federal, entende-se que deverão ser acompanhadas tanto pela ANP quanto pelo MME, quer seja no âmbito do CMGN ou não. Além disso, considera-se que a própria atuação do CMGN deva ser objeto de acompanhamento do TCU, inclusive a sua autoavaliação, eis que tem como atribuição monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural e propor ao CNPE eventuais medidas complementares.

181. Além disso, embora alguns temas relatados no item III.1 demonstrem estar bem endereçados, como a promoção da transparência e a edição do Manual de Boas Práticas Regulatórias, outros ainda demandam atenção, como veremos no item IV a seguir.

IV. PONTOS DE ATENÇÃO

IV.1 Acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais

182. Uma das principais diretrizes do processo de abertura do mercado de gás natural é a que trata do acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais, como gasodutos de escoamento, unidades de processamento e terminais de GNL. No âmbito da auditoria sobre a estratégia da Petrobras para o setor (TC 002.279/2020-7), constatou-se que, em contrariedade às diretrizes da Resolução CNPE 16/2019 e do TCC assinado com o CADE, a Petrobras beneficiou determinadas empresas nas negociações de contratos de compartilhamento dessas infraestruturas.

183. A equipe de auditoria levantou informações no sentido de que as negociações da Petrobras para acesso a infraestruturas essenciais, bem como as informações disponibilizadas ao mercado, se deram em prazos distintos para diferentes atores, o que gerou assimetria de informações e favorecimento de determinadas empresas, em contrariedade aos termos acordados de concessão de acesso “não discriminatório”. Verificou-se ainda, que carece de detalhamento as condições de preferência para o instituto do “direito do proprietário”, a cargo da ANP.

184. Com a sanção da Nova Lei do Gás, o acesso não discriminatório e negociado às infraestruturas essenciais foi finalmente alçado a nível legal. O art. 28 dessa lei delega à ANP a regulação da matéria. Como vimos no item II.4.7, a ANP postergou o início da ação regulatória sobre “Códigos Comuns de Acesso” para 2022. Além disso, foi visto no item III.1.2 que a Agência instituiu Grupo de Trabalho em setembro de 2020 para tratamento do tema. Porém, até o momento de sua comunicação ao TCU o GT não havia sido concluído. Devido à grande urgência e relevância do tema para a promoção da concorrência no mercado de gás natural, esta unidade técnica deverá continuar a acompanhar e tratar do assunto em próximas oportunidades.

IV.2 Ausência de oferta de serviço de flexibilidade

185. Assim como no caso do item anterior, depreendeu-se dos procedimentos realizados no âmbito do TC 002.279/2020-7 um achado de auditoria referente à ausência de oferta de serviço de flexibilidade pelo agente monopolista.

186. Nessa oportunidade, a equipe de auditoria verificou que a modalidade de todos os produtos oferecidos pela Petrobras para os contratos do Novo Mercado de Gás é do tipo firme inflexível, com a parcela da molécula atrelada ao Brent. A empresa não apresentou nenhum tipo de proposta na modalidade flexível. Aprofundando-se no tema, a equipe de auditoria não encontrou oferta de qualquer tipo de produto de flexibilidade pela Companhia ao mercado não termelétrico. Tal questão se mostrou de extrema relevância quando se observa o resultado fracassado da primeira chamada pública da TBG que tinha objetivo de introdução de novos atores, no âmbito das iniciativas para a abertura do mercado de gás.

187. Demonstrou-se que, ainda que os potenciais compradores de gás desejassem a diversificação de atores e preços mais baratos, o apetite ao risco não foi suficiente para mitigar as incertezas e a falta de flexibilidade na garantia do suprimento do gás natural, que apenas poderia ser fornecida pela Petrobras, única carregadora vencedora da licitação. Tal questão é de tamanha relevância que a resolução CNPE 16/2019 expressou, como interesse da política energética nacional, que a Petrobras oferecesse serviços de flexibilidade durante o período de transição para o mercado aberto, o que atualmente não é feito.

188. Verificou-se haver uma lacuna normativa e regulatória para tratar dos contornos do atendimento ao disposto na resolução, o que prejudica a almejada diversificação de atores no

mercado de gás natural e o alcance dos objetivos da política pública do Novo Mercado de Gás. Ao ser questionada pelo TCU, a ANP não apresentou solução específica para o tema, como visto no item III.1.1. Por sua vez, o MME afirmou que o CMGN colocou o tema para análise mais aprofundada no planejamento de 2021, da qual podem derivar propostas de medidas complementares, caso necessário.

189. Tendo em vista a falta de solução imediata para essa questão, entende-se que o Tribunal deverá retornar a analisar a matéria em oportunidades futuras.

IV.3 Reinjeção

190. No decorrer da auditoria sobre a estratégia da Petrobras realizada no âmbito do TC 002.279/2020-7, verificou-se, com base em informações da EPE e da Petrobras, que apesar de um crescimento contínuo da produção bruta de gás natural nacional, as previsões para o horizonte decenal apontam tendência de maior estabilidade na produção líquida. Entende-se por produção líquida o volume de gás efetivamente disponibilizado para as UPGNs, e seu valor é obtido subtraindo da produção bruta as quantidades referentes à reinjeção, ao consumo interno da FPSO e a perdas ou queima de gás.

191. Observou-se naquele relatório que a maior parte da produção nacional que não é disponibilizada ao mercado é reintroduzida no subsolo por meio da chamada reinjeção. Dentre as razões que levam os operadores a praticar a reinjeção estão o alto teor de contaminantes, a necessidade de manutenção da pressão no reservatório e o aumento da recuperação final do petróleo.

192. Após a execução dos procedimentos de auditoria, verificou-se que, nas projeções da Petrobras para 2030, praticamente toda a produção de CO₂, que representa cerca de um terço da quantidade total de gás da amostra analisada, será reinjetada. Já quanto aos hidrocarbonetos, a quantidade a ser reinjetada em 2030 representa cerca de metade do total que deverá ser produzido.

193. Observou-se ainda que, na estimativa da EPE para os próximos quatro anos, haveria um volume de cerca de 25 MM m³/dia de gás natural que poderia ser disponibilizado ao mercado caso houvesse viabilidade de exportação. Portanto, além das justificativas técnicas já citadas (alto teor de CO₂ e manutenção da pressão dos reservatórios), a EPE afirma haver uma terceira razão para os altos níveis de reinjeção: a ausência de infraestrutura adequada para processamento e escoamento do gás natural, cujos investimentos necessários à adequação não representam a melhor opção financeira para os projetos. Além disso, a relação de oferta e demanda do mercado brasileiro é citada como entrave para o melhor aproveitamento do gás natural. Como a oferta do gás associado do Pré-Sal é firme, a inexistência de demanda firme na outra ponta desestimularia os investimentos em escoamento, restando a reinjeção como a opção economicamente mais viável.

