

Aviso nº 1123 - GP/TCU

Brasília, 27 de agosto de 2020.

Excelentíssimo Senhor Presidente do Congresso Nacional,

Encaminho a Vossa Excelência, para conhecimento, cópia do Acórdão nº 2270/2020 (acompanhado dos respectivos Relatório e Voto), proferido pelo Plenário desta Corte de Contas, na Sessão Telepresencial de 26/8/2020, nos autos do TC - 034.057/2017-0, da relatoria do Ministro Aroldo Cedraz, que tratam de Auditoria *“realizada na modalidade Acompanhamento, tendo como objetivo acompanhar e diagnosticar as políticas públicas, a regulação e as demais competências dos órgãos e entidades que atuam no setor de gás natural no Brasil”*.

Respeitosamente,

(Assinado eletronicamente)

JOSÉ MUCIO MONTEIRO
Presidente

A Sua Excelência o Senhor
Senador DAVI ALCOLUMBRE
Presidente do Congresso Nacional
Brasília – DF



ACÓRDÃO Nº 2270/2020 – TCU – Plenário

1. Processo TC 034.057/2017-0.
2. Grupo I – Classe de Assunto: V – Relatório de Acompanhamento.
3. Interessados: Tribunal de Contas de União (TCU).
4. Órgãos/Entidades: Ministério de Minas e Energia (MME), Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
5. Relator: Ministro Aroldo Cedraz.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPetróleo).
8. Representação legal:
 - 8.1. Rodrigo Santos de Paula (CPF 075.939.467-97), representando a ANP (procuração à peça 15);
 - 8.2. Hélio Siqueira Júnior (OAB/RJ 62.929), Marco Aurélio Ferreira Martins (OAB/SP 194.793), Patrícia Franco Bonfadini Mendes (OAB/RJ 152.991), Taisa Oliveira Maciel (OAB/RJ 118.488), Viviane do Nascimento Pereira Sá (OAB/RJ 130.645) e outros, representando a Petrobras (procuração e substabelecimento às peças 17 e 18).
9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de Auditoria realizada na modalidade Acompanhamento, tendo como objetivo acompanhar e diagnosticar as políticas públicas, a regulação e as demais competências dos órgãos e entidades que atuam no setor de gás natural no Brasil;

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão do Plenário, diante das razões expostas pelo Relator, em:

 - 9.1. dar ciência desta deliberação, mediante encaminhamento de cópia do presente Acórdão, assim como do Relatório e do Voto que o fundamentam, 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;
 - 9.2. tornar públicas as peças 12 a 14, com exceção do item 162 do Relatório de Auditoria e do conteúdo integral de seu Apêndice A, sobre os quais deverá ser mantido sigilo com fundamento no art. 22 da Lei 12.527, de 18/11/2011, combinado com o art. 12 da Resolução-TCU 259, de 7/5/2014, e com o art. 11, inciso III, da Resolução-TCU 294, de 18/4/2018, o mesmo devendo ser feito em relação às informações contidas na peça 11 destes autos, classificadas na origem como sigilosas;
 - 9.3. determinar à SeinfraPetróleo que, após ser dada ciência dessa deliberação aos destinatários relacionados acima no subitem 9.1 deste **decisum**, providencie, por intermédio de seu dirigente, em conformidade com o art. 169, inciso V, do Regimento Interno do TCU, o encerramento dos presentes autos no sistema informatizado de controle de processos desta Corte de Contas.
10. Ata nº 32/2020 – Plenário.
11. Data da Sessão: 26/8/2020 – Telepresencial.
12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2270-32/20-P.



13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: José Mucio Monteiro (Presidente), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, Augusto Nardes, Aroldo Cedraz (Relator), Raimundo Carreiro, Ana Arraes e Bruno Dantas.

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)
JOSÉ MUCIO MONTEIRO
Presidente

(Assinado Eletronicamente)
AROLDO CEDRAZ
Relator

Fui presente:

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



GRUPO I – CLASSE V – Plenário

TC 034.057/2017-0.

Natureza: Relatório de Acompanhamento.

Órgãos/Entidades: Ministério de Minas e Energia (MME), Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Interessado: Tribunal de Contas da União (TCU).

Representação legal: Rodrigo Santos de Paula (CPF 075.939.467-97), representando a ANP (procuração à peça 15); Hélio Siqueira Júnior (OAB/RJ 62.929), Marco Aurélio Ferreira Martins (OAB/SP 194.793), Patrícia Franco Bonfadini Mendes (OAB/RJ 152.991), Taisa Oliveira Maciel (OAB/RJ 118.488), Viviane do Nascimento Pereira Sá (OAB/RJ 130.645) e outros, representando a Petrobras (procuração e substabelecimento às peças 17 e 18).

SUMÁRIO: AUDITORIA REALIZADA COM O OBJETIVO DE ACOMPANHAR E DIAGNOSTICAR AS POLÍTICAS PÚBLICAS, A REGULAÇÃO E AS DEMAIS COMPETÊNCIAS DOS ÓRGÃOS E DAS ENTIDADES QUE ATUAM NO SETOR DE GÁS NATURAL NO BRASIL. CONSTATAÇÃO DE (I) MONOPÓLIO DE FATO DA PETROBRAS NA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE GÁS NATURAL, (II) ALTA DEPENDÊNCIA BRASILEIRA DA IMPORTAÇÃO DO GÁS NATURAL DA BOLÍVIA, (III) LIMITADA CAPACIDADE DOS GASODUTOS DE ESCOAMENTO E (IV) RISCO DE FALTA DE CAPACIDADE DE TRANSPORTE. INICIATIVA DO GOVERNO FEDERAL, DENOMINADA “NOVO MERCADO DE GÁS”, OFICIALIZADA EM 24/6/2019 E VOLTADA À COORDENAÇÃO DE ESFORÇOS NO ÂMBITO DO PODER EXECUTIVO EM PROL DO DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL. POSSIBILIDADE DE ESTA CORTE DE CONTAS, COM BASE NO RESULTADO DA PRESENTE FISCALIZAÇÃO, CONTRIBUIR TECNICAMENTE COM DEBATES NO CONGRESSO E NO EXECUTIVO FEDERAL E PROMOVER OPORTUNAMENTE AÇÕES DE CONTROLE ESPECÍFICAS.

RELATÓRIO

Com alguns ajustes de forma e fundamentado no inciso I do § 3º do art. 1º da Lei 8.443, de 16/7/1992, adoto como Relatório parte da instrução elaborada no âmbito da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPetróleo) e autuada como peça 12, a qual contou com a anuência do corpo diretivo da referida unidade técnica (peças 13 e 14):

“I. INTRODUÇÃO**I.1 Deliberação que originou o trabalho**



1. Trata-se de fiscalização na modalidade acompanhamento, registro Fiscalis 497/2017, com objetivo de acompanhar e diagnosticar as políticas públicas, a regulação e as demais competências dos órgãos e entidades que atuam no setor de gás natural no Brasil, em especial as mudanças em curso até a posse do novo governo federal. A fiscalização foi proposta pela unidade técnica e aprovada por despacho de 29/11/2017 do Min. Aroldo Cedraz.

I.2 Visão geral do objeto

2. O mercado de gás natural no Brasil passa por um importante momento de transição. A Petrobras, detentora do monopólio natural em diversos elos da cadeia, está praticando uma política de desinvestimentos no setor, com destaque para empresas operadoras da malha de gasodutos de transporte. A Lei do Gás (Lei 11.909/2009) não atingiu seu objetivo de estimular a concorrência no setor. Ante esse cenário, o Ministério de Minas e Energia elaborou uma iniciativa, denominada 'Gás Para Crescer', que visou aumentar a concorrência, atrair investidores privados e alterar competências dos órgãos executivos e reguladores. Tal iniciativa passou por processo de discussão pública em 2017 e, visando a elaboração de um novo marco regulatório para o setor, as propostas do governo federal foram consolidadas no substitutivo ao PL 6.407, de 2013, que já tramitava no Congresso Nacional. Contudo, a falta de consenso setorial sobre as propostas e o enfraquecimento político do então governo fizeram estagnar a sua tramitação.

3. Por outro lado, a partir de um decreto expedido pelo então Presidente da República, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) deu início a uma série de consultas e estudos para a implementação de mudanças regulatórias em âmbito infralegal.

4. Com a entrada de uma nova administração no Poder Executivo Federal, em 2019, deu-se início a uma remodelagem da iniciativa 'Gás para Crescer' para reformar e introduzir efetiva competição na indústria do gás natural, por intermédio do programa 'Novo Mercado de Gás'.

5. Acerca do tema tratado no presente relatório, o Tribunal já desenvolveu diversas atividades de controle, com destaque para o TC 021.152/2008-0 - auditoria intitulada Uso de Gás Natural para Geração de Energia Elétrica, em atendimento ao Tema de Maior Significância Segurança Energética (TMS-6); para o TC 016.248/2014-7, processo de concessão do gasoduto de transporte Itaboraí-Guapimirim e para os TCs 018.420/2018-4 e 019.336/2017-9, que, respectivamente, fiscalizam as alienações da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) e Nova Transportadora do Sudeste (NTS) pela Petrobras.

I.3 Objetivo e questões de auditoria

6. A presente auditoria teve como objetivo geral acompanhar e diagnosticar as políticas públicas, a regulação e as demais competências dos órgãos e entidades que atuam no setor de gás natural no Brasil. A partir do objetivo geral do trabalho formularam-se os objetivos específicos:

- a) levantar fatores históricos que influenciaram no mercado de gás natural brasileiro;
- b) mapear a estrutura do setor de gás natural do Brasil;
- c) avaliar os resultados das políticas governamentais nessa área; e
- d) acompanhar a discussão e implantação do novo marco regulatório.

7. Os objetivos específicos elaborados foram insumo para o desenvolvimento das seguintes questões de auditoria:

- a) Quais os fatores históricos que influenciaram no mercado de gás natural do Brasil?
- b) Como se caracteriza o mercado atual de gás natural no Brasil?
- c) Quais os resultados alcançados pelas políticas governamentais na área de Gás Natural?
- d) Quais os fatores que limitam atualmente o crescimento do mercado?

I.4 Metodologia utilizada

8. 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).

9. A metodologia empregada na execução da auditoria consistiu na realização de reuniões com os principais órgãos públicos atuantes no setor, juntamente com a solicitação a esses órgãos de informes e documentos que apoiassem a compreensão do tema em estudo. Assim, foi possível realizar análise documental e revisão analítica das informações coletadas e de demais dados disponíveis ao público. Além disso, foram feitas consultas à bibliografia especializada de pesquisadores e estudiosos do assunto, que serviram de base para diversas análises realizadas ao longo do trabalho.

10. Como destacado na introdução deste relatório, o setor passa por um momento de transição, tanto em relação à atuação dos agentes como em relação à elaboração de normativos estruturantes das políticas públicas. Tal transição acaba por inviabilizar a construção do quadro de variáveis de acompanhamento, na forma preconizada no Manual de Acompanhamento, basicamente voltada para atributos como prazos, metas, riscos, custos de projeto ou tempo de vigência de contratos.

1.5 Benefícios estimados da fiscalização

11. Cita-se como benefício do trabalho o aprofundamento do conhecimento técnico sobre o tema e a consolidação do conhecimento adquirido de forma a produzir um documento útil para consultas pelos membros e servidores do TCU, bem como para subsidiar futuras ações de controle.

12. Ressalte-se que o mercado de gás natural movimentava volumes financeiros de alta materialidade. A Petrobras, principal agente do setor, declarou em suas demonstrações contábeis de 2018 (https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/71/DFP_2018_interativo.pdf) uma receita de vendas de Gás Natural no valor de R\$ 20,6 bilhões, ou 6% de sua receita total de vendas. No campo dos desinvestimentos, em 2017, a estatal apurou ganhos na venda de participação de uma subsidiária de transporte de gás na ordem de R\$ 13,1 bilhões, processo que foi acompanhado no âmbito do TC 019.336/2017-9 relatado pelo Ministro Aroldo Cedraz. Recentemente, em 13/6/2019, foi concluído o processo de venda de 90% das participações da subsidiária TAG (Transportadora Associada de Gás S.A.), arrematada pela multinacional Engie num acordo de R\$ 33,5 bilhões. Tal alienação é objeto de acompanhamento de conformidade, realizado pela SeinfraPetróleo (TC 018.420/2018-4), decorrente do Acórdão 655/2018-TCU-Plenário de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz.

II. A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

II.1 Histórico da Indústria de Gás Natural no Brasil e no Mundo

13. Buscou-se nesse item do trabalho responder à primeira questão de auditoria, que pretendeu levantar os fatores históricos que influenciaram o mercado brasileiro de gás natural.

14. Um dos primeiros registros de comércio de gás natural ocorreu na Grã-Bretanha. Por volta de 1785, os britânicos usaram gás natural proveniente do carvão para iluminar casas e ruas. Em 1816, a cidade de Baltimore (EUA) usou esse tipo de gás natural manufaturado para se tornar a primeira cidade americana a iluminar suas ruas com gás. Em 1821, foi construído o primeiro poço de extração de gás na vila de Fredonia, estado de Nova York. Inicialmente, esse poço supria gás suficiente para cinco edifícios.

15. Durante a maior parte do século XIX, o gás natural foi usado quase que exclusivamente como fonte de luz, mas em 1885, a famosa invenção de Robert Bunsen, conhecida hoje como ‘Bico de Bunsen’ abriu vastas oportunidade de uso para o gás natural. Assim que gasodutos eficientes começaram a ser construídos no início do século XX, o uso do gás natural expandiu-se para diversas áreas, como cozimento e aquecimento residencial, dispositivos como aquecedores de água e fornos, indústria e geração de energia elétrica.

16. A utilização do gás natural no Brasil começou por volta de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, atendendo a indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. Como o gás natural era predominantemente associado ao petróleo, o aproveitamento do combustível teve pequena importância econômica durante muitos anos. Após alguns anos, a produção das bacias do



Recôncavo, Sergipe e Alagoas destinavam-se quase em sua totalidade à fabricação de insumos industriais e combustíveis para a refinaria baiana de Landulpho Alves e para o polo petroquímico e térmico de Camaçari.

17. No entanto, com a evolução das atividades de exploração geológica, nas últimas décadas, grandes reservas de gás natural, associado e não associado, foram encontradas no Brasil, com destaque para as descobertas nas bacias de Santos e do Espírito Santo. Segundo informações da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), publicadas no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2026), as reservas provadas de gás natural no Brasil passaram de 181,5 bilhões de m³, em 1991, para 488,8 bilhões de m³, em 2015.

18. A crise do Petróleo na década de 70 obrigou o governo brasileiro a diversificar sua matriz energética para reduzir a dependência dos mercados internacionais. Dessa forma, uma série de atividades foram implementadas, como a intensificação da construção de hidrelétricas (como o início das obras da Usina Hidrelétrica Itaipu, que seria inaugurada em 1984), a criação do programa Proálcool em 1975, a introdução de produção de energia nuclear no país e o aumento dos investimentos nas atividades de exploração e produção de petróleo **offshore**.

19. Apesar da descoberta de grandes quantidades de gás natural na Bacia de Campos na década de 70, que praticamente quadruplicaram as reservas provadas no país, o gás natural não teve papel relevante na nova matriz energética brasileira. Em 1986 cerca de 40% da produção de gás natural era queimada ou reinjetada nos poços.

20. No início da década de 90, o país possuía apenas três entidades ligadas ao setor de gás natural: Petrobras, CEG (distribuidora carioca) e Comgás (distribuidora paulista). As instabilidades políticas e econômicas contribuíram para estancar os altos investimentos necessários para desenvolver a infraestrutura de rede do gás natural. No final da década, entretanto, a Petrobras realizou elevados investimentos para possibilitar a importação de gás natural boliviano, por meio da construção do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). Tal obra fez dobrar a malha de transporte do país, que passou de menos de 2.000 quilômetros para mais de 4.000 quilômetros. A oferta inicial do GASBOL era de 16 milhões de metros cúbicos por dia (16mm³/d).

21. Entre 1998 e 2005 o gás natural atingiu 7% de participação na matriz energética brasileira. Entretanto, alguns fatores mitigaram o crescimento das atividades ligadas ao gás natural no Brasil. Dentre eles, a própria Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo), considerada lacônica quando o assunto era gás natural. A lei não tratava de mecanismos de estocagem e da priorização de usuários em caso de contingenciamento da oferta de gás. Essas questões só seriam endereçadas anos mais tarde, na Lei do Gás (Lei 11.909/2009), que previu um Plano de Contingenciamento, além de regular com maior detalhamento a atividade de estocagem.

22. Um outro fator foi a crise no setor elétrico brasileiro em 2001. Para enfrentar o ‘apagão’, o governo federal instituiu o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). As termelétricas, movidas a gás natural, foram utilizadas como fonte de energia de **backup** na geração de energia elétrica. Assim, sempre que as hidrelétricas não fossem capazes de suprir a demanda de energia elétrica, as termelétricas seriam acionadas. Com isso, a demanda de gás natural passou a ser extremamente volúvel e imprevisível, uma vez que foi associada aos regimes de chuva que afetavam a produção das hidrelétricas. Isso gerou mudança no perfil de consumo do gás natural e insegurança aos demais usuários. Prejudicou-se, também, o planejamento para atividades de geração, transporte e distribuição do gás natural.