194. Na peça de comentários da Petrobras ao relatório preliminar, a empresa afirma que a EPE não considerou a necessidade de reinjeção para aumento do fator de recuperação de óleo no cálculo do valor de 25 MM m³/dia. Além disso, a companhia diz que, após a entrada em operação da Rota 3, não haveria restrição de infraestrutura no horizonte dos projetos de produção em andamento.

195. Por todo o exposto naquele relatório, a equipe de auditoria concluiu que o alto nível de reinjeção praticado no país é resultado de um somatório de diversos fatores técnicos, econômicos e de relações de mercado. Pela relevância do tópico para o desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro, e considerando que não fez parte do escopo deste relatório parcial retornar a esta matéria, propõe-se que essa unidade técnica volte a tratar dessa questão em momento posterior do presente acompanhamento.

IV.4 Harmonização das regulações federal e estaduais

196. Como vimos no item II.3.1, o tema do conflito entre o desenvolvimento de um mercado livre de gás natural em âmbito federal e o monopólio estadual das distribuidoras é central à discussão da abertura do setor. Foram citados diversos exemplos que ilustram o fato de que a falta de clareza na distinção entre os serviços de transporte, comercialização e distribuição tem o potencial de onerar os consumidores, prejudicar a concorrência e até mesmo impedir a expansão da malha de gasodutos.

197. Embora a Nova Lei do Gás tenha definido limites mais claros entre essas esferas e reforçado as competências da ANP para regular a comercialização dos mercados atacadista e varejista, a autonomia dos estados para determinar os limites mínimos para consumo livre exige que se volte a atenção para as iniciativas de harmonização das regulações estaduais.

198. No item III.2.6, constatamos que havia uma proposta de Lei Complementar do Governo Federal que estabelecia a adoção de reformas estruturantes nas regulações estaduais sobre gás canalizado em contrapartida a medidas para promoção de equilíbrio fiscal. Entretanto, o dispositivo que tratava dessas medidas foi excluído após tramitação no Congresso Nacional.

199. Já no item III.1.4, verificamos que foi publicado em abril de 2021, no âmbito do CMGN, um Manual de Boas Práticas Regulatórias endereçado aos serviços locais de gás canalizado. O Manual contém princípios e orientações quanto a estrutura tarifária, transparência de contratos e a efetiva separação entre diferentes atividades, dentre outros. Tendo em vista o curto espaço de tempo, não foi possível aqui verificar qualquer resultado positivo em decorrência da publicação deste manual. Sendo assim, tendo em vista a centralidade e importância deste tópico para a abertura efetiva do mercado, entende-se que o tema deve ser objeto de contínua atenção por parte dessa Corte de Contas.

IV.5 Próximos passos

200. Nos itens anteriores, foram elencados os principais pontos de atenção que, na visão da equipe de auditoria, deverão ser objeto de acompanhamento por essa unidade técnica nos próximos anos. Não obstante, há vários outros tópicos que também demandarão acompanhamento, como, por exemplo os diversos itens que compõem a Agenda Regulatória da ANP e o andamento do TCC CADE/Petrobras.

201. A fim de visualizar em uma linha do tempo os próximos passos que serão dados pelos diversos agentes, vejamos abaixo na Tabela 1 os principais marcos previstos para o ano de 2021 e início de 2022:

TABELA 1 – Previsão das próximas ações em prol da abertura do mercado de gás natural

JUN/21	<i>Novo prazo acordado entre CADE e Petrobras para conclusão do processo de venda da Gaspetro.</i>
JUL/21	<i>Prazo previsto pela ANP para fim da ação regulatória sobre Gás Natural Comprimido (GNC) e Gás Natural Liquefeito (GNL).</i>
OUT/21	<i>Prazo anteriormente previsto pela ANP para início da ação regulatória sobre Serviço de Transporte de Gás Natural. Agência informa que início da ação foi postergada para 2022.</i>
NOV/21	<i>Prazo previsto pela ANP para início da consulta pública sobre a Autorização de Instalações de Movimentação.</i>
	<i>Prazo previsto pela ANP para término da ação regulatória sobre Ampliação da Capacidade de Gasodutos de Transporte.</i>
DEZ/21	<i>Previsão pela ANP de aprovação das revisões das RANPs 52/2011 e 51/2013, que tratam de Comercialização e Carregamento de Gás Natural.</i>
	<i>Prazo anteriormente previsto pela ANP para conclusão da ação regulatória sobre Repasse de Receita Entre Transportadores de Gás Natural. Agência informa que início da ação deve ser postergada para 2022.</i>
	<i>Prazo previsto no TCC para conclusão dos processos de venda da NTS e TBG pela Petrobras.</i>
JAN/22	<i>Prazo anteriormente previsto pela ANP para conclusão da ação regulatória sobre Códigos Comuns de Acesso. Agência informa que início da ação deve ser postergada para 2022.</i>

Fonte: Elaboração própria.

202. Além do que foi elencado acima, citam-se outros itens importantes que não possuem prazo definido para sua conclusão, mas que deverão ser realizados até meados de 2022:

- a) *Regulamentação da Nova Lei do Gás pelo Executivo federal;*
- b) *Chamadas públicas para contratação de capacidade de transporte nas malhas Sudeste, Nordeste e da TBG;*
- c) *Processo de arrendamento do TR-BA pela Petrobras;*
- d) *Processos de autorização de novos terminais de GNL pela ANP.*

203. Tendo em vista que a presente fiscalização ocorre na modalidade Acompanhamento, refere-se ao §66 do Manual de Acompanhamento do TCU (SEGECEX/ADGECEX/SEMEC – 2018):

66. Caso o processo de acompanhamento permaneça aberto por mais de um ano, deverá ser elaborado, no mínimo, um relatório parcial a cada ano, mesmo sem achado identificado, para dar ciência ao relator do estágio do acompanhamento. Caso seja necessário dar continuidade ao

acompanhamento, o relatório parcial deverá conter proposta de retorno dos autos à UT, para prosseguimento do acompanhamento.

204. Atentando ao disposto acima, e considerando a gama de diferentes assuntos relatados no presente item IV, propõe-se o retorno dos autos do presente processo à SeinfraPetróleo, para prosseguimento do acompanhamento a partir do segundo semestre de 2021.

V. CONCLUSÃO

205. O presente relatório parcial é parte de fiscalização na modalidade Acompanhamento, que tem por objetivo identificar riscos e oportunidades de melhoria na condução da política pública do Novo Mercado de Gás – NMG, que visa à abertura do mercado de gás natural. Diversos fatos recentes, como por exemplo a aprovação da Nova Lei do Gás e a assinatura do TCC entre CADE e Petrobras, justificam a realização de acompanhamento contínuo do processo de abertura desse mercado por essa Corte de Contas.

206. No item II.2, foram elencadas as falhas de mercado que ainda caracterizam o mercado de gás natural brasileiro, não obstante o fim do monopólio legal estabelecido pela Lei do Petróleo em 1997. Foi destacado que a Petrobras ainda detém o domínio sobre os elos de produção, escoamento, processamento. Por outro lado, vimos que não persiste mais o controle que a empresa sempre deteve sobre o elo de transporte, devido à venda da participação da Petrobras sobre as principais transportadoras do país, assim como diminui sua participação no segmento de distribuição, ambos objetos do TCC firmado com o CADE.

207. Já no item II.3, foi relatado um conflito de interesse central na discussão sobre a abertura do mercado: o desenvolvimento de um mercado livre de gás natural em âmbito federal versus o monopólio estadual das distribuidoras. Levando em conta a controvérsia em torno do tema, verificou-se que a falta de clareza legal na distinção entre os serviços de transporte, comercialização e distribuição tem o potencial de prejudicar o desenvolvimento do mercado de gás no País. Embora a Nova Lei do Gás defina limites mais claros entre essas esferas, o ritmo de abertura e a efetiva liberalização dependerão da capacidade de atualizar o arcabouço legal-regulatório, transpor efetivamente as diretrizes aos estados no processo de harmonização e resolver conflitos em âmbitos administrativos e judiciais, inclusive sobre o tema do mercado livre.

208. Quanto às lacunas regulatórias, elencamos no item II.4 diversos tópicos que representam falhas ou hiatos da regulação atual que merecem revisão no âmbito da ANP. Temas centrais como ampliação da capacidade de gasodutos, comercialização, carregamento, tarifas e autonomia no transporte fazem parte da Agenda Regulatória 2020-2021 da Agência. Devido à alta carga de trabalho e à reorganização das demandas, a ANP informou ao TCU que diversos prazos inicialmente previstos foram postergados.

209. Em resposta a questionamento do Tribunal, o MME e a ANP informaram sobre diversas medidas tomadas ou planejadas com relação a questões relevantes do processo de abertura do mercado. Destacam-se a edição, em abril de 2021, do Manual de Boas Práticas Regulatórias voltado aos serviços locais de gás canalizado e a criação do CMGN, comitê composto por diversos órgãos que realiza um acompanhamento contínuo do processo de abertura do mercado. A adoção das medidas recomendadas no Manual, pelos Estados e Distrito Federal, deverá ser acompanhada pelos dois entes. Além disso, a própria atuação do CMGN deverá ser objeto de acompanhamento, inclusive a sua autoavaliação, eis que tem como atribuição monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural e propor ao CNPE eventuais medidas complementares.

210. Em relação à Petrobras, ressalta-se que a sua atuação não foi objeto de detida análise no presente trabalho, considerando que a sua estratégia para o setor foi objeto de recente fiscalização por essa unidade técnica (TC 002.279/2020-7). Como exemplo da extensão do citado

relatório, no item III.3.2 foi dado destaque ao tema da política de precificação do gás natural pela Petrobras. A equipe observou uma convergência entre as constatações do TCU quanto à vinculação dos preços de contratos de gás a referências internacionais de petróleo e o posterior lançamento pela empresa de novo modelo contratual para venda de gás às distribuidoras.

211. No item III.4, destacamos a contribuição dos diversos estudos e publicações da EPE para a discussão da abertura do mercado de gás natural brasileiro. Notou-se que a empresa tem um papel importante na indicação das possibilidades viáveis de expansão de várias infraestruturas, como terminais de GNL, sistemas de escoamento, plantas de processamento e gasodutos de transporte.

212. O item IV relaciona vários pontos de atenção que foram constatados em outras fiscalizações ou durante o processo de acompanhamento do mercado pela SeinfraPetróleo, como a questão do acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais, a ausência de oferta de serviço de flexibilidade e os altos níveis de reinjeção de gás natural nos reservatórios. Por fim, foram listadas as próximas ações previstas pelos agentes para prosseguimento do processo de abertura. Considerando a gama de diferentes assuntos e ações previstas para os próximos anos, a proposta é de retorno dos autos à SeinfraPetróleo para continuidade da fiscalização, em conformidade com o disposto no Manual de Acompanhamento do TCU.

213. Além disso, devido à relevância dos temas e à extensão do escopo tratado no presente trabalho, propõe-se enviar cópia do presente relatório ao Congresso Nacional, ao CNPE, ao MME, ao ME e à ANP, a fim de subsidiá-los nas suas respectivas funções institucionais de definição de diretrizes, implementação de políticas, estudos, regulação e proposições legislativas para o setor de gás natural.

VI. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

214. Ante todo o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, propondo:

214.1. Dar ciência ao relator do estágio do acompanhamento;

214.2. Retornar os autos do presente processo à SeinfraPetróleo, para prosseguimento do acompanhamento, com fundamento no § 66 do Manual de Acompanhamento do TCU (SEGECEX/ADGECEX/SEMEC – 2018).

214.3. Enviar cópia do presente relatório ao Congresso Nacional, ao Conselho Nacional de Política Energética, ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério da Economia e à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, a fim de subsidiá-los nas suas respectivas funções institucionais de definição de diretrizes, implementação de políticas, estudos, regulação e proposições legislativas para o setor de gás natural e, em especial, para que tomem conhecimento e providências que entenderem necessárias quanto aos seguintes pontos de atenção relatados seção IV do relatório:

214.3.1. acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais;

214.3.2. ausência de oferta de serviço de flexibilidade;

214.3.3. reinjeção;

214.3.4. harmonização das regulações federal e estaduais.

VOTO

Trata-se de processo de acompanhamento para identificar riscos e oportunidades de melhoria na condução da política pública do Novo Mercado de Gás (NMG), que visa à abertura do mercado de gás natural.