23. Mesmo diante desses fatos, o setor de gás natural no Brasil se expandiu. Em 2015 a malha de transporte brasileira continha 9.409 km de dutos, e a de distribuição, 25.253 km. A oferta total de gás ao mercado aumentou da média mensal de 45,65 MMm³/d em 2007 para 102,58 MMm³/d em 2015. Entretanto, o Brasil ainda depende da importação de gás natural boliviano para atender ao menos um quarto de sua demanda. Na média mensal de 2018, a importação de gás boliviano foi de 22,1 MMm³/d, ou 26,3% do total ofertado ao mercado brasileiro (84,12 MMm³/d).

24. Conclui-se que as diversas crises energéticas, como a Crise do Petróleo nos anos 70 e o ‘Apagão’ de 2001, foram fatores que impulsionaram os investimentos na diversificação da matriz



de energia, o que alavancou o setor de gás natural. Apesar disso, a necessidade de altos investimentos e a parca legislação foram possíveis causas do desenvolvimento tardio do mercado.

II.2 Principais Agentes da Indústria Nacional do Gás Natural

II.2.1 Ministério de Minas e Energia / Conselho Nacional de Política Energética

25. O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado em 1960 e é a autoridade do Governo Federal que define as políticas do setor. Em 1997, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), presidido pelo Ministro de Minas e Energia, cuja finalidade é o assessoramento do Presidente da República na proposição de diretrizes energéticas, a partir das quais surgem as políticas elaboradas e implementadas pelo MME. O CNPE deve propor políticas nacionais e medidas específicas destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso, além de estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, dentre outros.

II.2.2 Petróleo Brasileiro S.A.

26. A Petrobras é a principal fornecedora de gás natural no Brasil, e está presente em todos os elos da cadeia industrial, desde a exploração e produção até o transporte, a importação e a comercialização. Quanto à distribuição, que foi constitucionalmente atribuída com exclusividade aos Estados, a companhia se faz presente por meio de participações em várias das Companhias Distribuidoras Locais (CDL).

27. A Emenda Constitucional (EC) 09/1995, que modificou o § 1º do Art. 177 da Constituição Federal, assim como a Lei do Petróleo, deram início a uma nova era na indústria de petróleo e gás natural, com o fim do monopólio da Petrobras sobre o setor. Em consequência, houve uma abertura do mercado brasileiro ao capital internacional e diversas empresas tiveram a oportunidade de investir no Brasil. Contudo, como se verá adiante, o cenário vigente demonstra que a Petrobras ainda é a responsável majoritária pela produção, processamento e transporte de gás natural no país, revelando, portanto, que ainda persiste um monopólio de fato.

II.2.3 Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

28. A ANP, autarquia criada em 1997, é o órgão regulador do setor de petróleo e gás natural, vinculado ao MME. A ANP deve assegurar o interesse público, o atendimento das necessidades dos usuários e a segurança institucional e contratual para os agentes econômicos. Tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis. Cabe à ANP implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos. Observa-se que a função da ANP é implementar, e não elaborar, as políticas públicas do setor.

29. A ANP deve ainda articular-se com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive para efeito de apoio técnico ao CNPE. Percebe-se a preocupação do legislador em integrar a atuação dos diversos órgãos e entidades que compõem a indústria do petróleo e do gás natural.

30. A ANP possui amplos poderes para regular o setor. Suas competências garantem a possibilidade de controle preventivo ou repressivo. Esses controles são efetuados mediante a emissão de normas regulatórias subordinadas à legislação; da elaboração dos editais e promoção das licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução; da fiscalização das atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis; da aplicação de sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato; dentre outros.



31. A atuação da ANP ocorre em toda a cadeia do gás natural, com exceção das atividades de distribuição e comercialização dentro dos Estados, que por definição constitucional são de competência estadual e estão sob a jurisdição das Autoridades Regulatórias locais.

32. Cabe ainda à ANP comunicar aos órgãos do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência, principalmente o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), quando, no exercício de suas atribuições, tomar conhecimento de fato que possa configurar indício de infração da ordem econômica.

33. Ainda, o regimento interno da ANP dispõe sobre os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes econômicos, e entre estes e usuários e consumidores, com ênfase na conciliação e no arbitramento. Aqui, a Lei do Petróleo busca criar mecanismos de solução de conflitos mais ágeis do que os processos judiciais. Nesses casos, a ANP profere decisão final com força terminativa.

34. Além das competências mencionadas, em dezembro de 2018, por intermédio do Decreto 9.616/2018, a ANP recebeu poderes para implementar mudanças regulatórias que haviam sido propostas no PL 6.407/2013, do ‘Gás para Crescer’, visando o desenvolvimento da atividade de transportes e o acesso às infraestruturas essenciais.

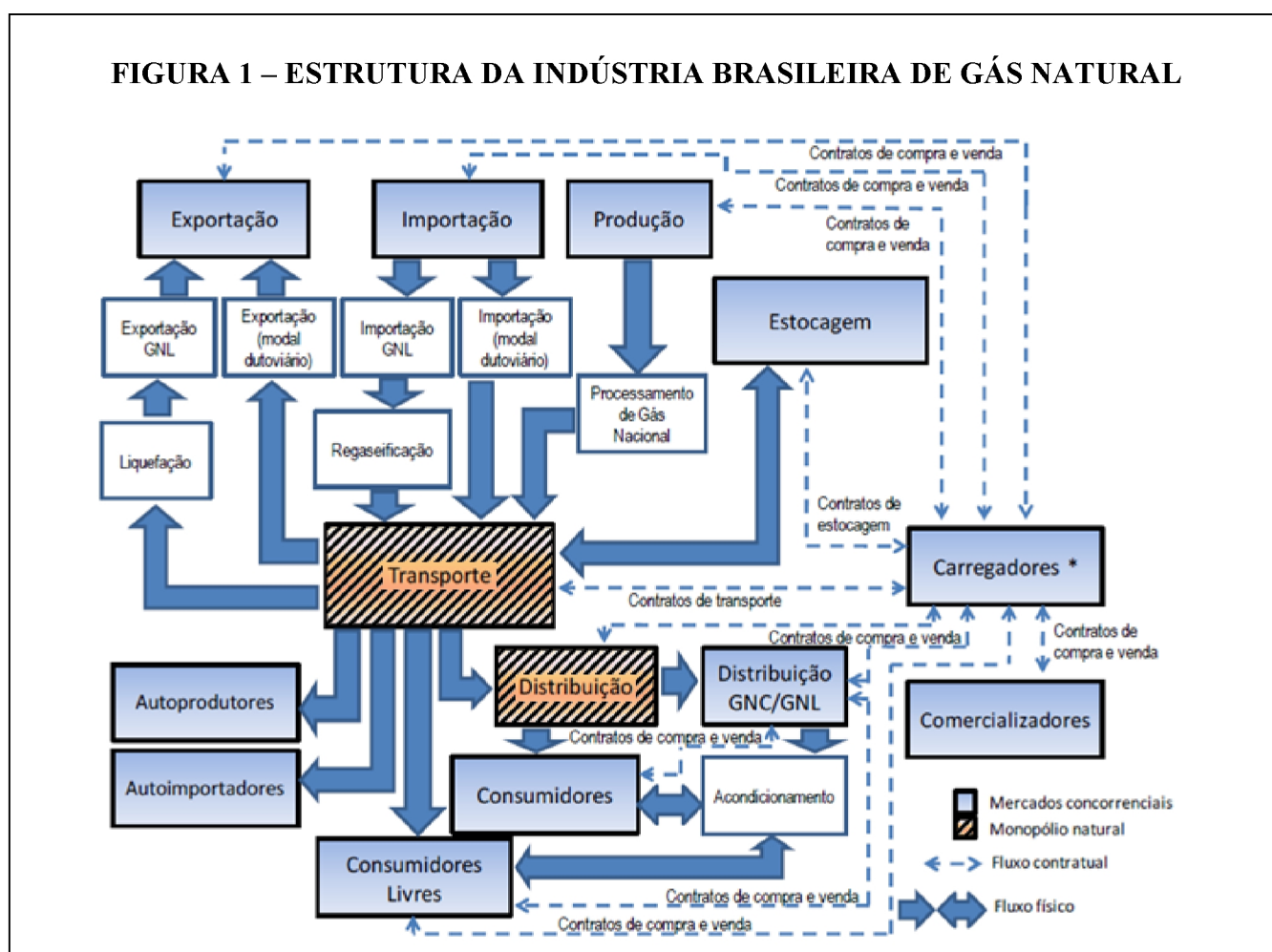
II.2.4 Empresa de Pesquisa Energética

35. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem por finalidade prestar serviços ao MME na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, abrangendo energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis. Trata-se de uma empresa pública federal, criada por meio de medida provisória convertida em lei pelo Congresso Nacional – Lei 10.847/2004. Dentre as competências da EPE ligadas ao setor de gás natural, destacam-se a elaboração do Plano Decenal da Malha de Expansão Dutoviário (PEMAT) e do Plano Nacional de Energia.

II.3 Estrutura Atual do Mercado de Gás Natural no Brasil

36. A segunda questão de auditoria proposta neste trabalho teve por objetivo levantar como se caracteriza o mercado atual de gás natural no Brasil.

37. A indústria de gás natural no Brasil é formada por vários agentes independentes no aspecto jurídico, porém com alto grau de interdependência do ponto de vista acionário. A Figura 1 mostra em detalhe a estrutura da indústria e seus fluxos físicos e contratuais.

FIGURA 1 – ESTRUTURA DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE GÁS NATURAL

Fonte: ANP (adaptado).

38. Conforme se nota, as atividades de transporte e distribuição são identificadas como monopólio natural. Portanto, o serviço prestado por um agente único se impõe como solução econômica mais eficiente. Vale ressaltar a relevância dos fatores geográficos para a determinação da abrangência do monopólio nessas atividades. É possível que vários transportadores e distribuidores atuem nas respectivas atividades no país, cada um atendendo a uma região geográfica distinta.

39. Por se tratarem de monopólios naturais, é fundamental a regulação destas atividades no tocante às tarifas relacionadas à movimentação do produto e ao livre acesso às instalações, para evitar que o monopolista impeça ou dificulte a entrada de novos agentes nas atividades concorrenciais do setor.

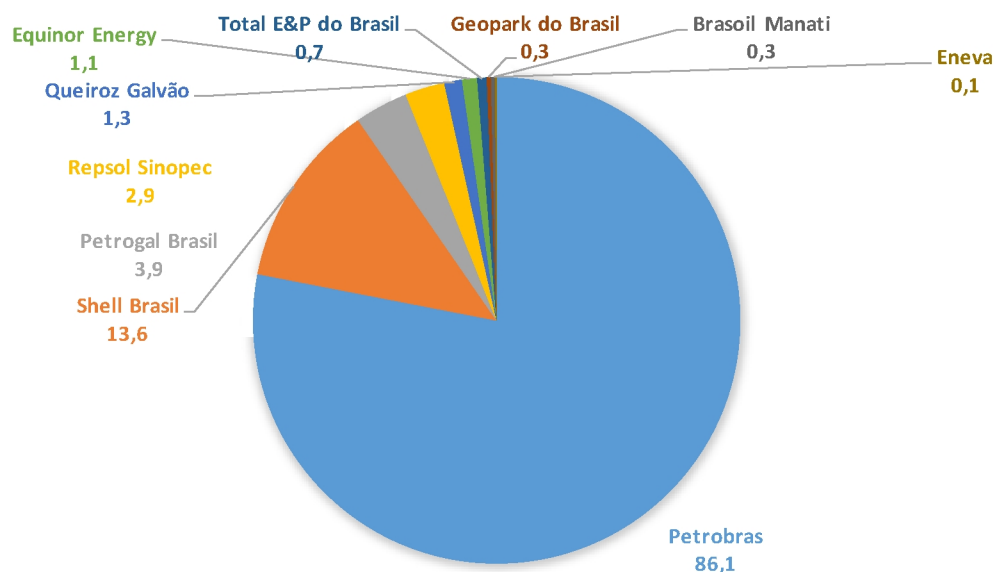
II.3.1 Produção

40. O segmento de produção caracteriza-se por ser aberto à concorrência, oferecendo livre disponibilidade do gás para o produtor. As atividades de exploração e produção (E&P) são exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação realizada pela ANP, sob o regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e nas áreas estratégicas, conforme legislação específica ou sob o regime da Cessão Onerosa, contrato excepcional que cedeu à Petrobras o direito de exploração de cinco bilhões de barris de óleo equivalente.

41. A Petrobras é responsável por mais de 70% da produção nacional de gás natural. Em março de 2019, a participação da Estatal na produção nacional atingiu 86,1 milhões de m³/dia, que corresponderam a 77% da produção nacional total. O Gráfico 1 mostra a participação de outras concessionárias na produção nacional de gás natural.

GRÁFICO 1 - PARTICIPAÇÃO NA PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL, POR

CONCESSIONÁRIA



Fonte: MME – março de 2019. Dados em milhões de m³/dia.

42. Quanto à oferta de gás nacional ao mercado, a Petrobras é praticamente a única supridora de gás natural. Isso se justifica porque, apesar de haver outros agentes produtores, eles, em geral, não têm opção, a não ser vender o gás à Estatal, que, após seu escoamento e o devido processamento em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), oferta o produto ao mercado.

II.3.2 Escoamento/Transferência

43. A Lei do Gás define dutos de escoamento como aqueles integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação do gás desde o poço produtor até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação. Os gasodutos de transferência também são destinados à movimentação do gás natural, considerado de interesse específico e exclusivo de seu proprietário, iniciando e terminando em suas próprias instalações de produção, coleta, estocagem e processamento.

II.3.3 Processamento

44. Na etapa de processamento, realizada na UPGN, é retirado o vapor d'água e são separados os subprodutos do gás natural. O processamento tem como principal objetivo garantir a especificação do gás segundo as normas da ANP para os consumidores finais do produto. Como principais subprodutos, pode-se citar o GLP (gás liquefeito de petróleo), mais conhecido como gás de cozinha, o GNV (gás natural veicular) e o gás natural seco, que será utilizado como insumo em aplicações industriais, residenciais e comerciais.

II.3.4 Transporte

45. Trata-se da movimentação do gás natural processado, em meio ou percurso considerado de interesse geral. Portanto é denominado gasoduto de transporte aquele que leva o insumo desde a UPGN até sua entrega às distribuidoras estaduais, geralmente operada no **city gate** (conjunto de instalações com sistema de medição, destinado a entregar o gás natural) das concessionárias. Além dos gasodutos, o transporte também pode ser realizado no estado líquido via cilindros de alta pressão, navios e caminhões criogênicos, com seu volume reduzido em cerca de 600 vezes, o que facilita o armazenamento e otimiza o custo-benefício do transporte.



46. Essa atividade é realizada pelo Transportador, pessoa jurídica que opera as instalações de transporte sob regime de concessão, sendo o responsável pela movimentação das moléculas do produto desde as instalações de processamento até às do distribuidor. Segundo a norma vigente, qualquer empresa ou consórcio de empresas poderá participar da licitação para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte.

47. Em relação à malha de transporte de gás natural, a Petrobras, diretamente ou por meio de suas subsidiárias, detém participação em 97% dos 9.409 km da malha dutoviária do País. Dentre as transportadoras existentes, a única que não possui participação da Petrobras é a GasOcidente do Mato Grosso Ltda. No caso da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), da qual a Brookfield Infrastructure Partners comprou recentemente 90% de participação societária, a Petrobras continua com participação de 10% (TC 019.336/2017-9). Quanto à subsidiária Transportadora Associada de Gás (TAG), operadora de um sistema de gasodutos de cerca de 4,5 mil km de extensão localizado principalmente nas regiões Norte e Nordeste do Brasil, a Petrobras concluiu, em 13/6/2019, o processo de venda de 90% de sua participação à multinacional Engie, por um montante de R\$ 33,5 bilhões (TC 018.420/2018-4).

48. A subsidiária Petrobras Transporte S.A. (Transpetro) opera 69% da extensão dos gasodutos. O restante da malha é operado pelas transportadoras TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.), TSB (Transportadora Sulbrasileira de Gás) e GasOcidente. A Petrobras é praticamente a única carregadora dos gasodutos de transporte do País e, ao mesmo tempo, controla a operação da quase totalidade desses. A exceção é a Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul (Sulgás), que tem contratação de capacidade no gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, no trecho 3 e eventualmente no trecho 1, e os carregadores que recentemente solicitaram acesso ao gasoduto Bolívia-Brasil em capacidade ociosa, para movimentação de pequenos volumes de modo interruptível.