Até meados dos anos 90, este combustível tinha papel secundário na política energética nacional. Ao final da década, o crescimento considerável da demanda por eletricidade representou oportunidade para elevar sua participação na matriz energética brasileira.

A construção do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) elevou significativamente a oferta de gás ao mercado e fez dobrar a malha de transporte do país. Em 2001, a crise no abastecimento de energia elétrica obrigou o Governo a definir política voltada ao incremento do parque de geração termelétrica. Esses fatores foram importantes para a expansão do setor nas últimas duas décadas, ainda que sob o monopólio da Petrobras.

Importantes reformas normativas ocorreram na década de 90, por meio de emendas constitucionais: a 05/1995, que permitiu a exploração por empresas privadas das atividades de distribuição e comercialização nos Estados, 09/1995, que impôs o fim do monopólio legal da Petrobras. A promulgação da Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo), que regulamentou esta última EC, trouxe diversas inovações.

Apesar disso, não houve significativa alteração da estrutura de mercado, pois a Petrobras permaneceu como agente monopolista de fato.

Doze anos depois daquela, a Lei 11.909/2009 (Lei do Gás) foi publicada para tratar das especificidades desta indústria e promover a atração de novos agentes. Contudo, tal movimento ainda não foi suficiente para atingir os objetivos desejados.

Em 2015, a Petrobras criou o Programa de Otimização da Participação na Cadeia de Gás Natural no Brasil (Propam), com o objetivo de conduzir análises e discussões acerca de sua participação neste mercado. As análises indicaram como positiva para a empresa a abertura e a concorrência, o que deu início a processo de desinvestimentos de alguns ativos.

Aquele programa, por sua vez, representou oportunidade para a revisão do marco legal e regulatório do setor. Diante disso, em junho de 2016, o Governo Federal lançou a iniciativa Gás para Crescer, que contou com a participação de agentes do setor, órgãos governamentais e sociedade civil.

A Resolução CNPE 10/2016 estabeleceu diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural e criou o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil (CT-GN), com o objetivo de propor medidas para garantir transição gradual e segura para tal configuração.

Posteriormente, foi publicado o Decreto 9.616/2018, que alterou o Decreto 7.382/2010, de regulamentação da Lei do Gás. Esse dispositivo estabeleceu algumas medidas da iniciativa Gás para Crescer, que eram passíveis de implementação por meio de regulamentação infralegal, como, por exemplo, a implantação do modelo de entradas e saídas no transporte de gás natural, o acesso negociado à infraestrutura de gás natural, bem como a busca pela harmonização entre as regulações estaduais relativas a este combustível.

Por meio da Resolução CNPE 4/2019, foi instituído o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, com competências para propor medidas de estímulo à concorrência neste mercado, encaminhando àquele Conselho recomendações de diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência, bem como propor ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias.

Como resultado das propostas apresentadas por este Comitê, o CNPE aprovou a Resolução 16/2019, que definiu como deve ser a transição para o mercado concorrencial e estabeleceu como sendo de interesse da Política Energética Nacional a adoção de medidas estruturais e comportamentais a serem observadas pelo agente detentor de posição dominante no setor de gás natural: a Petrobras. Merece destaque a obrigação de alienação total das ações que esta detém, direta ou indiretamente, nas empresas dos segmentos de transporte e distribuição de gás.

Nesse cenário, foi lançado o programa Novo Mercado de Gás (NMG), com foco nas normas infralegais e na estratégia negocial com os Estados e com os agentes dominantes do mercado.

Seguindo o espírito das recomendações expressas na Resolução 16/2019 e nas diretrizes do NMG, o Cade e a Petrobras celebraram Termo de Compromisso de Cessação de Conduta (TCC) por meio do qual a empresa se comprometeu a realizar conjunto de ações em prol da abertura do setor.

Merecem destaque o compromisso de venda de suas participações remanescentes nas transportadoras de gás natural¹, a alienação de sua participação acionária indireta nas companhias distribuidoras locais, o fornecimento de acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais e o arrendamento de um de seus terminais de regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL).

A recente promulgação da Lei 14.134/2021, cujo projeto legislativo incorporou as propostas dos programas Gás para Crescer e Novo Mercado de Gás, constitui importante marco para o setor, por tratar de temas fundamentais para seu desenvolvimento, entre eles:

- a) alteração do regime de concessão para o regime de autorização em gasodutos de transporte;
- b) novas regras tarifárias;
- c) acesso de terceiros aos gasodutos, unidades de tratamento e processamento de gás natural e terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL);
- d) autorização para a ANP adotar programa de desconcentração do mercado (*gas release*), por meio de leilões de gás natural ou de cessão de capacidade de transporte para os concorrentes;
- e) tarifas: as tarifas de transporte de gás natural serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, após consulta pública;
- f) processo seletivo: se houver mais de um transportador interessado, a ANP deve realizar processo seletivo público para escolha do projeto mais vantajoso. Pela proposta, a Agência também pode, a qualquer momento, conduzir processo seletivo para identificar transportadores interessados na construção ou ampliação de gasoduto, se houver necessidade.
- g) abastecimento nacional: ANP pode designar outro transportador para operar e manter as instalações, se for necessário para o abastecimento nacional.
- h) revogação: o texto estabelece possibilidades para revogar autorização, liquidação ou falência; pedido da empresa autorizada; desativação de instalação; descumprimento das obrigações, contratos e regulações.
- i) independência: a lei proíbe haver relação societária, direta ou indireta de controle ou coligação, entre transportadores e empresas responsáveis pela exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.
- j) regulações estaduais: o MME e a ANP deverão se articular com os Estados e o Distrito Federal para harmonizar e aperfeiçoar as regulações estaduais, inclusive a regulação do consumidor livre;

¹Por ocasião da assinatura do TCC, cerca de 69% dos 9.410 km de rede de transporte de gás existentes eram operados pela Transpetro, subsidiária integral da Petrobras, e o restante pelas demais transportadoras atuantes no setor: Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia (TBG), Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB) e GasOcidente do Mato Grosso Ltda. (GOM). Destas, a única que não possuía participação da Petrobras era a GOM.

- k) estocagem subterrânea: a empresa pode receber autorização da ANP para fazer a estocagem subterrânea de gás natural, assumindo a responsabilidade do processo.
- l) modelo de entrada e saída: os serviços de transporte serão oferecidos pelo regime de contratação de capacidade por entrada e saída, com a permissão de uma ser contratada independentemente da outra.