II.3.5 Comercialização

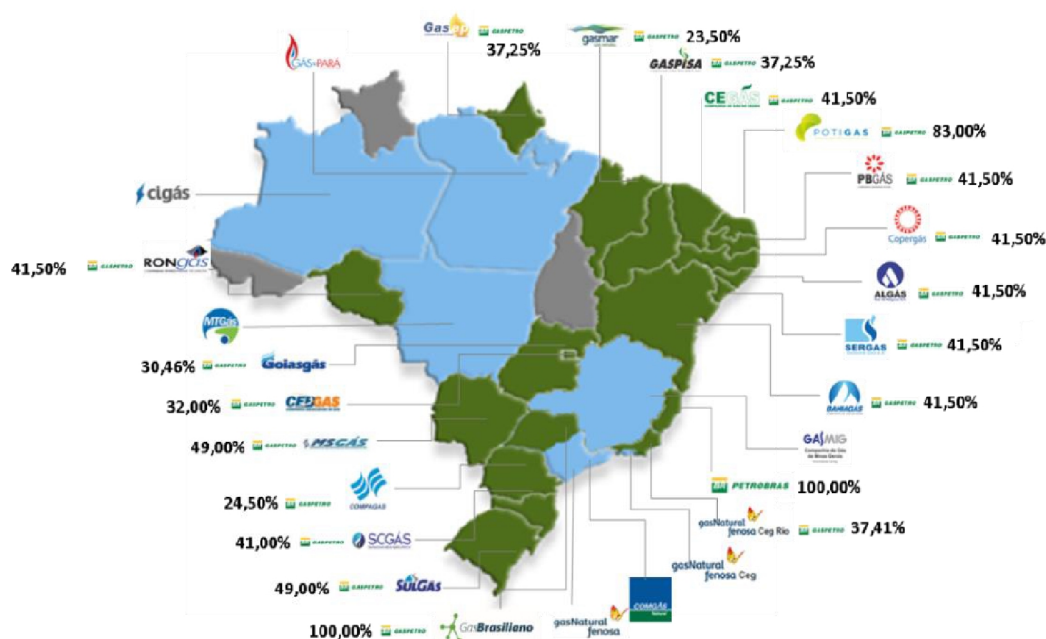
49. Na comercialização, a figura principal é a do Carregador, responsável pela contratação da compra e venda da molécula de gás natural. O Carregador formaliza um contrato de compra e venda do gás natural com o Produtor, um contrato de compra e venda com o Distribuidor e um contrato de transporte com o Transportador. É permitido que o Carregador seja um produtor, um distribuidor, um consumidor ou um comercializador independente, sendo vedado apenas que seja um transportador, segundo as regras vigentes.

II.3.6 Distribuição

50. De acordo com o Art. 25, § 2º, da Constituição Federal, o serviço de distribuição de gás natural canalizado é de competência dos Estados, sendo explorado diretamente ou mediante concessão. Nesse caso, o Distribuidor é a pessoa jurídica autorizada pela ANP para o exercício da atividade de distribuição do gás natural no âmbito estadual. Cada Distribuidor recebe o gás natural entregue pelo Transportador em seu **city gate** e promove a entrega aos usuários finais. Embora a legislação tenha atribuído aos Estados o monopólio da distribuição, a maioria deles constituiu empresas concessionárias privadas para atuar como distribuidoras locais de gás.

51. A Petrobras, diretamente ou por meio da Petrobras Gás S.A. (Gaspetro), possui participação em 20 das 27 distribuidoras estaduais, conforme demonstrado na Figura 2. Da demanda total das distribuidoras, as com participação da Estatal respondem por 51,7% (média de 2015). Ao considerar somente o montante total de gás natural fornecido pela Petrobras às distribuidoras do País, aquelas com participação da Estatal respondem por 46,2% (neste caso, exclui-se a Companhia Maranhense de Gás – Gasmar, que adquire o gás natural produzido pelo Consórcio da PGN e BPMB Parnaíba).

FIGURA 2 - PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS NAS DISTRIBUIDORAS ESTADUAIS



Fonte: Relatório de Administração 2017 – Gaspetro.

II.3.7 Importação

52. As importações brasileiras de gás natural tiveram início com a entrada em operação do GASBOL, em 1999. A partir de julho de 2000, a SULGÁS, distribuidora estadual do Rio Grande do Sul, passou a importar gás natural da Argentina. Em 2001, duas novas empresas começaram a importar gás natural para o mercado brasileiro: a ‘Empresa Produtora de Energia Ltda.’, trazendo gás boliviano para a Usina Termelétrica de Energia (UTE) Cuiabá, pelo gasoduto Lateral Cuiabá, e a ‘BG Comércio e Importação’, que comercializa gás boliviano transportado pelo GASBOL para a Comgás (SP).

53. O Brasil anunciou sua entrada no mercado de Gás Natural Liquefeito (GNL) logo após as mudanças regulatórias na Bolívia em 2006. A intenção era assegurar a oferta de gás natural nos eventuais picos de demanda das usinas termelétricas. Hoje há três terminais de regaseificação operando no País. O primeiro terminal entrou em operação no final de 2008, em Pecém, no Ceará. Em março de 2009, o terminal da Baía de Guanabara no Rio de Janeiro iniciou o recebimento de cargas. O terminal da Bahia, localizado na Baía de Todos os Santos, em Salvador, opera desde 2014.

54. Na importação, a participação da Petrobras alcança 99%, por gasoduto ou por GNL. A importação por meio do gasoduto Bolívia-Brasil em capacidade firme é 100% da Petrobras (média de 22,1 milhões de m³/dia em 2018), embora possam existir carregadores com contratos de serviço de transporte interruptível. Outros importadores utilizam ainda os gasodutos Uruguaiana-Porto Alegre, trecho 1, e o Lateral Cuiabá, em volume reduzido (cerca de 0,35 milhões de m³/dia em 2015). Quanto ao GNL, a Petrobras possui três terminais de regaseificação de GNL, sendo responsável por todo o volume importado de GNL do País.

II.3.8 Liquefação

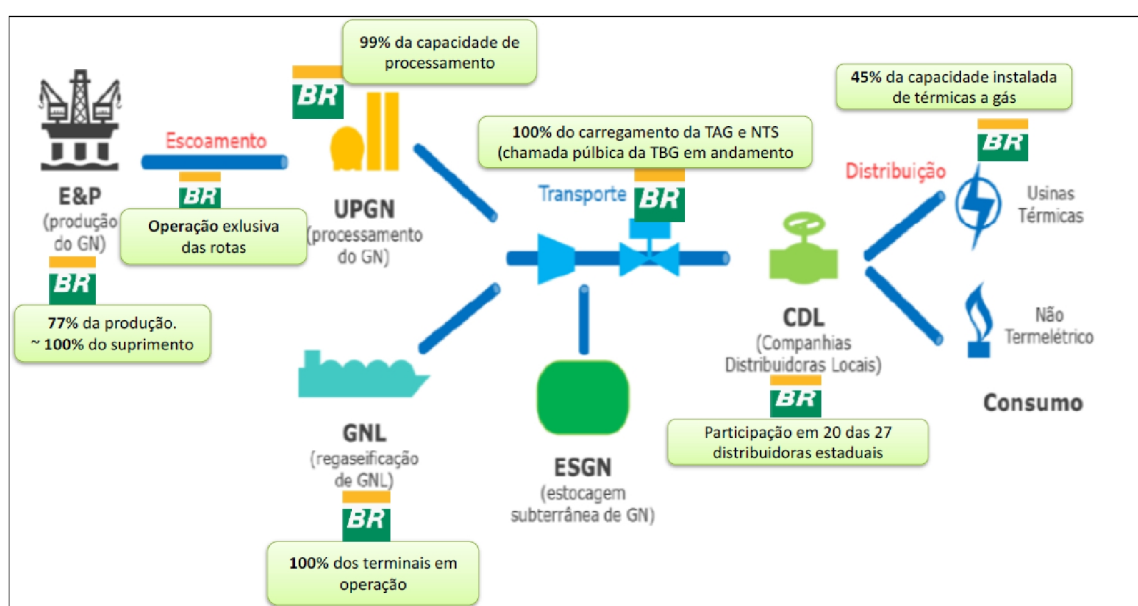
55. A unidade de liquefação de gás natural destina-se ao processamento e transformação física do insumo, levando-o ao estado líquido (GNL) com redução de volume de cerca de 600 vezes. Esse procedimento viabiliza o armazenamento e o comércio internacional de grandes quantidades de gás. Há hoje dezoito países produtores e exportadores de GNL, dentre os quais se destacam Catar, Austrália, Malásia, Nigéria e Indonésia. O Brasil não possui unidades de liquefação de gás natural.

II.3.9 Consumo

56. A Petrobras possui participação relevante também no consumo de gás natural. A Estatal é o sexto maior agente de geração de energia elétrica no País, com capacidade instalada de 6,24 GW. Isso representa cerca de 48% da potência instalada de geração a partir do gás natural e 4,0% da capacidade instalada total de geração elétrica do País. Além do consumo de grandes volumes em termelétricas (26,0% da oferta total de gás), considerando a média de 2015, a Petrobras consumiu ainda cerca de 13,8% da oferta de gás natural do País em suas refinarias e fábricas de fertilizantes, como autoprodutora e/ou autoimportadora, o que fez com que o total consumido atingisse 39,8% da oferta total.

57. A Figura 03, constante do documento ‘Rumo ao Novo Mercado de Gás’ produzido pelo Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil (peça 7), apresenta um esquema da cadeia do gás natural com os dados atuais de participação da Petrobras nos diversos ramos:

FIGURA 3 – STATUS QUO DO MERCADO DE GÁS NATURAL BRASILEIRO



Fonte: Documento ‘Rumo ao Novo Mercado de Gás’ (peça 7).

II.3.10 Conclusão

58. A segunda questão de auditoria proposta neste trabalho teve por objetivo levantar como se caracteriza o mercado atual de gás natural no Brasil. Por todo o exposto, observa-se que, em razão da participação majoritária da Petrobras e da dificuldade de outros agentes entrarem no mercado em condições de competirem com a estatal, os consumidores submetem-se ao domínio de uma única empresa, que, sem concorrentes, exerce o monopólio de fato no suprimento, transporte e distribuição de gás natural. O monopólio da Petrobras é, em parte, justificado pelas brechas existentes no ordenamento legal vigente. A expectativa presente, com as discussões que se iniciaram com a iniciativa ‘Gás para Crescer’ e, atualmente, com a iniciativa ‘Novo Mercado de Gás’, é a introdução de um novo marco regulatório para o setor que promova a quebra do monopólio de fato da Petrobras e o crescimento da competitividade entre os agentes do setor.

II.4 Políticas Governamentais para o Gás Natural

59. Nesta seção, procurou-se responder à terceira questão de auditoria, sobre os resultados alcançados pelas políticas governamentais na área de gás natural.

60. O primeiro normativo específico para o gás natural surgiu com a Portaria MME 1.061, de 08 de agosto de 1986. Essa portaria definia que a Petrobras deveria acelerar seus estudos e suas atividades de pesquisa e lavra, com o objetivo de aumentar a disponibilidade de gás natural no país, a fim de lhe ser dado o mais breve e integral aproveitamento. Ainda, deveria a Petrobras manter informado o então Conselho Nacional do Petróleo do cronograma atualizado de suas



disponibilidades de oferta de gás natural nas diversas bacias e campos, para fins de distribuição, de acordo com as possibilidades técnicas e econômicas de aproveitamento do produto. Essa portaria ainda tratava dos temas de transporte, distribuição, consumo, importação e exportação do gás natural, porém não obteve êxito no incremento da utilização do insumo.

II.4.1 Emendas 05/1995 – Serviços locais de gás canalizado e 09/1995 – Fim do monopólio legal da Petrobras

61. As propostas de mudança ocorridas na indústria do gás natural brasileira foram baseadas em tendências observadas nas reformas ocorridas em outros países durante os anos 80 e 90, segundo as quais a transformação da indústria se inseria em um processo mais amplo de reforma do papel do Estado na economia. Dentro do contexto dessas reformas, o Congresso Nacional aprovou em 1995 duas emendas à Constituição Federal, abrindo a possibilidade de inserção do investimento privado nas indústrias do petróleo e do gás.

62. Através da EC 09/1995, que modificou o Artigo 177 da Constituição, foi imposta a quebra do monopólio legal da Petrobras no setor: ‘A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei’. A partir dessa emenda foi permitida a participação do setor privado na prospecção, desenvolvimento, produção e na importação e exportação, refino, armazenamento e transporte do petróleo e do gás.

63. Por outro lado, a partir da alteração do Artigo 25, § 2º, da Constituição Federal, realizada através da EC 05/1995, estabeleceu-se que ‘cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação’. Desta forma, empresas privadas podem participar das atividades de distribuição e comercialização de gás.

II.4.2 Lei do Petróleo (Lei 9.478/1997)

64. Com a promulgação da Lei 9.478/1997, conhecida como Lei do Petróleo, foram estabelecidos os princípios e objetivos da política energética nacional e normas a respeito da participação de outras empresas (além da Petrobras) nas atividades da indústria petrolífera. A lei estabeleceu que os direitos de prospecção e produção de gás natural no território brasileiro continuariam pertencendo à União, cabendo à ANP a sua administração. O exercício destas atividades ocorreria mediante concessões a empresas públicas ou privadas. No segmento de transporte, a lei já previa que qualquer empresa ou consórcio de empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderia receber autorização da ANP para construir instalações de transporte e efetuar qualquer modalidade de transporte, seja para fornecimento interno, importação ou exportação. A lei estabeleceu ainda o livre acesso de terceiros à infraestrutura, sendo as condições de acesso negociadas livremente entre os agentes do mercado.

65. A reforma não introduziu restrições à integração vertical ou horizontal na cadeia, permitindo que qualquer agente tivesse qualquer percentual de participação na propriedade de empresas nos distintos segmentos do energético. Entretanto, havia a exigência à Petrobras de constituição de subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, demandando assim que as atividades de produção e transporte sejam realizadas por empresas juridicamente distintas.

II.4.3 Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT)

66. Em 2001, o Brasil passou por um período de racionamento de eletricidade, decorrente das dificuldades na recomposição do nível de água dos reservatórios das usinas hidroelétricas. Esse problema incitou o Governo Federal a procurar reduzir a dependência de energia elétrica de fontes hídricas e estimular a adoção de um programa de construção de termelétricas. O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), lançado em fevereiro de 2000 por meio do Decreto 3.371/2000, objetivava o incremento da capacidade instalada de termelétricidade no País. A regulamentação posterior (Portaria MME 176/01 e Portaria MME 234/02) concedeu condições especiais em relação ao abastecimento do gás natural para as usinas que fizessem parte do



programa, quais sejam o preço único postal do gás natural em todo o País; e a não separação do preço do gás **commodity** e do transporte.

67. Os principais incentivos concedidos pelo PPT foram:

a) Garantia pela Petrobras de suprimento de gás natural, por prazo de até 20 anos ao preço médio equivalente em reais de US\$ 2,26/MM btu, na base de setembro de 1999;

b) Garantia de aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por um período de 20 anos, de acordo com a resolução Aneel 233, de 29 de julho de 1999. O valor normativo é um mecanismo que define o limite de repasse para as tarifas dos consumidores referentes aos custos das distribuidoras com a compra de energia das geradoras; e

c) Garantia pelo BNDES de acesso ao programa de apoio Financeiro e Investimento prioritários no Setor Elétrico.

68. Em 2001, a capacidade instalada de geração térmica a gás natural era de 3.591 MW, representando apenas 4,8% do total. Até o ano de 2007 houve um expressivo aumento, e a capacidade passou a ser de 11.344 MW, representando 11,3% do total. Houve, portanto, um crescimento de capacidade de 215% em um período de seis anos, devido em grande parte à implantação do PPT. Em um segundo momento, de 2007 a 2017, o crescimento da capacidade das térmicas a gás natural foi bem menor, passando de 11.344 MW para 13.020 MW, ou 14,8% em dez anos. Isso fez com que sua representatividade na matriz caísse para 8,3% do total.

69. Conforme informações fornecidas pelo MME em resposta a ofício de requisição (peça 8), foram contempladas 74 usinas no PPT, sendo 41 usinas térmicas convencionais, que participam do despacho centralizado realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e 33 usinas de cogeração, de menor potência, não despachadas pelo operador central.

70. Em relação às 41 usinas térmicas convencionais, foram implantadas 23. Dentre estas, 21 têm como fonte principal o gás natural e duas operam a óleo combustível (usinas Termonorte I e II, localizadas em Porto Velho/RO, devido à não conclusão do gasoduto que ligaria Urucu a Porto Velho). Em dezembro de 2017, as 23 usinas implantadas do PPT totalizaram 8.978,9 MW de capacidade instalada, o que representa 5,7% do total do Brasil, sendo 8.560,9 MW referentes às 21 usinas a gás natural e 418 MW referentes às usinas a óleo combustível. A capacidade instalada das usinas a gás natural representa 65,8% da capacidade total das usinas a gás (13.020 MW).

71. Quanto à representatividade da energia elétrica produzida por essas 21 usinas no Sistema Interligado Nacional (SIN), destaca-se que as suas produções atingiram 9,8% no ano de 2014, 9,3% em 2015, 5,4% em 2016 e 6,6% em 2017, em relação ao total produzido no país. A participação maior em 2014 e 2015 se justifica pelo elevado índice de despacho de termelétricas em período de escassez de chuvas. Pode-se concluir que, mesmo dependente do despacho determinado pelo ONS, é significativa a participação das usinas térmicas do PPT no mercado atual de energia elétrica.

72. Apesar dos resultados alcançados pelo programa, desde o início de sua aplicação até os dias atuais, houve uma preocupação no sentido de adequar o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de gás e energia, além da busca de mecanismos para adequar o custo real dessas fontes visando as condições para a garantia do suprimento de energia para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Todas as usinas com participação acionária ou adquiridas pela Petrobras tiveram o Custo Variável Unitário (CVU - custos de combustível e demais custos variáveis) atualizados e reconhecidos pela Aneel. Atualmente, o suprimento de gás subsidiado pelo PPT está restrito a apenas duas usinas que não foram adquiridas pela Petrobras (Fortaleza e Termopernambuco), que representam 859,35 MW de capacidade instalada. O MME entende que, findo o prazo de vinte anos de sua implementação, não há mais espaço para continuidade da referida política.