A expectativa é de que o novo marco legal tenha sucesso em seu objetivo de promover a concorrência e o crescimento do mercado de gás natural brasileiro. A visão de futuro do mercado tem como pilares:

- a) a redução de concentração na oferta no elo de produção;
- b) o acesso negociado a infraestruturas essenciais com respeito às diretrizes da ANP e arbitramento em situações de conflito, nos elos de escoamento² e processamento;
- c) a alienação completa dos ativos pela Petrobras e liberação de capacidade, no elo de transporte;
- d) o aumento na transparência dos contratos e aperfeiçoamento da regulação estadual com incentivos para a adoção de boas práticas regulatórias, no elo de distribuição.

A experiência dos mercados de gás natural europeus, cujo desenvolvimento foi fruto de regulação com ênfase em acesso de terceiros, padronização de contratos e regras claras, isonômicas e harmonizadas, assim como da resposta dos agentes aos estímulos trazidos por aquela, é *benchmark* para delinear as etapas a percorrer rumo ao mercado concorrencial.

Segundo a Nota Técnica 4/2018 SIM/ANP, o caminho a ser trilhado no Brasil passa pelos mesmos estágios seguidos pelas economias que já conseguiram estabelecer pontos de negociação de gás natural (*hubs*) que apresentam liquidez, caracterizada pelo grande número de agentes, de transações e de volumes negociados.

A partir das etapas propostas no denominado caminho para a maturidade³, a ANP reconhece, em seu documento “Modelo conceitual do mercado de gás na esfera de competência da União – comercialização, carregamento e balanceamento”, de setembro de 2020⁴, que, no momento de sua elaboração, o Brasil ainda se encontrava no estágio inicial daquela trajetória, mas já em vias de ingressar na etapa de transição rumo ao mercado concorrencial.

A evolução da comercialização de gás natural, em sua próxima etapa, deverá ser caracterizada pelas seguintes ações dos agentes no mercado:

- a) adesão à realização de transações de balcão por contra própria ou por intermédio de corretores;
- b) entrada no mercado de agentes financeiros interessados em arbitragem (sem entrega física);
- c) negociação por meio de bolsas e previsão da liquidação por câmaras de liquidação (*clearing*);
- d) demanda por instrumentos de mitigação de risco (mercado futuro e contratos derivativos).

² Escoamento é o deslocamento do gás não processado produzido em plataformas *offshore* até as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) através de sistema de gasodutos. Transporte é a movimentação do energético a partir destas, de unidades de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) ou da fronteira, no caso de importação, até os pontos de entrega do gasoduto de transporte para a rede de distribuição. O transporte também pode ocorrer em modais alternativos ao dutoviário.

³ A denominação foi proposta no trabalho de Heather, P. (2015). The evolution of European traded gas hubs, OIES Paper NG 104.

⁴ A elaboração deste documento constitui a primeira etapa do processo da revisão dos regulamentos que tratam das atividades de comercialização e de carregamento de gás natural, as Resoluções ANP nos 52/2011 e 51/2013, respectivamente.

Superar as diferentes fases de transição rumo ao mercado concorrencial corresponde a eliminar as falhas de mercado⁵ e conflitos de interesse ainda existentes, ou ao menos equacioná-los de forma equilibrada.

A elevada concentração do mercado de gás natural ainda é a principal falha de mercado existente. Dados do Boletim Mensal de Acompanhamento do MME, referentes a janeiro de 2021, revelam que dez empresas respondem por 95% da produção nacional de gás natural, sendo que a Petrobras produziu 77% deste total.

Além disso, o domínio da Petrobras sobre os sistemas de escoamento e processamento força as produtoras a lhe venderem a sua produção, por falta de alternativa. A solução para tal falha de mercado é o acesso não discriminatório às infraestruturas essenciais, já previsto pela Lei 14.134/2021, tema do qual tratei em maiores detalhes no voto condutor do Acórdão 1.925/2021 – TCU – Plenário.

Como registrei naquela ocasião, a conduta da Petrobras, ao divulgar antecipadamente as condições de negociação para o acesso de terceiros às unidades de processamento de gás natural a empresas que são suas parceiras no consórcio Cabiúnas 1 (Shell, Petrogal e Repsol), não observou todos os requisitos a configurar a cessão não discriminatória de infraestrutura a terceiros, nem a ampla divulgação de todos os documentos, como previsto nas diretrizes do CNPE e, posteriormente, no art. 28, da Lei 14.134/2021.

A consolidação de tal favorecimento se deu com a celebração, entre a Petrobras e aquelas empresas, de contratos de compartilhamento das infraestruturas de escoamento e de contratos de processamento firme de gás natural, os quais formalizam, respectivamente, a criação do Sistema Integrado de Escoamento (SIE) e do Sistema Integrado de Processamento (SIP).

Como a criação do SIE e SIP ocorreu em outubro de 2020, não se aplicam ao caso concreto as disposições da Lei 14.134/2021, que é de abril do presente ano. O descumprimento às diretrizes do CNPE, tendo em vista a posterior superveniência da Lei, serve como precedente de alerta para situações futuras, razão pela qual, por meio daquele acórdão, este Tribunal deu ciência à Petrobras que tal conduta, caso repetida no futuro, poderá representar descumprimento de Lei e ensejar sanções aos gestores responsáveis.

Além disso, por não haver regulação tratando do tema, o TCU recomendou à ANP que elabore normativos regulando o direito de uso dos proprietários das infraestruturas essenciais, como estabelece o art. 18 da Lei 14.134/2021, definindo, entre outros, o volume e prazo de preferência para o exercício deste direito.

Na indústria de gás natural, há segmentos nos quais é possível introduzir a competição. Outros, como os de transporte e distribuição, apresentam características de monopólio natural, em que a alocação eficiente de recursos pressupõe haver apenas uma empresa prestando serviço.

A presença de monopólios naturais é importante falha de mercado, pois representa obstáculo à sua abertura, por estimular a verticalização entre os diferentes segmentos da cadeia. Os segmentos de transporte e distribuição se caracterizam como **monopólios naturais em escala regional**.

Quanto ao transporte de gás, o TCC assinado com o Cade prevê que até dezembro deste ano a Petrobras se desfaça de todas as participações acionárias que detém em empresas transportadoras de gás natural no Brasil.

⁵ Falha de mercado representa situação na qual a alocação de bens e serviços por determinado mercado não é eficiente, frequentemente levando a perda líquida de bem-estar social.

Já no que toca à distribuição de gás, importante conflito precisa ser resolvido para o adequado desenvolvimento do setor: de um lado, os interesses corporativos das Companhias Distribuidoras Locais (CDLs), de manter seus respectivos mercados cativos, e dos Estados Federados, de manter sua arrecadação; de outro, os interesses dos consumidores, de terem possibilidade de escolha entre fornecedores, por meio da competição de mercado e/ou negociação de preços.

Na prática, a multiplicidade de regulações estaduais acaba por gerar sobreposição entre as fronteiras da distribuição, transporte e comercialização de gás, com efeitos econômicos e concorrenciais potencialmente prejudiciais ao desenvolvimento do mercado.

Tal sobreposição permite a cobrança indistinta de margem de distribuição a toda movimentação de gás por dutos dentro da área de concessão, convertendo os “serviços locais” em mera taxação local. A margem incide, por exemplo, em termelétricas abastecidas por dutos dedicados, com características de transporte ou mesmo em térmicas instaladas em terminais de regaseificação de GNL, o que em geral é defendido como consequência do monopólio legal e justificado por princípio de solidariedade da rede.

Tais situações resultam na onerosidade dos serviços prestados ao mercado existente de gás canalizado, penalizando a sua competitividade, e o comprometimento do acesso de potenciais novos consumidores ao mercado.

O conflito de interesses entre CDLs, Estados e consumidores, ganha contornos claros quando se analisa a regulação do chamado consumidor livre, aquele que pode escolher seu fornecedor por meio de livre negociação. Diferentemente do setor de energia elétrica, em que há cerca de mil consumidores livres e o tema é pacificado⁶, no setor de gás natural estes são apenas doze e há diferentes regras tratando do tema, em decorrência das diferentes regulações estaduais.

Como exemplo de regulação estadual demasiadamente restritiva, o Estado do Mato Grosso exige o consumo mínimo de um milhão de m³/dia para caracterizar o consumidor livre, volume cem vezes maior que o limite de dez mil m³/dia previsto pelas regulações dos Estados de SP, RJ e MG.

Situações como esta ocorrem porque, apesar de a Lei 14.134/2021 ter reforçado as competências da ANP para regular a comercialização dos mercados atacadista e varejista, manteve a autonomia dos estados para determinar limites mínimos para exigibilidade ao consumo livre.

Tendo em vista a controversa fronteira normativa quanto aos serviços locais de gás canalizado, bem como a resistência política dos entes federativos e das CDLs, as iniciativas de abertura do mercado tem buscado resolver o problema por meio da harmonização das regulações estaduais. O objetivo é a construção de mercado livre no âmbito varejista e a regulação assentada em boas práticas.

Para que a trajetória de harmonização das regulações estaduais percorra trajetória exitosa e promova abertura necessária à criação de mercado livre de gás natural, é desejável que se estabeleçam diretrizes a serem transpostas efetivamente pelos Estados.

Em que pese o Comitê de Monitoramento do Gás Natural (CMGN) ter publicado, em 12/4/2021, o Manual de Boas Práticas Regulatórias⁷, ainda há muito que fazer para dar efetivo cumprimento ao art. 5º da Resolução CNPE 16/2019, que recomendou ao MME e a Ministério da Economia (ME) incentivassem os Estados e o Distrito Federal a adotarem “reformas e medidas

⁶ Os requisitos de enquadramento de consumidor livre de energia elétrica estão previstos pelos arts. 15 e 16 da Lei 9.074/1995 e regulação federal, expedida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) trata do tema.

⁷ O manual está subdividido em Princípios Gerais de Boas Práticas Regulatórias e Princípios Específicos para os setores da indústria de gás natural caracterizados como monopólios naturais, como o transporte, onde a ANP possui a atribuição legal para atuar, e a distribuição, sob a égide regulatória dos Estados da Federação.

estruturantes na prestação de serviço de gás canalizado, incluído eventual aditivo aos contratos de concessão, de forma a refletir boas práticas regulatórias, recomendadas pela ANP, que incluem”:

- (a) *princípios regulatórios para os Consumidores Livres, Autoprodutores e Autoimportadores;*
- (b) *transparência do teor dos contratos de compra e venda de gás natural para atendimento do mercado cativo;*
- (c) *aquisição de gás natural pelas distribuidoras estaduais de forma transparente e que permita ampla participação de todos os ofertantes;*
- (d) *transparência na metodologia de cálculo tarifário e na definição dos componentes da tarifa;*
- (e) *adoção de metodologia tarifária que dê os corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes;*
- (f) *efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede; e*
- (g) *estrutura tarifária proporcional a utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários.*

A experiência da União Europeia é emblemática e pode servir de inspiração para o relacionamento entre a União e os Estados, no caso brasileiro: ao mesmo tempo em que os Estados-Membros preservam as suas prerrogativas e competências nacionais, aquela tem poderes para determinar diretivas⁸ a serem incorporadas nas regulações nacionais e atuar em casos de conflito, inconformidade ou não observância de suas diretrizes.

II

Feita breve contextualização da evolução do setor de gás natural e dos principais problemas ainda existentes, passo a tratar das ações dos diferentes órgãos governamentais com vistas ao seu desenvolvimento rumo ao mercado concorrencial.

Para a efetiva implementação das novas leis que viabilizaram a abertura do setor, é necessário complementá-las com arcabouço regulatório infralegal, a cargo da ANP. A persistência de lacunas regulatórias é obstáculo ao adequado desenvolvimento do setor de gás natural.

Com a promulgação da Lei 13.848/2019, as agências reguladoras se viram obrigadas a elaborar documento denominado Agenda Regulatória, instrumento de planejamento e transparência de tais ações, que deve integrar seu plano de gestão anual. A Agenda Regulatória da ANP para 2020-2021 prevê tratar dos temas a seguir.