II.4.4 Lei do Gás Natural (Lei 11.909/2009)

73. Apesar de certos avanços, a Lei do Petróleo não atendia as especificidades do setor de gás natural, pois tratava o energético como um derivado do petróleo e não como fonte primária de energia. Nesse sentido, a Exposição de Motivos à Lei do Gás nº 00009/MME, assim esclareceu a necessidade de se buscar um marco legal próprio para esse insumo:



4. Nesse contexto, o gás natural foi inserido como opção energética, recebendo tratamento regulatório que guarda considerável semelhança com aquele destinado ao petróleo, disputando com ele o mercado e a atração de capitais para o desenvolvimento das indústrias desses segmentos de atividades.

5. O tratamento que confere ao gás natural mecanismos regulatórios similares aos adotados para o petróleo e seus derivados, com os quais compete diretamente, tem se mostrado pouco eficiente para o desenvolvimento de todo o potencial da indústria do gás natural, tendo em vista as peculiaridades de cada mercado.

6. Alguns dos principais fatores que diferenciam o mercado de gás natural dos combustíveis líquidos, com reflexos no desenvolvimento de sua indústria, são apresentados a seguir:

- o mercado de combustíveis derivados de petróleo é bastante maduro, enquanto o mercado de gás ainda não atingiu a mesma maturidade;

- a logística para abastecimento de petróleo e seus derivados, além de amplamente consolidada, é menos complexa do que a do gás natural que, por sua vez, somente alcança os consumidores por meio de dutos, sob a forma liquefeita, ou comprimido em alta pressão;

- o transporte interno de gás natural, em grandes volumes e distâncias, só apresenta viabilidade econômica se efetuado por meio de dutos, o que confere ao transporte a condição de monopólio natural, necessitando, portanto, de regulamentação própria;

- como consequência, o que se verifica em relação ao porte da infraestrutura de movimentação de gás natural, **vis-à-vis** as possibilidades de se incrementá-la em bases econômicas sustentáveis, é absolutamente distinto do que é observado no setor de combustíveis líquidos onde, para o mesmo fim, são requeridos poucos investimentos;

- a formação de preços dos energéticos nos mercados doméstico e internacional também é distinta, notadamente pelo fato de os derivados de petróleo receberem tratamento de **commodity** em todos os mercados, enquanto o gás natural não recebe tal tratamento nem mesmo naqueles mais desenvolvidos;

- há também importantes diferenças quanto às formas de comercialização, sendo que para o gás natural, o mercado adquire contornos mais próximos ao de prestação de serviço, contrapondo-se às operações de compra e venda de mercadoria que melhor define a comercialização do petróleo e derivados líquidos;

- adicionalmente, o gás natural possui cadeia de valor diversa daquela do energético líquido e está com o seu comércio institucionalmente mais delimitado, sendo dos Estados a competência constitucional para executar a prestação do serviço local de gás canalizado.

7. Os estudos dessas questões, continuamente avaliadas no âmbito do Ministério de Minas e Energia, incluindo os seus reflexos na oferta de energia elétrica no País, demonstraram que o aproveitamento do potencial existente para o desenvolvimento da indústria requer uma adequação da legislação vigente para dissociar, parcialmente, o tratamento conferido ao gás natural do aplicado aos energéticos líquidos.

74. Após três anos de tramitação na Câmara e no Senado, em 04 de março de 2009, a Lei 11.909 foi publicada. Posteriormente, a lei foi regulamentada pelo Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010. A Lei do Gás representou para a indústria de gás natural a criação de um ordenamento jurídico próprio, normatizando as atividades relativas ao transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Ainda segundo a exposição de motivos, segue abaixo um resumo dos seus principais objetivos:

- a) a introdução do regime de concessão para a construção e operação de gasodutos, preservando, para os dutos de menor relevância, a possibilidade de serem executados por meio de autorização, posto que o regime de concessão busca conferir maior estabilidade ao contrato com a União para a exploração do serviço de transporte, ao mesmo tempo em que é possibilitada a definição de regras específicas para o serviço;



b) os contratos e as autorizações existentes serão mantidos;

c) são estabelecidas as diretrizes para o acesso, regulado, aos gasodutos de transporte, em decorrência de suas características de monopólio natural, sem que desestimulem o investimento privado em novas instalações;

d) estão sendo disciplinados o armazenamento do gás natural, no subsolo ou não, a liquefação e tratamento físico químico desse gás, bem como a sua comercialização fora da área de competência estadual; e

e) para a supervisão dessas atividades, está sendo proposta a adequação das atribuições da ANP, conferindo-lhe maior competência para a execução de suas atribuições de regulação, contratação e fiscalização das atividades da indústria do gás natural, incluindo, em seu âmbito, a criação de um organismo destinado a supervisionar a operação da rede de gasodutos e a coordená-la em situações caracterizadas como de emergência ou de força maior.

75. A Lei do Gás deu maior ênfase às atividades de transporte de gás natural. Inicialmente, vale destacar que a referida lei prevê concessão, mediante licitação, para exploração das atividades de transporte de gás natural a ser aplicada a todos os gasodutos de transporte considerados de interesse geral, mantendo-se, contudo, a modalidade de autorização para os gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais. A proposição de gasodutos a serem construídos ou ampliados, anteriormente de iniciativa dos particulares interessados, passa a ser feita pelo MME, por iniciativa própria ou por provocação de terceiros. De acordo com a lei, cabe à ANP promover o processo de licitação para concessão da atividade de transporte de gás natural, elaborando os editais de licitação e o contrato de concessão para a construção ou ampliação e operação dos gasodutos de transporte em regime de concessão. A celebração do contrato fica a cargo do MME, que pode delegar esta atribuição à ANP. O prazo de duração das concessões de transporte de gás natural é de 30 anos, prorrogáveis por igual período.

76. No que diz respeito à comercialização de gás natural, a Lei do Gás assim a definiu: ‘atividade de compra e venda de gás natural, realizada por meio da celebração de contratos negociados entre as partes e registrados na ANP, ressalvado o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal’.

77. A Lei ainda dedicou um capítulo específico à estocagem de gás natural, estabelecendo que essa atividade será objeto de concessão de uso, precedida de licitação na modalidade concorrência, quando ocorrer em reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e em outras formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos, devendo a ANP elaborar os editais e promover a referida licitação.

78. O Art. 58 do normativo afastou a obrigatoriedade de acesso aos terminais de GNL, anteriormente prevista na Lei do Petróleo. Por outro lado, manteve a faculdade a qualquer interessado ao uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural.

79. O Capítulo VI da Lei do Gás introduziu três novos agentes na indústria brasileira de gás natural: o Autoprodutor, o Autoimportador e o Consumidor Livre. A atividade de comercialização de gás natural pode ser desenvolvida em dois âmbitos territoriais: (i) nacional, caso em que o agente vendedor utiliza apenas os chamados gasodutos de transporte, não adentrando as áreas de concessão das distribuidoras; e (ii) regional, hipótese em que o agente vendedor negocia com usuários livres, conectados à rede de distribuição da concessionária estadual. Enquanto a comercialização de âmbito nacional não se submete à regulação dos Estados, a comercialização regional para Consumidores Livres exige do agente obter autorização em cada um dos Estados onde venha a atuar.

80. O autoprodutor foi definido na Lei como o ‘agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais’. Por sua vez, o autoimportador foi definido como o ‘agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais’. Ainda, conforme definição prevista na lei, o



Consumidor Livre é aquele ‘consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador’.

81. Apesar de todas as inovações, a nova lei não teve o impacto desejado na maturidade da indústria. Passados dez anos desde sua promulgação, não foi construído nenhum gasoduto de transporte sob o regime de concessão e não se observou uma ampliação significativa da participação de novos agentes na indústria.

82. Em virtude do reduzido efeito da Lei do Gás no desenvolvimento do setor, o MME inaugurou, em 2016, a discussão da iniciativa Gás para Crescer. Como se verá à frente, essa iniciativa teve por objetivo propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, tendo em vista a redução da participação da Petrobras nesse mercado.

II.4.5 A Malha de Gasodutos e sua Abordagem nas Políticas do Setor

83. O presente tópico não trata de uma política governamental específica do setor, mas de dois segmentos que, devido às suas importâncias estratégicas na cadeia da indústria do gás natural, merecem abordagem. São esses os segmentos de gasodutos de escoamento e gasodutos de transporte.

84. A conjuntura atual de planejamento de construção e/ou ampliação de gasodutos de escoamento e de transporte deve ser abordada considerando seus respectivos embasamentos legais vigentes.

85. A Lei do Petróleo estabelece que, nos termos da Constituição, as atividades de escoamento e transporte de gás natural constituem monopólio da União. Não obstante, a Lei estabelece a faculdade de a União não exercer diretamente essas atividades, que podem ser outorgadas mediante concessão ou autorização.

86. No que concerne especificamente aos gasodutos de escoamento, a Lei do Petróleo os trata de forma implícita no âmbito das definições da atividade de desenvolvimento da produção de campos de petróleo e gás natural, explicitando apenas as definições de transferência e desenvolvimento. A transferência é definida como movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades. Já o desenvolvimento é definido como o conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás. Assim, a atividade de desenvolvimento da produção envolve a movimentação de gás natural nas formas de transferência, quando de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades, e de escoamento, o qual fica implícito no normativo.

87. Apenas com a Lei do Gás, em seu Art. 2º, é que os gasodutos de escoamento são definidos explicitamente no arcabouço regulatório:

XIX - Gasoduto de Escoamento da Produção: dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação.

88. Com base no conjunto de ordenamentos mencionado, é possível notar que, quando o exercício das atividades econômicas da pesquisa e lavra do petróleo e do gás natural não são realizados diretamente pela União, os investimentos em gasodutos de escoamento são avaliados e incorridos pelas empresas contratadas com a União.

89. Nesse contexto, o MME afirmou ao Tribunal que o papel do planejamento do Governo é indicativo, buscando, sobretudo, realizar estudos que reduzam assimetrias de informação e ações que contribuam para melhorar o ambiente de negócios e a atratividade dos projetos. Vale destacar que é atribuição do CNPE, conforme a Lei do Petróleo, ‘Art. 2º IX - definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e de biocombustíveis, bem como da sua cadeia de suprimento’.



90. Conforme informações fornecidas pelo MME em ofício (peça 9), os esforços no âmbito do Ministério (MME, ANP e EPE) na promoção de investimentos em gasodutos de escoamento e de seu uso eficiente estão elencados abaixo:

a) apoio e o monitoramento institucional em relação aos investimentos em gasodutos de escoamento por empresas contratadas em regime de concessão, partilha de produção e/ou cessão onerosa. Em particular, os Projetos das Rotas 2 e 3 da Petrobras, que integram o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC);

b) a previsão de aplicação do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) aos investimentos de produção e processamento de gás natural e dutos em consonância com o estabelecido na Lei 11.488/2007 e sua regulamentação pelo Decreto nº 6.144/2007;

c) regulação pela ANP de dutos de escoamento da produção não integrantes de contratos de concessão (RANP nº 52/2015), conforme Artigo 44 da Lei do Gás e Artigo 61 do Decreto 7.382/2010 que a regulamenta, permitindo investimentos de terceiros no escoamento para prestação de serviços de movimentação de óleo e gás natural a diferentes produtores;

d) elaboração de estudos pela EPE (acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, alternativas e monitoramento de projetos de escoamento, mapa de infraestrutura de gás natural etc.) e atualizações do PDE para identificar/monitorar necessidades de investimentos, bem como a disseminação de informações sobre gasodutos a fim de promover o ambiente de negócios, como as bases do Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás, o Webmap EPE e o Mapa da infraestrutura de gasodutos de transporte;

e) proposta de aperfeiçoamento no marco legal com dispositivo prevendo acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento, de forma negociada, não-discriminatória e transparente, a fim de promover o uso mais eficiente dessa infraestrutura essencial.

91. Já no tocante aos gasodutos de transporte, a Lei do Gás estabelece que a atividade de transporte de gás natural em território nacional é caracterizada como atividade econômica, e que (Art. 3º):

A atividade de transporte de gás natural será exercida por sociedade ou consórcio cuja constituição seja regida pelas leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor, mediante os regimes de:

I - concessão, precedida de licitação; ou

II – autorização.

§ 1º O regime de autorização de que trata o inciso II do **caput** deste artigo aplicar-se-á aos gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais, enquanto o regime de concessão aplicar-se-á a todos os gasodutos de transporte considerados de interesse geral.

92. Ainda, em seu Artigo 4º, a Lei do Gás determina que:

Caberá ao Ministério de Minas e Energia:

I - propor, por iniciativa própria ou por provocação de terceiros, os gasodutos de transporte que deverão ser construídos ou ampliados;

II - estabelecer as diretrizes para o processo de contratação de capacidade de transporte;

III - definir o regime de concessão ou autorização, observado o disposto no § 1º do art. 3º desta Lei.

§ 1º O Ministério de Minas e Energia considerará estudos de expansão da malha dutoviária do País para dar cumprimento ao disposto nos incisos I e III do **caput** deste artigo.

93. Sendo assim, há duas formas para proposição de gasodutos no âmbito da Lei do Gás vigente. A primeira é a proposição por iniciativa própria, com base em estudos elaborados pela EPE, conforme Decreto 7.382/2010 (Art. 6º, § 1º):



O Ministério de Minas e Energia deverá elaborar o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário do País, preferencialmente revisto anualmente, com base em estudos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

94. A segunda forma é a Provocação por Terceiros, descrita na Portaria MME 94/2012 (Art. 1º, § 1º): ‘a provocação por terceiros consiste na apresentação por agente interessado, ao Ministério de Minas e Energia e mediante registro protocolar, de requerimento de construção ou ampliação de gasodutos de transporte’. Neste segundo caso, o MME pode encaminhar a documentação para a EPE, que realizará estudos e emitirá relatório em até 90 dias sobre o requerimento. De posse do relatório (Art. 4º, **caput**), ‘caberá ao Ministério de Minas e Energia decidir pela aprovação ou rejeição da construção ou ampliação do gasoduto de transporte, no prazo máximo de doze meses, contados a partir da protocolização do respectivo requerimento’, e, ainda (Art. 4º, § 1º):

Na hipótese de aprovação da construção ou ampliação do gasoduto de transporte, o Ministério de Minas e Energia poderá: I – propor a imediata construção ou ampliação do gasoduto; ou II – incluir a construção ou ampliação nos estudos para o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário.

95. Como visto anteriormente no parágrafo 82, é responsabilidade do CNPE definir a política de desenvolvimento da indústria de gás natural e de sua cadeia de suprimento, o que inclui a malha de gasodutos de transporte.

96. Neste sentido, o MME informou, na época, que várias ações foram tomadas no âmbito do processo de outorga de novos gasodutos de transporte, dentre as quais podem ser citadas:

a) o lançamento do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022;

b) os estudos da EPE para o PEMAT 2024 (vale comentar que os estudos do PEMAT 2024 acabaram não se tornando públicos em função de mudanças nos condicionantes de avaliação dos estudos em decorrência da crise econômica do país e da crise de governança e financeira da Petrobras que levou à postergação e/ou cancelamento de projetos. Tais eventos foram abordados, posteriormente, no âmbito do PDE 2026 e outros estudos da EPE);

c) os estudos referentes ao requerimento de Provocação por Terceiros do gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ (inicialmente denominado Guapimirim-COMPERJ II), que deve ser outorgado por regime de concessão segundo a legislação vigente;

d) os estudos referentes ao requerimento de Provocação por Terceiros do gasoduto Rio Grande/RS-Triunfo/RS, inicialmente denominado Projeto REGAS (após a avaliação e a reavaliação do projeto, a EPE emitiu relatório sobre este requerimento de Provocação por Terceiros recomendando pelo não prosseguimento do projeto para as etapas de Chamada Pública e Licitação. Isto porque, apesar dos benefícios potenciais associados à sua construção, a conveniência do gasoduto Rio Grande/RS-Triunfo/RS, na configuração apresentada pelo Agente Provocador, ainda era sujeita a elevados riscos, notadamente quanto à realização da demanda prevista, na área de influência do gasoduto, muito improvável em sua ordem de grandeza - 14 milhões de m³/dia - e perfil. Ressalte-se que, posteriormente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) iniciou processo de revogação da outorga da UTE Rio Grande, que ancorava o terminal de GNL que proveria a oferta para o gasoduto Rio Grande/RS-Triunfo/RS objeto do requerimento de provocação de terceiros avaliado pela EPE); e

e) diversas simulações e análises referentes à Região Sul no âmbito dos estudos para o PEMAT 2026.

97. Na tabela 1, foram sintetizadas algumas características do modelo atual de escoamento e transporte e as propostas para o desenho do mercado constante da iniciativa ‘Gás Para Crescer’, que será discutida em detalhes mais à frente.

TABELA 1 – PROPOSTAS PARA O NOVO DESENHO DO MERCADO DE GÁS NATURAL



SEGMENTO	HOJE	GÁS PARA CRESCER
Escoamento	Acesso facultativo – sem regras definidas	Acesso negociado e não discriminatório, garantida a prioridade de acesso do proprietário
Transporte	Contratação de capacidade ponto a ponto em gasodutos de transporte	Formação de Sistemas de Transporte com contratação de capacidade na modalidade de entradas e saídas
	Desverticalização jurídica	Desverticalização com certificação de independência para os transportadores existentes e total para os novos
	Operação coordenada pela Petrobras	Operação coordenada por Gestor de Área de Mercado formado por transportadores independentes, sem a criação de novo ente
	Regime de concessão para gasodutos de transporte como regra geral	Regime de autorização, com possibilidade de contestação por outros transportadores interessados
	Planejamento pelo MME com base em estudos da EPE	1) Planejamento indicativo pela EPE 2) Plano de investimento dos transportadores aprovados pela ANP após consolidação e avaliação pela EPE
	Ausência de mecanismos para cessão compulsória de capacidade	Regulação de mecanismos de cessão compulsória de capacidade

Fonte: MME.

II.4.6 Conclusão

98. Nesta seção, procurou-se responder à terceira questão de auditoria, sobre os resultados alcançados pelas políticas governamentais na área de Gás Natural. Em suma, percebemos que as reformas constitucionais dos anos 90, assim como a Lei do Petróleo, foram essenciais para estabelecer o fim do monopólio estatal sobre a indústria de óleo e gás. O PPT, enquanto programa de incentivo à construção de termelétricas a gás, proporcionou importante fôlego à matriz energética brasileira. Já a Lei do Gás, embora seja um marco regulatório específico para o setor e tenha inovado em fatores como o Consumidor Livre, não produziu os resultados desejados passados nove anos após sua promulgação.

III. INICIATIVA GÁS PARA CRESCER

99. As seções III e IV deste relatório tem relação com a quarta questão de auditoria, que pretendeu levantar os fatores que limitam atualmente o crescimento do mercado.

100. Conforme dito anteriormente, a Lei do Gás, não obstante ter inovado em vários pontos, não produziu o resultado almejado no desenvolvimento da indústria. Nenhum gasoduto de transporte foi concedido e não se observou um aumento significativo do número de agentes na indústria. Em razão disso, após 7 anos, iniciou-se um movimento de discussão e elaboração de um novo marco regulatório.

101. Lançada pelo MME em 24 de junho de 2016, a iniciativa denominada ‘Gás para Crescer’ teve como objetivo a proposição de medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, tendo em vista a redução da participação da Petrobras nesse setor. Segundo o Ministério, as premissas dessa iniciativa compreenderam adoção de boas práticas internacionais, aumento da competição, diversidade de agentes e maior dinamismo e acesso à informação de modo a construir um ambiente favorável à atração de investimentos, prioritariamente privados.



102. A execução das atividades, no âmbito dessa iniciativa, partiu de uma discussão estratégica entre os diversos agentes da indústria do gás natural no Brasil. As ações foram coordenadas pelo MME, que, em conjunto com a EPE e a ANP, foram responsáveis pela consolidação de uma proposta que posteriormente foi enviada ao Congresso Nacional. Como destacado anteriormente nesse relatório, ainda que a apreciação legislativa da iniciativa por intermédio do substitutivo ao PL 6.407/2013 não tenha sido concluída na Câmara dos Deputados, a sua evidente relevância requereu que os seus aspectos essenciais fossem objetos deste Acompanhamento.

103. A iniciativa foi composta por um conjunto de frentes de trabalho, coordenadas pelo núcleo operacional formado pela ANP, EPE e MME, resumindo temas que são objeto de discussão entre os diversos agentes públicos e privados do setor:

- a) Comercialização de gás natural;
- b) Tarifação por entradas e saídas;
- c) Compartilhamento de infraestruturas essenciais;
- d) Estímulo à harmonização entre as regulações Estaduais e Federal;
- e) Incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural;
- f) Harmonização entre o setor elétrico e o de gás natural;
- g) Gestão independente integrada do sistema de transporte e instalações de estocagem;
- h) Política de comercialização do gás natural da parcela da União nos contratos de Partilha;
- i) Desafios tributários;
- j) Apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas.

104. A Resolução CNPE 10/2016 instituiu o Comitê Técnico para Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural (CT-GN). As atividades foram organizadas por temas em oito subcomitês. Houve mais de 150 participantes, sendo 90% da indústria, associações e academia e 10% do governo. Dentre as principais partes interessadas que participaram das discussões, citam-se entidades como a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), a Confederação Nacional da Indústria (CNI), o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (IBP) e a Petrobras.

105. A seguir, são apresentadas análises dos principais temas que foram discutidos no âmbito do 'Gás para Crescer'.

III.1 Tarifação por Entradas e Saídas

106. Atualmente no Brasil são utilizados dois tipos de tarifação: por distância e postal. Na tarifação por distância as tarifas são calculadas com base na distância de um trajeto específico entre um ponto de entrada e um ponto de entrega. Este método tem como principal atrativo a refletividade de custos, o que a torna preferível em gasodutos longos e unidirecionais, como por exemplo, o gasoduto Urucu-Coari-Manaus. Há, porém, o inconveniente de ser calculada quase que caso a caso, o que reduz a transparência do custo do transporte e dificulta o cálculo econômico por parte dos agentes do mercado. Adicionalmente, na medida em que a rede de transporte torna-se mais complexa e interconectada os fluxos físicos de gás na malha ocorrem em diferentes direções, o que faz com que a tarifação por distância não reflita os reais custos do serviço de transporte.

107. Já a tarifação postal se caracteriza pela cobrança uniforme de todos os usuários independentemente da distância ou localização deles na rede. Por não refletir exatamente o custo de transporte para o local de seu uso, esse método tem como característica subsidiar a movimentação do gás natural para os locais mais distantes das fontes de oferta, privilegiando a universalização do serviço em detrimento da emissão de sinais locacionais eficientes.

108. O PL 6407/2013 propôs o estabelecimento de um sistema de tarifação por Entradas e Saídas. Em linhas gerais, o modelo de Entrada e Saída consiste na alteração da forma de contratação de capacidade, que não envolve a contratação de uma determinada movimentação entre um ponto de



entrada A e um ponto de entrega e/ou retirada em B ('A-B'). Nesse sistema contratam-se em separado uma capacidade de entrada em um ponto 'A' e outra de saída em um ponto 'B'. Ignora-se, portanto, a referência de um deslocamento físico da molécula.

109. Ao separar a contratação da entrada e saída, o sistema automaticamente cria um produto homogêneo a ser negociado, o qual pode ser negociado em termos iguais por todos os agentes da indústria na forma de gás natural negociado, por exemplo, em um ponto de negociação físico ou virtual. Ao transformar o gás natural em um produto homogêneo é gerado um incentivo à maximização do número de agentes aptos a negociar entre si, dando, assim, mais robustez ao mercado.

110. O método de tarifação por Entradas e Saídas já é utilizado com sucesso em outros países, especialmente na União Europeia, que possui um mercado de gás natural similar ao brasileiro. No debate em curso, existe um consenso de que a implementação desse sistema pode trazer benefícios para o mercado do Brasil. Não obstante, há alguns pontos que demandarão especial atenção dos órgãos de controle, como a política de formação de tarifa e a criação dos pontos de negociação virtuais.

III.2 Compartilhamento de Infraestruturas Essenciais

111. A doutrina das instalações essenciais, ou Essential Facilities Doctrine, prega que o proprietário de uma instalação considerada essencial ou gargalo deve providenciar acesso a terceiros a preço razoável. Essa doutrina deve ser compreendida como exceção aos princípios da economia de mercado e deve ser aplicada nas situações que requerem regulação do direito de propriedade.

112. A inexistência de compartilhamento de infraestruturas anteriores à malha de transporte, tendo como exemplo os dutos de escoamento da produção, é condição que limita a entrada de novos agentes na comercialização de gás natural, restringindo a competição e o acesso ao mercado. Evidência disso é o fato de que a Petrobras, apesar de responder por aproximadamente 75% da produção nacional, adquire quase a totalidade da produção de agentes privados, sendo responsável por 99,8% da disponibilização da oferta nacional à malha de gasodutos de transporte. Isso se dá em razão do monopólio da estatal sobre a propriedade e operação dos dutos de escoamento existentes no País. As atividades de processamento e de regaseificação de gás natural não são monopólios naturais, mas são essenciais para que haja concorrência a montante e a jusante na cadeia do gás. Atualmente no Brasil essas instalações de processamento e regaseificação podem ser acessadas por meio de negociação direta com o proprietário da UPGN ou do Terminal de Regaseificação. O marco legal vigente não obriga o acesso a essas instalações, mas não o proíbe, sendo o acesso, portanto, negociado entre as partes.

113. O Projeto de Lei apresentado ao Congresso Nacional tinha como premissa assegurar o livre acesso de terceiros à capacidade disponível de gasodutos de transporte, escoamento e de instalações de processamento de gás natural, mediante remuneração ao titular das instalações, cabendo à ANP a resolução de eventuais conflitos. Ficaria assegurado, também, o acesso às instalações de estocagem subterrânea, nos termos da regulação da ANP. O acesso aos terminais de regaseificação permaneceria não sendo obrigatório, porém ainda seria possível o acesso mediante negociação entre as partes.

114. A experiência internacional revela que o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais é condição necessária, mas não suficiente para permitir a competição e a diversidade de agentes no mercado. Ainda assim, entende-se que o aprimoramento do arcabouço legal e regulatório que estimule o aumento do compartilhamento será benéfico à indústria. Em virtude da alta complexidade, a transição para um cenário de maior acesso às infraestruturas exigirá a contínua vigilância dos órgãos de controle, especialmente a ANP.

III.3 Estímulo à Harmonização entre as Regulações Estaduais e Federal

115. Quanto à repartição de competências entre os entes federativos, a Constituição Federal atribuiu à União o monopólio de todas as atividades abrangidas pela indústria do gás natural (Art. 177). Todavia há uma exceção, qual seja a exploração dos serviços locais de gás canalizado pelos Estados (Art. 25, § 2º), conforme destacado a seguir.



Art. 177. Constituem monopólio da União:

I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;
[...]

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

Art. 25.

[...]

§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação. (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 5, de 1995)

116. Importa destacar que não é juridicamente pacífica essa divisão de responsabilidades. Há diversas discussões acerca da abrangência do termo ‘serviços locais de gás canalizado’, cuja exploração, direta ou mediante concessão, foi atribuída aos Estados, na forma da Lei. Existem interpretações no sentido de que o termo abrange apenas a movimentação do gás desde gasodutos de transporte ou instalações de regaseificação ou processamento até o consumidor final, ou seja, a prestação de um serviço logístico. Diferentemente, alguns consideram que o monopólio estadual engloba também a atividade de comercialização do gás, ou seja, a venda do gás em si. Na prática, muitos Estados, ao concederem a atividade, incluíram nos contratos de concessão a exclusividade para as distribuidoras comercializarem gás junto aos consumidores finais. Além disso, há discussões sobre se o termo ‘na forma da Lei’, contido no dispositivo constitucional, refere-se a Lei Estadual ou Federal.

117. Diretamente relacionada a essa repartição de competências é a controvérsia entre União e Estados quanto ao instituto do Consumidor Livre, em uma importante mudança proposta pela iniciativa. A Lei do Gás definiu a figura do Consumidor Livre, conforme transcrito abaixo:

Art. 2º [...]

XXXI - Consumidor livre: consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador;

118. Nessa Lei, ainda vigente, considerou-se que a regulação do Consumidor Livre estaria a cargo dos Estados. Ocorre que, apesar de alguns deles já terem regulação, as regras para que os consumidores se tornem livres são, muitas vezes, impeditivas. Atualmente, há apenas um contrato de Consumidor Livre no Brasil. A Tabela 2 traz uma relação dos Estados que já regulamentaram a matéria, assim como os valores mínimos de consumo de gás natural necessários para que o agente seja considerado Consumidor Livre.

TABELA 2 – VALOR MÍNIMO DE CONSUMO PARA ENQUADRAMENTO COMO CONSUMIDOR LIVRE, POR ESTADO

ESTADO	CONSUMO (m³/dia)	NORMATIVO
Amazonas	500.000	Decreto Estadual No 31.398, de 27/6/2011
Espírito Santo	35.000	Resolução ASPE 004/2011
Maranhão	500.000	Resolução Estadual No 01, de 7/1/2013
Minas Gerais	10.000	Resolução SEDE No 17, de 9/12/2013



Mato Grosso	1.000.000	Decreto Estadual No 1.760, de 31/10/2003
Mato Grosso do Sul (Indústria)	150.000	Portaria AGEPAN No 103, de 27/12/2013
Mato Grosso do Sul (Termoelétrico)	500.000	Portaria AGEPAN No 103, de 27/12/2013
Mato Grosso do Sul (Usuários de GN para matéria prima e petroquímico)	1.000.000	Portaria AGEPAN No 103, de 27/12/2013
Pará	500.000	Lei Estadual No 7.719, de 24/6/2013
Rio de Janeiro (Indústria)	25.000	Deliberação AGENERSA No 1.250, de 13/9/2012
Rio de Janeiro (Demais Consumidores)	100.000	Deliberação AGENERSA No 1.250, de 13/9/2012
São Paulo	10.000	Deliberação ARSESP No 231, de 26/5/2011
Sergipe	80.000	Decreto Estadual No 30.352, de 14/9/2016

Fonte: Diversas normas estaduais, elencadas acima.

119. A criação de um mercado de gás natural efetivamente líquido e competitivo passa, necessariamente, por um aumento do número de agentes atuantes nesse mercado, seja como compradores ou como vendedores de gás natural. No entanto, atualmente, o mercado é altamente concentrado nas duas pontas. Do ponto de vista do fornecimento, a Petrobras é monopolista. Já do ponto de vista do consumo, na ausência dos consumidores livres, há apenas as distribuidoras, que por sua vez têm como sócios privados, em sua maioria, os mesmos cinco grupos econômicos, o que caracteriza, na prática, um oligopsonio. As cinco empresas que atualmente têm o poder de influenciar decisões sobre a aquisição de gás natural no atacado no Brasil são: a Petrobras, por meio das participações da Gaspetro e da BR Distribuidora, com direito a indicar os diretores comerciais em vinte distribuidoras; a Shell, como acionista com o mesmo poder na Comgas; a Gas Natural Fenosa, como acionista da CEG, CEG Rio e da São Paulo Sul; a Cemig, como controladora da Gasmig; e Furnas, como compradora do único contrato de um Consumidor Livre em vigor no Brasil.

120. Nas propostas da iniciativa ‘Gás para Crescer’, foi considerada a regulação do Consumidor Livre em nível Federal, respeitando a realidade de cada Estado. Isso deveria garantir a abertura do mercado, ao mesmo tempo em que permitiria regras mais isonômicas em todo o país, observadas as especificidades locais.

121. No entanto, como já mencionado, o tema é sensível. Diversas discussões já foram realizadas envolvendo os reguladores estaduais, o Fórum Nacional dos Secretários de Estado de Minas e Energia, as distribuidoras de gás natural, além de diversos outros agentes. Algumas alternativas, como a criação de um Pacto Nacional ou a formação de um Conselho de Reguladores, nos moldes do Confaz (Conselho Nacional de Política Fazendária), chegaram a ser discutidas, mas não atingiram um nível de maturidade que lhes permitissem avançar naquele momento.

122. Alguns pesquisadores sustentam que a abertura do mercado não beneficiaria apenas os consumidores e ofertantes de gás, mas os próprios Estados e as distribuidoras, já que reduziria o risco destas em relação aos contratos de compra e venda de gás, além de reduzir também os custos financeiros relacionados ao aporte de garantias desses contratos.

123. No âmbito da discussão na Comissão de Minas e Energia (CME) da Câmara dos Deputados, depois de ouvir representantes de toda a cadeia, o Deputado Marcus Vicente (PP-ES), então relator do PL 6.407/2013, de autoria do Deputado Mendes Thame (PV-SP), apresentou, em 21 de novembro de 2017, relatório contendo substitutivo que contemplou as propostas da iniciativa Gás



para Crescer. No texto, a regulação do Consumidor Livre figurava entre as atribuições da ANP, conforme transcrito abaixo:

Art. 52. Os arts. 2º, 8º, 8º-A, 23, e 58 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passam a vigorar com a seguinte redação:

[...]

Art. 8º [...]

XXXI - regular os critérios para classificação de consumidores de gás natural como consumidores livres;

124. Após novas rodadas de discussão com representantes de toda indústria, o Deputado apresentou, em 6 de dezembro de 2017, nova versão do relatório, segundo a qual o Consumidor Livre seria regulado de forma conjunta entre União e Estados, conforme a seguir:

Art. 3º [...]

XV - Consumidor Livre: consumidor de gás natural que, nos termos da regulação da ANP e da legislação estadual, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente que realize a atividade de comercialização de gás natural;

[...]

Art. 49 A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia e da ANP, deverá articular-se com os Estados e o Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural, inclusive em relação à regulação do consumidor livre.

Parágrafo único. Os mecanismos necessários à implementação do disposto no **caput** serão definidos em regulamento.

Art. 50. Os arts. 2º, 8º, 8º-A, 23, e 58 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passam a vigorar com a seguinte redação:

[...]

Art. 8º [...]

XXXI - regular os critérios para classificação de consumidores de gás natural como consumidores livres, de forma concorrente com a legislação estadual;

125. Importante destacar que, após aprovação do texto na CME, era previsto ainda o trâmite do PL 6.407/13 por outras três comissões, além da votação no Senado Federal e da sanção presidencial. Contudo, a falta de consenso entre os diversos **stakeholders** do setor e o ambiente político no final do governo passado foram entraves à apreciação do Projeto de Lei, que se encontrava, até a data de fechamento desse relatório, sem deliberação na mencionada Comissão.