- a) **autorização de instalações de movimentação:** a revisão da Resolução ANP 52/2015, irá avaliar a possibilidade de estabelecer exigência distintas para instalações de maior ou menor grau de complexidade, entre outras simplificações;
- b) **ampliação da capacidade de gasodutos de transporte:** a revisão da Resolução ANP 37/2013, decorre de alteração trazida pelo Decreto 9.616/2018, trata da organização do sistema de transporte e da contratação de capacidade pelo modelo de entrada e saída;
- c) **comercialização e Carregamento de Gás Natural:** revisão da Resolução ANP 52/2011, pelo mesmo motivo do item anterior. Tal ação foi aglutinada com a revisão da

⁸ A diretiva voltada ao desenvolvimento do mercado comum de gás natural enfatiza que “a criação de mercado interno do gás natural plenamente operacional, não pode ser suficientemente realizada pelos Estados-Membros e pode, pois, ser mais bem alcançada no nível comunitário” (Diretiva 2009/73/EC, considerando 60).

regulamentação da atividade de carregamento, que demanda a revisão da Resolução ANP 51/2013;

- d) **gás natural comprimido e gás natural liquefeito**: revisão e consolidação da Resolução ANP 41/2007 e da Portaria ANP 118/2000, para incluir o biometano, definir critérios e documentos essenciais para as outorgas de autorizações e promover simplificações;
- e) **autonomia e independência no transporte de gás natural**: elaboração de ato normativo para regulamentar os critérios de autonomia e de independência dos transportadores no mercado de gás natural, prevista no Decreto 7.382/2010, art. 4-A;
- f) **tarifas de transporte de gás natural**: revisão da Resolução ANP 15/2014, com vistas a aprimorar o modelo de entradas e saídas;
- g) **códigos comuns de acesso**: elaboração de códigos de acesso à rede de gás, em atendimento ao Art. 62-A do Decreto 7.382/2010;
- h) **repasso de receita entre transportadores de gás natural**: elaboração de ato normativo regulamentando os mecanismos de repasse de receita entre os transportadores de gás natural interconectados, como previsto no Decreto 7.382/2010, alterado pelo Decreto 9.616/2018;
- i) **serviço de transporte de gás natural**: revisão da Resolução ANP 11/2016, em função do disposto nos arts. 52-A e 70-A do Decreto 7.382/2010;

A ANP informa que diversos prazos inicialmente previstos foram postergados. Atribui os atrasos à elevada carga de trabalho advinda dos múltiplos desafios existentes. Diante da complexidade dos diferentes temas a serem tratados, dos limites do quadro de pessoal e de orçamento para responder a aumento da demanda de trabalho, além das dificuldades trazidas pela pandemia de Covid, considero razoáveis os esclarecimentos apresentados por parte da Agência.

Cabe a este Tribunal manter o acompanhamento da agenda regulatória, tendo em vista sua extrema relevância para o desenvolvimento do setor.

Ao tratar das ações sob sua responsabilidade, o Ministério de Minas e Energia destaca a importância do Comitê de Monitoramento do Gás Natural⁹ (CMGN), instituído pelo Decreto 9.934/2019, responsável por monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural e propor ao CNPE eventuais medidas complementares.

Além de acompanhar as ações relativas ao cumprimento do TCC firmado entre Petrobras e Cade, o MME tem o importante papel de interagir com os agentes do mercado, com vistas a receber relatos de eventuais dificuldades no processo de abertura e de acompanhar a agenda regulatória desenvolvida pela ANP.

Em resumo, o MME apresenta as principais ações do CMGN tendo em vista a transição coordenada ao mercado concorrencial:

- a) **ampliação de acesso e aumento de eficiência do sistema de transporte**: organização das malhas como sistema de transporte pelos transportadores, implantação do modelo de entrada e saída e realização de chamadas públicas. É destacada a proposição feita pelo MME de ampliação dos sistemas de transporte da TBG e NTS;
- b) **independência dos transportadores**: alienação dos ativos da Petrobras na TAG, NTS e TBG, decorrentes do TCC, consulta e audiência públicas da Resolução da ANP sobre critérios de independência e autonomia.
- c) **restrição a self-dealing**: alienação da participação da Petrobras nas distribuidoras, decorrente do TCC;

⁹ O Comitê é coordenado pelo MME e tem representantes da Casa Civil da Presidência da República, Ministério da Economia (ME), ANP, Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Cade. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) também tem participado de suas reuniões, como convidado, tendo em vista os diversos estudos e ações que vem realizando para o desenvolvimento do mercado de gás natural.

- d) **acesso de terceiros a infraestruturas essenciais:** discussão, no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), de tratamento tributário diferenciado para a atividade de processamento de gás natural;
- e) **divulgação dos contratos de compra e venda de gás natural para companhias distribuidoras de gás canalizado;**
- f) **programa de gas release:** o TCC estabeleceu vedação à Petrobras de adquirir gás de outros produtores e redução do volume de importação da Bolívia;
- g) **aperfeiçoamento das regulações estaduais dos serviços locais de gás canalizado:** elaboração do manual de boas práticas regulatórias na distribuição, interação com Estados e contribuições nos processos de revisão das regulações estaduais.

O Ministério cita ainda as ações a cargo do Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil (CT-GN), criado pela Resolução CNPE 10/2016, e de seus subcomitês.

Os oito subcomitês que o compõem tratam dos seguintes temas: (1) Escoamento, Processamento e GNL; (2) Transporte e Estocagem; (3) Distribuição; (4) Comercialização; (5) Aperfeiçoamento das regras tributárias; (6) Gás Natural Matéria Prima; (7) Aproveitamento do Gás da União e (8) Integração Setores Elétrico e Gás Natural.

Ademais, o CT-GN criou grupo de trabalho para analisar a necessidade de se definir supridor de última instância, para garantir a oferta de gás natural aos consumidores vulneráveis conectados à malha de gasodutos que, por algum motivo, não conseguirem ser supridos por algum dos agentes em livre concorrência.

No entanto, por ser remota a possibilidade de algum destes consumidores se tornarem consumidores livres, sob o atual arcabouço regulatório, o grupo optou por focar seus esforços na oferta de serviços de flexibilidade. Este tema, de extrema relevância para o setor no presente momento, foi analisado no âmbito do voto condutor do Acórdão 1.925/2021 – TCU – Plenário.

O que caracteriza as indústrias de rede, como a do gás, é a forte interdependência entre a oferta dos produtores e a demanda dos consumidores, interligados por infraestrutura de gasodutos, plantas de processamento e demais equipamentos. Para que determinado consumidor adquira o gás de algum fornecedor específico, há toda uma cadeia de contratos interdependentes a ser considerada. Um dos principais fatores de alocação de riscos nos contratos é a flexibilidade demandada para cada caso.

A flexibilidade se traduz na capacidade dos produtores em variarem a oferta para responderem a variações na demanda de gás dos consumidores e vice-versa. Tal é a importância desse tópico para a abertura da indústria de rede do gás natural, que a resolução CNPE 16/2019 prevê expressamente que:

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

(...)