III.4 Harmonização com o Setor de Energia Elétrica

126. Devido à predominância da hidroeletricidade na matriz elétrica, o despacho termoeletrico é fortemente influenciado pelas condições hidrológicas e, por consequência, bastante variável, introduzindo igual variabilidade na demanda de gás natural para a geração térmica, bem como no sistema de transporte de gás. Isso impacta significativamente a capacidade de planejamento do setor e sua atratividade para novos investimentos. Se por um lado, a forte penetração de renováveis exigirá bastante flexibilidade operativa, por outro, a redução da capacidade de regularização na geração hidroelétrica deverá requerer expansão da capacidade de geração termelétrica de base, tornando imprescindível o planejamento coordenado da expansão de infraestrutura de geração de energia e de suprimento de combustíveis.

127. A Resolução CNPE 10, de 14 de dezembro de 2016, que instituiu o ‘Gás para Crescer’, estabeleceu, dentre outras, a seguinte diretriz estratégica: ‘promoção da integração entre os setores de gás natural e energia elétrica, buscando alocação equilibrada de riscos, adequação do modelo de



suprimento de gás natural para a geração termelétrica e o planejamento integrado de gás-eletricidade’.

128. A partir do trabalho realizado pelo subcomitê SC8 responsável pela integração entre os setores elétrico e de gás natural, foram recomendadas diretrizes para as regras dos leilões de energia nova. O Leilão de Energia Nova A-6, realizado em 20 de dezembro de 2017, já teve seu edital alterado de acordo com as novas diretrizes. Dentre as alterações, destacam-se a eliminação ou adequação da cláusula de penalidade por não suprimento de gás, prazos de contratos com horizonte rolante e possibilidade de declaração sazonal da inflexibilidade.

129. Em avaliação da EPE relativa ao resultado do Leilão de Energia Nova A-6 de 2017, ficou consignado o êxito na contratação de duas usinas termelétricas a gás natural a ciclo combinado. O MME afirma que a melhoria das condições editalícias proporcionadas pelas discussões realizadas no âmbito do Gás para Crescer e incorporadas às diretrizes do certame foram fundamentais na obtenção de tal resultado. Não obstante, o Ministério informa que, para os próximos leilões, as diretrizes são passíveis de serem reavaliadas, ao encontro de seu aperfeiçoamento.

130. Portanto, constata-se que, mesmo antes da alteração do ainda vigente marco regulatório, a diretriz estratégica de promoção da integração entre os setores de gás natural e energia elétrica já está gerando resultados positivos. A forte influência do setor elétrico na indústria de gás natural reivindica estreito acompanhamento dos respectivos agentes governamentais sobre a evolução da referida integração.

III.5 Medidas infralegais e próximos passos

131. Diante da dificuldade em atingir um consenso na apreciação do PL 6.407/2013, o então Presidente da República, em sua última quinzena de mandato, expediu o Decreto 9.616, de 17 de dezembro de 2018, em alteração ao Decreto 7.382, de 2 de dezembro de 2010, que dispõe sobre as atividades de transporte de gás natural e sobre as atividades de processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Buscou-se, com essa atitude, viabilizar a adoção de medidas infralegais em conformidade com a agenda regulatória discutida no programa Gás para Crescer.

132. Uma das principais mudanças introduzidas pelo citado decreto foi a criação do conceito de Sistema de Transporte de Gás Natural:

Art. 1º O Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, passa a vigorar com as seguintes alterações:

Art. 2º [...]

XXXV - Sistema de Transporte de Gás Natural - sistema formado por gasodutos de transporte interconectados e por outras instalações necessárias à manutenção de sua estabilidade, confiabilidade e segurança, nos termos da regulação da ANP.

133. Tal medida visou a concepção de nova regulação do transporte em que as tarifas sejam fixadas para o Sistema de Transporte, em vez de serem fixadas por gasodutos. A partir da definição do Sistema, o decreto introduziu o modelo tarifário de entradas e saídas:

Art. 52-A. A malha de transporte dutoviário poderá ser organizada em sistemas de transporte de gás natural, nos termos da regulação da ANP.

§ 1º Os serviços de transporte de gás natural serão oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída, em que a entrada e a saída poderão ser contratadas de forma independente.

§ 2º As tarifas nos sistemas de transporte de gás natural devem ser estruturadas pelos transportadores, considerados os mecanismos de repasse de receita entre eles, conforme regulação da ANP.



134. Além disso, o decreto estabeleceu a preservação dos contratos de serviços de transporte atuais, com permissão, contudo, para que a ANP crie incentivos para a adaptação dos contratos atuais ao novo modelo tarifário de entradas e saídas:

Art. 70-A. As novas modalidades de serviço de transporte de gás natural não prejudicarão os direitos dos transportadores decorrentes dos contratos vigentes na data de publicação deste Decreto.

Parágrafo único. A regulação da ANP poderá estabelecer incentivos em relação à receita máxima permitida aos transportadores, para a adequação dos contratos de serviço de transporte de gás natural vigentes com vistas a organizar os sistemas de transporte a serem cobertos com a oferta das novas modalidades de serviço.

135. Outra mudança proposta pelo decreto refere-se ao Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT. Diferentemente das versões anteriores, cuja elaboração levava até dois anos e eram a base das novas concessões de gasodutos, a atuação da EPE passou a ser indicativa e amparada nos planos de investimentos das transportadoras e nas informações de mercado:

Art. 6º [...]

§ 1º Para atendimento ao disposto no inciso I do **caput**, o Ministério de Minas e Energia considerará os estudos de expansão da malha dutoviária do País desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

§ 2º A EPE elaborará os estudos de expansão da malha dutoviária do País considerando os planos de investimentos dos transportadores, as informações de mercado e as diretrizes do Ministério de Minas e Energia.

136. Adicionalmente, o decreto deu poderes à ANP para estabelecer diretrizes quanto à criação de acesso negociado de terceiros a infraestruturas essenciais, assim como descrito no tópico III.2 do presente relatório:

Art. 62. [...]

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

Art. 62-A A ANP, por meio de ato normativo, estabelecerá as diretrizes para a elaboração conjunta de códigos comuns de acesso, amparados nas boas práticas internacionais, pelos agentes detentores ou operadores de instalações de escoamento, de processamento e de terminais de GNL, com vistas à eficiência global das infraestruturas e a minimização de impactos ambientais.

Parágrafo único. A ANP definirá os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes econômicos nas hipóteses em que as tratativas de acesso não tiverem êxito, com ênfase na conciliação e no arbitramento.

137. Finalmente, o decreto estabelece uma orientação para que o MME e a ANP dialoguem com os Estados e o Distrito Federal em prol da harmonização da regulação estadual, especialmente quanto ao tratamento dado à regulação do consumidor livre:

Art. 74-A. A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia e da ANP, articulará com os Estados e com o Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural, inclusive em relação à regulação do consumidor livre.

138. Em suma, o Decreto 9.616/2018 teve como objetivo dar respaldo jurídico à ANP para que implementasse as mudanças regulatórias anteriormente propostas no PL 6.407/2013, principalmente quanto ao transporte e ao compartilhamento das infraestruturas essenciais.



139. Paralelamente às ações empreendidas pelo governo, a ANP realizou o processo de Tomada Pública de Contribuições 6/2018, com o objetivo de coletar contribuições, dados e informações sobre a promoção da concorrência e a desverticalização na indústria de gás natural, bem como o aumento da oferta de gás ao mercado. Deveriam ser avaliados, dentre outros:

1 - Aplicação dos modelos de independência (separação completa de propriedade [OU], transportador independente [ITO] e operador independente de sistema [ISO]) a todos os transportadores no Brasil;

2 - Regras e diretrizes para a formalização do acesso a gasodutos de escoamento, unidades de tratamento de gás natural e terminais de regaseificação de GNL no caso em que as partes interessadas entram em acordo, assim como os procedimentos de conciliação e arbitramento pela ANP em caso de impasse entre as partes interessadas;

3 - Medidas para dar transparência às transações comerciais entre partes relacionadas, a fim de atender ao mercado cativo de gás natural, de forma a criar incentivos para a não ocorrência de **self-dealing** entre supridores e distribuidoras locais de gás canalizado;

4 - ‘Pacto Nacional’ entre a União e os Estados, para harmonização das regras de regulação do gás natural, inclusive no que tange ao escopo das regras a serem abrangidas, como critérios tarifários e a separação entre as atividades de comercialização e movimentação do gás natural;

5 - Regras a serem adotadas pela ANP, em conjunto com o CADE/MJ (Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência) e a SEFEL/MF (Secretaria de Acompanhamento Fiscal, Energia e Loteria), acerca de um programa de liberação de gás natural (Gas Release) envolvendo leilões periódicos de volumes de gás.

140. Ainda em 2018, a ANP publicou mais duas notas técnicas: a Nota Técnica 004/2018, que trata da desverticalização da indústria do gás natural; e a Nota Técnica 014/2018, que versa sobre a promoção da concorrência na indústria do gás natural.

141. A Nota Técnica 004/2018, que trata do desenvolvimento de um mercado concorrencial e líquido de gás natural no Brasil por meio de uma transição do modelo atual da indústria, versou sobre os modelos de separação da atividade de transporte de gás natural ou **unbundling**, quais sejam:

- a) OU: separação completa de propriedade – **fully ownership unbundled**;
- b) ISO: operador independente de sistema – **independent system operator**; e
- c) ITO: transportador independente – **independent transmission operator**.

142. Além disso, a referida Nota Técnica propôs as seguintes medidas:

a) Aplicação da separação completa de propriedade (**fully ownership unbundled**) entre os transportadores e agentes que atuam em atividades potencialmente concorrenciais da indústria do gás natural: os transportadores devem ser empresas completamente separadas e independentes de empresas verticalmente integradas na indústria do gás natural.

b) Aplicação dos modelos de modelos de independência (**unbundling**) OU, ISO e ITO aos transportadores existentes que sejam vinculados a uma empresa verticalmente integrada, nos moldes da experiência europeia: os transportadores que já são vinculados a empresa verticalmente integrada podem escolher entre os modelos de independência OU, ISO e ITO, a serem regulamentados pela ANP. Um transportador que já esteja completamente separado de uma empresa verticalmente integrada não pode escolher os modelos ISO ou ITO.

c) Aplicação da desverticalização funcional da distribuição de gás natural e vedação ao **self-dealing**: vedação ao **self-dealing** das empresas verticalmente integradas que detém/influenciam distribuidoras de gás canalizado, de forma a assegurar a independência funcional das distribuidoras, principalmente de suas áreas comerciais e de operação.

d) Separação das atividades de comercialização e distribuição de gás natural: processo gradual de abertura da comercialização, no qual os consumidores livres passariam a poder



participar do mercado atacadista de gás natural e os consumidores em geral poderiam escolher o seu supridor.

e) Elaboração de um arcabouço regulatório acerca das tarifas de operação e manutenção aplicáveis à distribuição de gás natural: discussão nacional acerca de um arcabouço regulatório das tarifas de operação e distribuição aplicáveis à distribuição de gás natural. A União poderia estabelecer critérios básicos e criar uma estrutura regulatória que poderia ser adotada pelas autoridades estaduais, respeitando o monopólio estadual no serviço de distribuição.

143. Já a Nota Técnica 014/2018 expressa a necessidade de uma atuação conjunta entre os órgãos de defesa da concorrência e a regulação setorial para a introdução de uma concorrência sadia e justa em benefício da sociedade. A nota exprime a necessidade de adoção de medidas adicionais para a desverticalização dos elos de transporte e distribuição (monopólios naturais) para a promoção da movimentação e compra de gás de forma isonômica e transparente.

144. Quanto ao elo de distribuição, a nota prega a distinção da atividade de movimentação do gás nas redes das distribuidoras estaduais da atividade de comercialização de natureza concorrencial, bem como a promoção de um programa de liberação de gás (**Gas Release**) que proporcionaria uma maior oferta, aumentando assim a concorrência e a desconcentração do mercado.

145. Essa Nota Técnica foi enviada ao CADE, com o objetivo de determinar o seu posicionamento sobre as barreiras à competitividade no setor. Atualmente, o CADE possui um processo formal que busca investigar conduta anticompetitiva no mercado de gás pela Petrobras. Em 8/7/2019, a Petrobras e o CADE celebraram um Termo de Cessação de Conduta (TCC), acordo que poderá permitir que outras empresas utilizem os gasodutos da Companhia. Além dessas ações, o CADE coopera com a ANP pela promoção da desconcentração da oferta de gás.

146. Outra ação da ANP, buscando avançar nas discussões e com o intuito de obter subsídios para a regulamentação da transparência na formação de preços do mercado de gás natural, foi a realização da Audiência Pública 20/2018, que resultou na Nota Técnica 009/2018-SIM. A Nota Técnica apresentou os artigos da minuta de resolução relativa à transparência de preços de derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis, com o objetivo específico de criar um mercado organizado de gás e fixar requisitos de divulgação de informações para a promoção de transparência.

147. Em fevereiro de 2019, a minuta foi desmembrada em três: uma específica para o gás natural, outra voltada aos segmentos de produção, importação e distribuição de derivados de petróleo e biocombustíveis e outra direcionada à revenda de combustíveis automotivos e GLP. A minuta específica do gás esteve em discussão na ANP e passou por consultas e audiências públicas, resultando na Resolução 794, de 5 de julho de 2019, da qual destacam-se os seguintes trechos:

DA TRANSPARÊNCIA DE PREÇOS DO GÁS NATURAL

Art. 1º Esta Resolução dispõe sobre a transparência de preços do mercado de gás natural no Brasil.

Art. 2º A transparência em relação à formação de preços do mercado de gás natural se baseia na divulgação ao mercado de informações suficientes, inclusive no que se refere aos preços praticados, para a realização de negócios em bases equânimes entre os participantes do mercado.

Parágrafo único. As informações e o período no qual estas deverão ser divulgadas serão determinados pela ANP, de forma a assegurar que os usuários finais e os elos concorrenciais da indústria do gás natural estejam protegidos dos efeitos adversos de uma colusão ou de outros comportamentos anticoncorrenciais.

(...)

DAS ALTERAÇÕES NORMATIVAS

Art. 3º A Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011, passa a vigorar com as seguintes alterações:



Art.2º

VII - Mercado Cativo: mercado em que os clientes em potencial possuem um limitado número de supridores concorrentes ou apenas um supridor;

(...)

Art. 8º-A. No exercício da atividade de comercialização, o agente detentor de autorização não poderá limitar ou prejudicar a livre concorrência, ou exercer de modo abusivo posição dominante que venha a deter em quaisquer mercados relativos às atividades que compõem a indústria do gás natural.

§ 1º Caso sejam observados indícios das infrações a que se refere o **caput**, a ANP, com base em suas atribuições legais, tomará as providências previstas no art. 10 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

§ 2º A partir de decisão dos órgãos de defesa da concorrência quanto à representação de que trata o art. 10 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a ANP poderá aplicar a penalidade de revogação da autorização para a atividade de comercialização de gás natural.

Art. 10-A. Fica vedada a utilização de cláusula de restrição de destino nos contratos de compra e venda de gás natural, podendo o adquirente comercializar o produto para qualquer interessado, respeitada a regulamentação vigente. (NR)

Art.11

§ 6º A ANP dará publicidade integral aos contratos de compra e venda de gás natural firmados com 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 a tais informações. (NR)

(...)

Art. 4º A Resolução ANP nº 11, de 16 de março de 2016, passa a vigorar com a seguinte alteração:

Art. 12. O Transportador poderá comprar ou vender gás natural apenas nas quantidades necessárias ao Gás de Uso do Sistema e para formação e manutenção do empacotamento necessário para a prestação de Serviço de Transporte de acordo com as melhores práticas da indústria de gás natural.

148. Além dessas iniciativas, o Brasil, como associado à Agência Internacional de Energia – IEA desde outubro de 2017, solicitou ao órgão um estudo com recomendações para a reforma da indústria de gás no país. O resultado do estudo foi materializado no documento ‘Towards a Competitive Gas Market in Brazil’ (<https://www.iea.org/newsroom/news/2018/september/iea-releases-paper-on-gas-market-design-in-brazil.html>), e contém recomendações como a introdução de códigos de rede para todo o sistema de transporte (**Network Codes**), a adoção do sistema de entradas e saídas, a adoção de mecanismos de alocação de capacidade de gestão e a criação de um ponto de comércio virtual (**Virtual Trading Pont**). O estudo traz detalhes dos passos que deveriam ser adotados, com base no processo de reforma da indústria do gás ocorrida na Europa.

149. Diante de todo o exposto, a despeito do PL 6.407/2013 não ter sido deliberado pelo Congresso, a reforma do setor tem avançado via realização de estudos, diálogos públicos e a adoção de medidas infralegais. A ANP, tendo recebido novas competências por intermédio do Decreto 9.616/2018, apresenta postura proativa e assumiu certo protagonismo no processo. O debate vem progressivamente ganhando a colaboração de diversos entes e instituições, como o CADE, a IEA e os governos estaduais.

150. Em março de 2019, já no atual governo, foi anunciado que o Ministério da Economia se juntaria aos esforços institucionais em prol da reforma da indústria do gás. Em abril de 2019, o



MME lançou um novo programa em coordenação com o Ministério da Economia, o CADE, a ANP e a EPE, intitulado 'Novo Mercado de Gás'. Esse programa se alicerça nos seguintes eixos: 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.

151. No momento do encerramento do presente relatório, o CNPE havia aprovado a Resolução 16, de 24/6/2019, que institui o 'Novo Mercado de Gás'. Tais medidas foram discutidas no âmbito do Comitê Interministerial de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil, instituído pelo CNPE em 9 de abril de 2019, e que tinha por objetivo final a abertura, a modernização e a promoção da concorrência no mercado.