III – a oferta de serviços de flexibilidade e balanceamento de rede, devidamente remunerados, garantindo a segurança do abastecimento nacional durante período de transição ou enquanto não houver outros agentes capazes de ofertarem esses serviços;

Como registrei naquele voto, a persistência de lacuna normativa e regulatória para tratar da questão da oferta de flexibilidade prejudica a almejada diversificação de atores no mercado de gás natural e o alcance dos objetivos da política pública do Novo Mercado de Gás, razão pela qual o TCU

recomendou à ANP que preveja ações para tratar do tema em sua agenda regulatória, com vistas a permitir a efetiva implementação do previsto no art. 3º da Resolução CNPE 16/2019.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) consolidou-se como ator de grande importância para a formulação de políticas e diretrizes no âmbito do CNPE e do MME, pois os estudos e pesquisas por ela produzidos são fundamentais para tal atividade. No setor de gás natural, vale destacar:

- a) Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal (março de 2020);
- b) Nota Técnica: Terminais de GNL no Brasil – Panorama dos Principais projetos – Ciclo 2019-2020 (outubro de 2020);
- c) Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (novembro de 2019);
- d) Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2020 (novembro de 2020).

Além destes estudos, a EPE é responsável pela elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), cujo objetivo primordial é indicar as perspectivas da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos, fornecendo visão integrada para os diversos energéticos¹⁰.

Na edição do PDE com o horizonte 2029, a EPE trouxe dados que suscitaram reflexão deste Tribunal acerca da questão da reinjeção de gás natural nos poços de petróleo, como explicitarei no voto condutor do Acórdão 1.925/2021 – TCU – Plenário.

Entre as razões que levam os operadores a praticar a reinjeção de gás estão o alto teor de contaminantes, a necessidade de manutenção da pressão no reservatório e o aumento da recuperação final do petróleo.

A EPE afirma haver outra importante razão para os altos níveis verificados no Brasil: a ausência de infraestrutura adequada para processamento e escoamento do gás natural. A solução para a situação demandará buscar alternativas para aumentar a atratividade dos investimentos.

Isso porque alterar os projetos de desenvolvimento da produção de petróleo (em implementação ou ainda em fase preliminar) com vistas a ampliar tais infraestruturas, não é a alternativa financeiramente mais atrativa para a Petrobras.

Alterar o cenário existente será fundamental para dinamizar a relação entre oferta e demanda do mercado brasileiro, citada por diversos agentes e analistas como entrave para o melhor aproveitamento do gás natural.

Tendo em vista a alta complexidade do tema e as limitações de escopo daquela auditoria não foi possível apontar conclusões a respeito da adequação da compatibilidade da estratégia da Petrobras com as projeções nacionais de produção e demanda.

Entretanto, dada a relevância do tópico para o desenvolvimento do mercado de gás natural, este tema deve merecer a atenção dos órgãos responsáveis pelo setor. Além disso, o TCU deverá continuar a tratar da questão em fiscalizações futuras, a serem oportunamente planejadas.

Finalmente, é importante lembrar que, além dos órgãos governamentais já citados neste voto, será fundamental a contribuição da Petrobras para a adequada transição do setor de gás natural rumo ao mercado concorrencial.

Além de cumprir com os compromissos firmados por meio do TCC com o Cade, há inúmeras situações em que, a par de buscar atender aos seus interesses corporativos no sentido de

¹⁰ O PDE é documento informativo elaborado anualmente pela EPE sob as diretrizes e o apoio das equipes da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE/MME) e da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG/MME).

buscar a lucratividade e a rentabilidade, a estatal desempenha importante papel no sentido de garantir o suprimento e a oferta de gás natural, para o adequado desenvolvimento do setor.

Tendo em vista todos esses elementos, envio cópia do presente voto e da instrução do relatório que o fundamenta ao Congresso Nacional, ao CNPE, ao MME, ao Ministério da Economia e à ANP, a fim de subsidiá-los nas suas funções institucionais de definição de diretrizes, implementação de políticas, estudos, regulação e proposições legislativas para o setor de gás natural e, em especial, para que tomem conhecimento e providências que entenderem necessárias quanto aos seguintes pontos de atenção:

- a) acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais;
- b) ausência de oferta de serviço de flexibilidade;
- c) níveis de reinjeção de gás nos poços produtores de petróleo;
- d) harmonização das regulações federal e estaduais.

Ante o exposto, VOTO para que seja adotada a minuta de acórdão que trago ao exame deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões, em 29 de setembro de 2021.

WALTON ALENCAR RODRIGUES

Relator

ACÓRDÃO Nº 2301/2021 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 030.375/2020-7.
2. Grupo I – Classe de Assunto: V – Relatório de Acompanhamento.
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.a. Pré -Sal Petróleo S.A - PPSA; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia; Petróleo Brasileiro S.A..
5. Relator: Ministro Walton Alencar Rodrigues.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPet).
8. Representação legal: não há.

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de relatório de acompanhamento para identificar riscos e oportunidades de melhoria na condução da política pública do Novo Mercado de Gás, que visa à abertura do mercado de gás natural;

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão do Plenário, ante as razões expostas pelo Relator, em:

9.1. enviar cópia do presente relatório ao Congresso Nacional, ao Conselho Nacional de Política Energética, ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério da Economia e à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, a fim de subsidiá-los nas suas respectivas funções institucionais de definição de diretrizes, implementação de políticas, estudos, regulação e proposições legislativas para o setor de gás natural e, em especial, para que tomem conhecimento e providências que entenderem necessárias quanto aos seguintes pontos de atenção:

- a) acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais;
- b) ausência de oferta de serviço de flexibilidade;
- c) níveis de reinjeção de gás nos poços produtores de petróleo;
- d) harmonização das regulações federal e estaduais.

9.2. Retornar os autos à SeinfraPetróleo, para prosseguimento do acompanhamento, com fundamento no § 66 do Manual de Acompanhamento do TCU (Segecex/Adgecex/Semec/2018).

10. Ata nº 38/2021 – Plenário.
11. Data da Sessão: 29/9/2021 – Telepresencial.
12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2301-38/21-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Ana Arraes (Presidente), Walton Alencar Rodrigues (Relator), Benjamin Zymler, Augusto Nardes, Raimundo Carreiro, Bruno Dantas, Vital do Rêgo e Jorge Oliveira.

13.2. Ministro-Substituto convocado: Augusto Sherman Cavalcanti.

13.3. Ministros-Substitutos presentes: Marcos Bemquerer Costa, André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)
ANA ARRAES
Presidente

(Assinado Eletronicamente)
WALTON ALENCAR RODRIGUES
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)
CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA
Procuradora-Geral