152. A resolução aprovada pelo CNPE estabelece o início formal da agenda do 'Novo Mercado de Gás' e as medidas aprovadas deverão ser apresentadas ao Congresso para apreciação parlamentar.

153. Como se percebe, o tópico gera bastante divergência entre União, Estados, entidades públicas e privadas envolvidas. Nota-se ainda grande susceptibilidade à atuação de grupos de interesse, como as distribuidoras locais, no sentido de manter o cenário atual de monopólio no âmbito estadual.

154. O fato de o tema ainda não estar consolidado, e nem positivado, limita a atuação do Tribunal neste momento. Fica patente no presente tópico que as grandes dimensões das tratativas havidas na iniciativa 'Gás para Crescer' não serão menores que aquelas que ocorrerão no âmbito da iniciativa 'Novo Mercado de Gás'. Assim, tanto do ponto de vista dessas diferentes iniciativas quanto da adequabilidade temporal, a fiscalização ora em destaque descortina-se como um insumo importante para que a Corte de Contas possa promover ações de controle específicas, que, oportunamente serão propostas, bem como contribuir tecnicamente com os debates que já estão em curso no Congresso e no Executivo Federal. Portanto, será proposto o encaminhamento do presente relatório ao Congresso Nacional, ao Ministério da Economia, ao CNPE, ao MME e à ANP para subsidiar as ações e os debates sobre o novo mercado.

IV. DEMAIS FATOS RELEVANTES

155. No presente tópico, são apresentados outros fatos apurados durante a fiscalização que, devido à sua relevância, merecem ser mencionados nesse relatório.

IV.1 Capacidade de Escoamento e Transporte e a Implantação dos Gasodutos Rota 3 e Itaboraí-Guapimirim

IV.1.1 Escoamento

156. Conforme o PDE 2027, elaborado pela EPE e disponível em sua página eletrônica, a expectativa de produção bruta de gás natural no Brasil é de 217 MMm³/d em 2026 (aumento de 97,2% em relação aos 110 MMm³/d de 2017). Porém, após a redução devido às parcelas de queima, consumo em E&P e reinjeção, a produção líquida em 2027 será de 111 MMm³/d (aumento de 70,7% em relação aos 65 MMm³/d de 2017). Ainda assim, parte do aumento da produção líquida irá ocorrer em regiões isoladas, e pode vir a ser monetizada por meio de Usinas Termelétricas na boca do poço. De tal forma que, após o processamento, a empresa estima que a oferta nacional na malha integrada será de 73 MMm³/d em 2026 (aumento de 40,4% em relação aos 52 MMm³/d em 2017).

157. Considerando o gás natural produzido em Terra e no Pós-Sal, os gasodutos de escoamento atualmente em operação no Brasil são suficientes para escoamento da produção proveniente das bacias sedimentares até 2027, de acordo com as premissas do PDE 2027, dada a dinâmica de aumento da produção proveniente de campos novos e de declínio dos campos existentes.

158. Já em relação ao gás natural proveniente do Pré-Sal, além da necessidade de aumento da capacidade, as características físico-químicas do gás natural dessa origem (pressão e composição) podem fazer com que seja mais vantajosa a construção de gasodutos de escoamento especificamente para este fim. Isto porque tais características podem trazer implicações operacionais e de custos para os polos de processamento de gás natural.



159. Neste sentido, já foram construídos dois gasodutos de escoamento pela Petrobras, denominados Rota 1 e Rota 2. O terceiro gasoduto, denominado Rota 3, também da Petrobras, está em fase de construção dos trechos finais, e tem data prevista de entrada em operação para outubro de 2020. Estes gasodutos escoam gás natural da Bacia de Santos para as UPGNs de Caraguatatuba/SP, Cabiúnas/RJ e a do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), respectivamente, e possuem capacidades de escoamento de 10 MMm³/d, 16 MMm³/d e 18 MMm³/d, respectivamente. A soma das capacidades de escoamento das Rotas 1, 2 e 3 é de 44 MMm³/d.

160. De acordo com o PDE 2027, a produção bruta de gás natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos irá quase triplicar em 10 anos, aumentando de 50 MMm³/d em 2017 para 143 MMm³/d em 2027. A produção líquida de gás natural, que corresponde aos volumes de gás potencialmente disponibilizáveis para as UPGNs, é obtida pela redução na produção bruta de estimativas de injeção nos reservatórios, perdas ou queimas e consumo próprio de gás natural. O comportamento da produção líquida de gás natural não acompanha a produção bruta, principalmente, devido à reinjeção do gás do pré-sal. Ainda segundo esse estudo da EPE, estão sendo considerados altos índices de reinjeção, tanto para aumentar a recuperação do óleo, quanto por falta de infraestrutura de escoamento, além de dificuldades no processamento relacionadas ao elevado índice de contaminantes. Desse modo, apesar dos expressivos volumes, a monetização deste gás depende de uma série de investimentos e de definições em relação ao mercado consumidor frente aos custos elevados para aproveitamento deste insumo energético. Ressalte-se que os índices de reinjeção de gás natural no País vêm crescendo nos últimos anos, conforme dados da Tabela 3.

TABELA 3 – ÍNDICES DE REINJEÇÃO DE GÁS NATURAL

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PRODUÇÃO NACIONAL	70,58	77,19	87,38	96,24	103,8	109,87	111,94
REINJEÇÃO	9,68	10,64	15,73	24,29	30,24	27,61	35,10
ÍNDICE DE REINJEÇÃO	13,7%	13,8%	18,0%	25,2%	29,1%	25,1%	31,3%

Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – Abr/2019 (MME) (peça 10). Dados em milhões de m³/dia.

161. Devido à multiplicidade de fatores envolvidos, é difícil precisar a demanda futura de infraestrutura de escoamento. Consideremos que em 2016, conforme dados da EPE, a produção líquida do pré-sal foi de 21 MMm³/d, ou 80% da capacidade das Rotas 1 e 2. Portanto, mesmo com a entrada em operação do Gasoduto Rota 3, é razoável prever que a quase triplicação da produção do pré-sal em uma década irá expor o limite de capacidade da infraestrutura e demandar a sua expansão.

(...)

163. O Gasoduto Rota 3, essencial para o escoamento do gás natural do pré-sal nos próximos anos, foi objeto de fiscalização da SeinfraPetróleo, no âmbito do Fiscobras 2018, conforme despacho do Ministro-Substituto Weder de Oliveira. A auditoria teve, entre seus objetivos, verificar a compatibilidade de cronograma da obra em relação às demais obras que compõem Projeto Integrado Rota 3 (PIR3). Dentre as conclusões desse trabalho, que constam do relatório do Acórdão 2368/2018-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro-Substituto Weder de Oliveira, verificou-se a compatibilidade do cronograma do projeto com as demais obras do PIR3.

164. Quanto às UPGNs que serão necessárias para processar o gás natural do Pré-Sal, duas delas foram recentemente ampliadas e adequadas (Caraguatatuba/SP e Cabiúnas/RJ), e a terceira (COMPERJ/RJ), que faz parte do PIR3, encontra-se em fase de construção e tem previsão de entrada em operação em outubro de 2020.

IV.1.2 Transporte

165. A EPE analisa a capacidade futura dos gasodutos de transporte no PDE 2026 e afirma que eles não apresentarão maiores restrições de capacidade para movimentação do gás natural adicional a



ser carregado na malha integrada. Todavia, deve-se destacar que a EPE adota como premissa que uma obra de infraestrutura, o Gasoduto Itaboraí-Guapimirim, será construída em tempo hábil e entrará em operação no começo do ano de 2021. Trata-se de um gasoduto de transporte que será responsável pelo envio do gás processado do COMPERJ à malha integrada de transporte. Sobre esse projeto, cabe informar que esta Corte de Contas proferiu o Acórdão 1281/2015, cujo relator foi o Ministro Vital do Rêgo, e, na ocasião, tratou de alguns pontos sobre os custos do projeto. Posteriormente, em função de atrasos em projetos do PIR3, a ANP cancelou a chamada pública e, com isso, o Tribunal arquivou o processo.

166. Conforme informações do MME fornecidas em ofício (peça 9), o processo de outorga da concessão desse gasoduto foi reaberto pelo Ministério, por solicitação do agente provocador (Petrobras), tendo suas estimativas de custos de investimentos atualizados pela EPE visando à realização de nova Chamada Pública pela ANP. A avaliação atualizada da EPE já foi enviada à ANP pelo MME. Deve-se ressaltar que, se aprovado o novo marco regulatório no Congresso Nacional, os processos de outorga de gasodutos de transporte como este passarão a ser realizados mediante autorização.

167. Em suma, com base exclusivamente nas premissas dos estudos realizados pela EPE, pode-se afirmar que a capacidade futura de escoamento de gás natural será limitada em relação à expectativa de produção bruta de gás natural do país. Quanto à capacidade de transporte, ainda com base exclusivamente nos citados estudos, tem-se que a capacidade presente e futura é compatível com a expectativa de demanda, porém com risco de perdas econômicas caso o Gasoduto Itaboraí-Guapimirim não entre em operação na data prevista.

168. Há que se considerar, entretanto, que, em sendo o objetivo das iniciativas Gás para Crescer e Novo Mercado de Gás justamente o aumento de concorrência, entrada de novos agentes etc., o sucesso das medidas pode levar a aumento da demanda por gás e, por conseguinte, das infraestruturas aqui tratadas.

IV.2 Dependência de Importação de Gás Natural

169. Nos últimos anos, toda a oferta de gás natural no Brasil originou-se de três fontes: a produção nacional, a importação por terra, da Bolívia ou da Argentina, e a regaseificação de GNL.

170. A importação de gás natural por terra é realizada através de três gasodutos, quais sejam: O GASBOL e o Gasoduto Lateral Cuiabá, que ligam a Bolívia ao Brasil, e o trecho I do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, que conecta a Argentina ao Brasil. Dentre os três dutos citados, é notável a relevância do GASBOL, que possui capacidade de transportar até 31 MM³/dia, abastecendo os estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. O Gasoduto Lateral Cuiabá tem capacidade de transportar cerca de 2,8 MM³/dia e todo gás transportado por ele destina-se à UTE Cuiabá, enquanto o trecho I do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre liga a cidade argentina Paso de Los Libres à UTE Uruguaiana.

171. A regaseificação de GNL é realizada através dos três terminais de regaseificação que existem no país, em Pecém-CE, Aratu-BA e Rio de Janeiro-RJ, todos de propriedade da Petrobras. O GNL importado em 2017 veio principalmente de Angola, Nigéria, Catar, Estados Unidos e Trinidad e Tobago.

172. É notável a relevância da importação boliviana quando comparada à argentina e a regaseificação de GNL, conforme dados do MME publicados no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (peça 10), consolidados na Tabela 4. Importante observar que no ano de 2018 não houve importação de gás natural da Argentina.

TABELA 4 – ORIGEM DAS IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (MÉDIA DE 2018)

BOLÍVIA	22,11	76,16%
ARGENTINA	0,00	0,0%
GNL	6,92	23,84%



TOTAL IMPORTAÇÃO	29,03	100%
-------------------------	-------	------

Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – Abr/2019 (MME) (peça 10). Dados em milhões de m³/dia.

173. Consta-se também a grande importância do gás importado em relação à oferta total disponível no Brasil, pois corresponde a cerca de um terço de todo o gás ofertado ao mercado, tal qual está evidenciado na Tabela 5.

TABELA 5 – OFERTA DE GÁS NATURAL AO MERCADO BRASILEIRO (MÉDIA DE 2018)

PRODUÇÃO NACIONAL OFERTADA	55,09	65,49%
OFERTA DE GÁS IMPORTADO	29,03	34,51%
TOTAL	84,12	100%

Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – Abr/2019 (MME) (peça 10). Dados em milhões de m³/dia.

174. Apesar do aumento constante da produção nacional nos últimos anos, a importação de gás natural da Bolívia tem se mantido estável, devido à também crescente demanda pelo insumo. Isso pode ser explicado pelo preço do gás importado, que é mais baixo que o preço do gás nacional. Além disso, a limitada infraestrutura de escoamento da produção citada no item anterior impõe altos índices de reinjeção de gás nos poços e consequentemente reduz a oferta nacional.

175. Em 2006, houve um processo de nacionalização de ativos da Petrobras pela Bolívia, o que obrigou o governo brasileiro a investir na diversificação da oferta do insumo no sentido de garantir segurança energética do abastecimento de gás no Brasil. Em 2008, o mercado brasileiro sofreu novamente os efeitos da alta dependência de gás natural boliviano. Instabilidades políticas no país vizinho provocaram atentados que resultaram no fechamento de válvulas e na destruição de dutos de transporte, que consequentemente causaram supressão do volume diário contratado. Tal fato forçou o Governo Federal a adotar medidas contingenciais para realocação da demanda interna, devido à insuficiência da oferta internacional, e o cenário se normalizou em curto espaço de tempo.

176. Já em 2018, a Petrobras demandou uma média de 26 MM m³/d, enquanto a YPFB [empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos] entregou apenas 22 MM m³/d. Devido à não entrega dos volumes demandados e garantidos por contrato, a Petrobras multou a empresa boliviana. A YPFB não estaria conseguindo entregar os volumes demandados pela petroleira devido a uma redução de investimentos exploratórios ao longo dos últimos anos, que teria culminado com queda em produção. Eventos como esses servem como alerta para a sujeição do mercado brasileiro a eventuais intercorrências que suspendam o fornecimento de gás importado.

177. Devido à grande importância da importação de gás boliviano para a indústria de gás natural brasileira, releva destacar que os primeiros contratos de fornecimento de gás natural assinados em 1996 entre a Petrobras e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) têm prazo para terminar em 2019. Quanto à expectativa de renovação dos contratos, o MME afirma que a comercialização de gás natural é atividade econômica, na qual os agentes envolvidos definem seus critérios de negociação. Portanto, cabe exclusivamente às empresas envolvidas a decisão sobre efetivar ou não a transação comercial, cabendo aos governos do Brasil e da Bolívia, em casos específicos, auxiliarem-nos naquilo que lhes compete. Não obstante essa afirmação do MME, vale destacar que, segundo a Lei do Petróleo, ‘Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos: (...) V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal’. Além disso, segundo a mesma lei, em seu Art. 2º, inciso V, faz parte das atribuições do CNPE ‘estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, gás natural e condensado (...)’.

178. Nesse sentido, o MME informa que, em 17 de dezembro de 2007, os Ministros de Minas e Energia, pelo Brasil, e de Hidrocarbonetos e Energia, pela Bolívia, assinaram Memorando de



Entendimento (MdE) em Matéria Energética, com objetivo de estabelecer um marco geral de compromissos energéticos para a integração e complementação energética entre os dois países. O documento possui validade por um período de 10 anos, prorrogável automaticamente por igual período. O referido MdE recebeu Termo Aditivo, assinado em 16 de julho de 2015, com o objetivo de constituir Comitê Técnico binacional previsto no texto original do Memorando.

179. Dentre outras competências, deve o Comitê Técnico binacional, instituído pelo Termo Aditivo ao MdE, promover estudos com vistas a avaliar a continuidade no fornecimento de gás natural boliviano para o Brasil, após o vencimento do contrato vigente, assim como o suprimento de gás para Cuiabá.

180. Em reunião do Comitê Técnico binacional realizada em 27 de outubro de 2017, foram tratados diversos assuntos, dentre eles a renovação dos contratos. A Petrobras, após as negociações em curso que consolidarão o atual contrato, reiterou seu interesse em negociar a compra de gás natural boliviano em uma visão de longo prazo, mas em volumes menores, considerando o desenho de um novo mercado no Brasil com posicionamento de outros agentes na compra de gás natural boliviano. Entre os potenciais novos clientes no Brasil, vale destacar o conjunto de distribuidoras e comercializadores que possuem interesse na compra desse gás natural. Segundo a Abegás e Abraceel, a decisão de compra de gás natural boliviano é afetada pelas negociações entre Petrobras e YPF B acerca do contrato vigente.

IV.3 Adequação da legislação tributária e aduaneira

181. Segundo o MME, as especificidades do gás natural não são devidamente tratadas pelo sistema tributário brasileiro, o que impacta as atividades relacionadas com sua indústria. Diante disso, o Ministério tem avaliado e discutido soluções com os órgãos competentes, sempre que surgem questões tributárias que afetam a indústria do gás natural. A partir das propostas da iniciativa Gás para Crescer para o desenho de um novo mercado, outras questões tributárias também poderiam surgir, o que motivou a criação de um subcomitê específico no âmbito do Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural (CT-GN).

182. Assim, o subcomitê 5 do CT-GN, intitulado Aperfeiçoamento da Estrutura Tributária do Setor de Gás Natural, teve o objetivo de discutir e analisar questões tributárias, para atendimento especialmente da diretriz estratégica definida no inciso XV (aperfeiçoamento da estrutura tributária do setor de gás natural no Brasil) do Art. 2º da Resolução nº 10, de 14 de dezembro de 2016, do CNPE, que estabeleceu as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado e criou o CT-GN. Tendo como insumo o modelo vigente da indústria do gás natural e as propostas de alterações em discussão nos demais subcomitês, o subcomitê 5 buscou analisar as questões tributárias existentes e as potenciais com o novo desenho do mercado de gás natural, abrangendo ainda questões aduaneiras, especialmente no caso de GNL.

183. Ao longo do desenvolvimento dos trabalhos no subcomitê, diversas questões foram levantadas. De modo geral, pode-se afirmar que as dificuldades apontadas, em sua maioria, estavam relacionadas ao compartilhamento de infraestruturas com terceiros. Nesses casos, há a mistura do gás natural de diferentes proprietários no interior das instalações, com possibilidade de variações em suas características, como pressão, temperatura, poder calorífico e até mesmo estado físico, além de perdas, ou seja, fatores físicos que têm implicação em fatores tributários e comerciais. Com tudo isso, o volume real movimentado, em fluxo contínuo, somente é conhecido após a medição, em períodos pré-estabelecidos. Tais especificidades do gás natural geram dificuldades na emissão dos documentos fiscais, que é baseada em normativos que consideram mercadorias com dimensões e quantidades definidas e conhecidas previamente à remessa. Ademais, o proprietário da infraestrutura passa a prestar um serviço para um terceiro, o que também gera dúvidas em relação aos tributos que devem incidir e à forma correta de emissão dos documentos fiscais.

184. Vale reforçar que, dentre os pontos levantados, há aqueles que já afetam a entrada de novos agentes no mercado sob o marco regulatório vigente, e há outros que trarão dificuldades à implementação de um novo modelo do setor.



185. Uma das principais questões que afeta a indústria do gás natural é a desvinculação entre os fluxos físico e contratual, para fins de emissão dos documentos fiscais, mais especificamente aqueles relacionados ao Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS). Isso já é um empecilho no marco regulatório vigente e foi trazido a conhecimento do MME em 2015. Ainda naquele ano, o Ministério iniciou tratativas com o Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) e, depois de inúmeras discussões que envolveram agentes do setor e órgãos de Fazenda estaduais, foi elaborada uma proposta de acordo, na modalidade Ajuste SINIEF (Sistema Nacional de Informações Econômicas e Fiscais).

186. O Ajuste SINIEF é um acordo celebrado entre os Estados, o Distrito Federal e a União, considerado como norma complementar à legislação tributária, conforme o Art. 100, IV, do Código Tributário Nacional, e é comumente adotado nos casos que envolvam documentos fiscais. O ajuste em questão, discutido no âmbito do Confaz, tem o objetivo de conceder tratamento diferenciado para cumprimento de obrigações tributárias relacionadas às operações de circulação e prestações de serviço, neste caso, o de transporte de gás natural por meio de gasodutos. Tal tratamento é necessário pois a regulamentação vigente do ICMS exige que a emissão dos documentos fiscais reflita o fluxo físico do gás natural. Entretanto, considerando a característica fungível do gás natural e a possibilidade de otimização de fluxos em gasodutos interconectados, não é possível garantir que o fluxo físico atenda ao fluxo contratual, para fins de emissão desses documentos fiscais em um sistema de transporte dutoviário.

187. A proposta de Ajuste SINIEF tratava somente das obrigações acessórias do ICMS nas operações de circulação e prestações de serviço de transporte de gás natural por meio de gasodutos. De acordo com a proposta, a emissão dos documentos fiscais seria realizada com base nas quantidades de gás natural, efetivamente medidas nos pontos de recebimento e de entrega, solicitadas pelos remetentes e destinatários, e confirmadas pelos transportadores, de acordo com previsão contratual.

188. Para melhor controle dos fiscos estaduais, o Ajuste SINIEF estabelece que um sistema de informação seja implantado para disponibilizar as informações de movimentação de gás natural, identificando o remetente, o transportador, o destinatário, o ponto de recebimento e de entrega, os volumes e quantidades de energia do gás natural, entre outros.

189. Vale observar que, atualmente, a Petrobras é a única carregadora do sistema integrado de transporte dutoviário do país. Como ela tem contratos bastante abrangentes e flexíveis, mesmo com a determinação dos fluxos físicos, feita por meio de simulações termo-hidráulicas baseadas em modelos computacionais, é possível a emissão dos documentos fiscais sem infringir a legislação tributária. A eventual entrada de um novo carregador no sistema integrado de transporte dutoviário não seria possível com a regulamentação vigente, exceto em alguns casos bem específicos. A questão da desvinculação entre os fluxos físico e contratual torna-se mais relevante no modelo de contratação de capacidade de entrada e de saída proposto nas iniciativas Gás para Crescer e Novo Mercado de Gás, em que, para o sistema de transporte dutoviário de gás natural, um agente pode contratar a entrada e um outro agente contratar a saída, de modo independente.

190. É importante ressaltar que a proposta foi aprovada pelo CONFAZ em abril de 2018, com a publicação do Ajuste SINIEF 3/2018, mas que no momento da elaboração desse relatório não contava com a adesão de todos os Estados. O Governo Federal sinalizava então a pretensão de estimular essa adesão por meio de incentivos fiscais aos governos estaduais.

191. No caso de importação de GNL, além da questão do compartilhamento da infraestrutura em si, que inevitavelmente causará a mistura de GNL de diferentes proprietários, surgem questões como a obrigatoriedade de emissão de documentos fiscais para permitir a remessa a terceiros, do navio metaneiro para o terminal de GNL, sendo que a informação do volume real da mercadoria, necessário para o documento fiscal, só é conhecida após a finalização da transferência. A permanecer o impasse, inviabiliza-se a descarga do GNL em importação.

192. Existem ainda outras questões tributárias e aduaneiras que, se resolvidas, podem trazer maior segurança jurídica aos empreendedores ou eficiência tributária aos empreendimentos.



193. As questões aduaneiras referem-se ao GNL, cujas especificidades não são devidamente tratadas no regulamento aduaneiro, como as perdas decorrentes da regaseificação natural do GNL nos tanques criogênicos ou o seu uso como combustível no navio metaneiro, a obrigatoriedade de preenchimento de informações do GNL pelo fornecedor, preço de transferência, entre outros.

194. As outras questões tributárias referem-se a novas atividades que podem surgir, como a regaseificação de GNL, cuja tributação não é clara, pois há possibilidade de ser considerado como prestação de serviço ou como industrialização por encomenda. Há também a definição do sujeito ativo na tributação do ICMS do gás natural importado por meio de gasoduto, que está pendente de julgamento pelo Supremo Tribunal Federal (STF).

195. Em que pese a análise das questões tributárias e aduaneiras e proposição de soluções pelo MME, releva considerar que essas regulamentações são de competência de outros órgãos. No caso de tributos, algumas questões referem-se ainda a outras esferas. Dessa forma, o MME informou, à época, que seu papel era o de provocar os órgãos competentes, apresentar o problema, envolver-se nas discussões de soluções quando permitido, e articular-se para sua aprovação, dentro das competências e limitações do Ministério. Em decorrência, a interpretação da questão, a priorização para discussão e o encaminhamento de uma solução, quando necessário, dependem desses órgãos competentes.

196. Percebe-se que a complexidade do sistema tributário brasileiro é, ela própria, um desafio para a análise das questões que afetam a indústria do gás natural e discussão de soluções. Assim, para um melhor conhecimento sobre o tema, o MME contratou, por meio do Projeto Meta (Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral), com recursos do Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD) e do Banco Mundial, uma consultoria para realização de estudos sobre os desafios do sistema tributário brasileiro na indústria do gás natural. Esses estudos visaram, também, fazer uma análise crítica das propostas da iniciativa Gás para Crescer para as questões tributárias e aduaneiras.

197. De acordo com o Termo de Referência (TDR) nº 63, a consultoria técnica especializada deveria entregar 6 produtos: Plano de Trabalho, Estudo sobre a Legislação Tributária Aplicável ao Gás Natural, Treinamento sobre a Legislação Tributária Aplicável ao Gás Natural, Modelagem da Estrutura Tributária Incidente sobre o Gás Natural, Análise das Propostas da Iniciativa Gás para Crescer e Relatório Final e Seminário de Divulgação.

198. Atendidos os 6 produtos relacionados acima, os principais resultados dos estudos foram:

- a) Conflito de competência na tributação do ICMS do gás natural;
- b) Falta de uniformidade de alíquotas de ICMS e tratamentos diferenciados, inclusive quanto a tratamento dos créditos (exigência ou não de estorno);
- c) Cumulatividade do ICMS na cadeia do gás natural para geração termelétrica, devido a existência de operações com isenção de ICMS e estorno de crédito no meio;
- d) Mistura de gás de diferentes proprietários em caso de compartilhamento de infraestruturas;
- e) Procedimentos aduaneiros para tratar especificidades do GNL em caso de compartilhamento de terminais;
- f) Tributação no investimento.

199. Como propostas para o desenho do novo mercado de gás natural, a empresa propôs a tributação do transporte por entrada e saída, realização da tributação das negociações dentro de um **hub** virtual e o repasse entre transportadores em uma área de mercado.

IV.4 Conclusão

200. Essa conclusão refere-se às seções III e IV deste relatório, e tem relação com a quarta questão de auditoria, que pretendeu levantar os fatores que limitam atualmente o crescimento do mercado. Pode-se concluir que o rol de itens listados nessas seções são elementos limitadores ao



desenvolvimento do mercado atual. Por conseguinte, esses elementos devem ser alvo de debate e de revisão normativa, tanto no âmbito do Executivo quanto do Legislativo. A relevância do tema e os potenciais benefícios da revisão legislativa deverão demandar a atenção do Tribunal, que, oportunamente, proporá ações de controle específicas.

V. CONCLUSÃO

201. 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.

202. 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.

203. Em 2000, o Governo Federal instituiu o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) como programa de incentivo ao incremento da capacidade termelétrica instalada no País. O Decreto garantia o suprimento de gás natural por até vinte anos a preço fixado, aplicação de valor normativo para a distribuidora de energia elétrica por vinte anos e acesso a recursos financeiros do BNDES. O programa gerou resultados positivos, dentre eles o crescimento de capacidade de geração térmica a gás natural de 215% de 2001 a 2007. Não obstante, desde seu início houve movimentação para adequar o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, de forma que hoje apenas duas usinas ainda contam com o suprimento de gás subsidiado pelo programa. O MME entende que, findo o prazo de vinte anos, não há mais espaço para continuidade da política.

204. Em 2009, o setor de gás natural obteve um marco regulatório próprio, a chamada Lei do Gás. O dispositivo normatiza as atividades de transporte, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. 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.

205. 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’. Foi criado um conjunto de dez frentes de trabalho, coordenadas pelo núcleo formado pelo MME, ANP e EPE, que debateram diversos temas estratégicos para a indústria. 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. À época dessa fiscalização, o substitutivo ao Projeto de Lei 6.407/2013, que incorporou o resultado desse trabalho, encontrava-se sem deliberação na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados.

206. Apesar de o setor de produção no Brasil contar com a participação de dez concessionárias, a Petrobras é responsável por mais de 70% do combustível produzido. Devido ao controle sobre a infraestrutura de escoamento e processamento, os outros agentes vendem o gás produzido à estatal, que na prática é a única ofertante do insumo ao mercado. A Petrobras também responde por praticamente todo o gás importado, e controla a maior parte da extensão de gasodutos. Por fim, a petrolífera participa de 20 das 27 distribuidoras estaduais e é um dos principais consumidores do País. Destarte, constata-se que a Petrobras ainda detém o monopólio de fato da indústria de gás natural no Brasil.



207. A crescente produção de gás natural na camada do Pré-Sal tem demandado o aumento da capacidade de escoamento e transporte do insumo. Hoje, a capacidade limitada de escoamento força a reinjeção do gás nos poços, causando perdas econômicas ao produtor. Para escoar o gás do Pré-Sal foram construídos os gasodutos chamados Rota 1 e Rota 2, e um terceiro, denominado Rota 3, está em fase de construção dos trechos finais. A malha de transporte existente possui capacidade compatível com a demanda, porém há risco de insuficiência caso o gasoduto Itaboraí-Guapimirim não entre em operação na data prevista.

208. É notável a relevância da importação de gás natural, que constitui um terço da oferta nacional ao mercado. O gás importado no Brasil origina-se da Bolívia, da Argentina ou da regaseificação de GNL, sendo que o gás boliviano representa mais de 75% do total importado. Este alto nível de dependência já causou interrupções no fornecimento devido a distúrbios políticos no país vizinho. Em 2019, termina o prazo dos primeiros contratos de fornecimento com a Bolívia, que entrarão agora em fase de renegociação entre a Petrobras e a YPFB.

209. O setor de gás natural tem especificidades que não são devidamente tratadas pelo sistema tributário brasileiro, como a dificuldade na emissão de documentos fiscais e a incidência de tributos quando do compartilhamento de infraestruturas com terceiros. No âmbito do CONFAZ, foi publicado um ajuste para a desvinculação entre os fluxos físicos e contratual, que pretende facilitar a implantação do modelo de entrada e saída proposto no ‘Gás para Crescer’.

210. Apesar do PL 6.407/2013, que, a partir de substitutivo, abarcou as propostas constantes da iniciativa ‘Gás para Crescer’, não ter sido deliberado pelo Congresso, a reforma do setor tem avançado via realização de estudos, discussões e a adoção de medidas infralegais. A ANP, especialmente após a edição do Decreto 9.616/2018, assumiu o protagonismo e os debates vêm ganhando respaldo de outras instâncias institucionais.

211. Nessa seara, o MME lançou um novo programa, intitulado ‘Novo Mercado de Gás’, em coordenação com o Ministério da Economia, o CADE, a ANP e a EPE cujas propostas estão alicerçadas 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.

212. Em junho de 2019, o CNPE estabeleceu o início formal da agenda do Novo Mercado de Gás com a aprovação da resolução com as medidas discutidas no âmbito do Comitê Interministerial de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil. As medidas aprovadas deverão ser apresentadas ao Congresso para o prosseguimento das discussões atinentes a uma efetiva alteração do marco legal ainda vigente.

213. Todo o relatado mostra que o setor de gás natural no Brasil passa por um importante momento de transição. A agenda do ‘Novo Mercado de Gás’ ainda passará por tramitação no Congresso Nacional e há diversos pontos ainda não consolidados, e, por conseguinte, não positivados.

214. Noutras palavras, não há, efetivamente, uma nova política pública que possa ser acompanhada ou alteração de competências dos órgãos executivos e reguladores, o que limita a atuação do Tribunal neste momento. Nesse sentido, a principal proposta que se apresenta é a de encerrar o presente Acompanhamento, cujo relato abrangeu a história da indústria desde o seu princípio até os dias atuais, e encaminhar o presente relatório ao Congresso Nacional, ao Ministério da Economia, ao CNPE, ao MME e à ANP para subsidiar as ações e os debates sobre o tema.

215. Utilizando as premissas, informações e conclusões expostas neste relatório, aliadas a novas informações produzidas pelos órgãos relevantes, esta Corte de Contas deverá, oportunamente, propor ações de controle específicas sobre as iniciativas governamentais atinentes ao desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro.

VI. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

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

216.1. Encerrar o presente processo, tendo em vista o cumprimento do objetivo para o qual foi constituído, com fundamento no Art. 169, inciso V, do Regimento Interno do TCU.



216.2. 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.

216.3. Tornar o presente relatório público, com exceção do conteúdo integral do Apêndice A.”

É o Relatório.

VOTO

Conforme se depreende do Relatório precedente, cuidam os autos de fiscalização realizada na modalidade Acompanhamento, tendo como objetivo acompanhar e diagnosticar as políticas públicas, a regulação e as demais competências dos órgãos e entidades que atuam no setor de gás natural no Brasil.

2. Destaco, de início, a relevância da matéria, considerando que o mercado de gás passa por um momento de transição, devido à saída prevista da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) de diversos elos da cadeia e à elaboração de um novo marco regulatório para o setor.

3. Some-se a isso o papel estratégico dessa **commodity**, não apenas no cenário nacional como também em nível mundial, haja vista as crescentes pressões para uma transição energética em direção a uma matriz menos poluente, o que possibilita ao gás natural, como opção consideravelmente mais limpa do que seus substitutos fósseis, tornar-se uma fonte energética de maior relevância e cada vez mais autônoma em relação ao petróleo, apoiando a transição global da atual matriz energética, em grande parte dependente de petróleo e carvão mineral, em direção a outras fontes alternativas e renováveis.

4. A instrução do presente feito está a cargo da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPetróleo), cuja equipe envolvida nesta auditoria, a partir do objetivo geral do trabalho, formulou os seguintes objetivos específicos:

- a) levantar fatores históricos que influenciaram no mercado de gás natural brasileiro;
- b) mapear a estrutura do setor de gás natural do Brasil;
- c) avaliar os resultados das políticas governamentais nessa área; e
- d) acompanhar a discussão e implantação do novo marco regulatório.

5. Tais objetivos específicos, por sua vez, foram utilizados como insumo para o desenvolvimento das questões de auditoria abaixo descritas:

- a) Quais os fatores históricos que influenciaram no mercado de gás natural do Brasil?
- b) Como se caracteriza o mercado atual de gás natural no Brasil?
- c) Quais os resultados alcançados pelas políticas governamentais na área de Gás Natural?
- d) Quais os fatores que limitam atualmente o crescimento do mercado?

6. Para responder a essas questões, a equipe de auditoria realizou reuniões com os principais órgãos públicos atuantes no setor e solicitou a esses órgãos informes e documentos que apoiassem a compreensão do tema em estudo. Além disso, foram feitas consultas à bibliografia especializada de pesquisadores e estudiosos do assunto, as quais serviram de base para diversas análises realizadas ao longo do trabalho.

7. Entre os resultados deste Acompanhamento, apontou-se primeiramente que as diversas crises energéticas, como a Crise do Petróleo nos anos 70 e o “Apagão” de 2001, impulsionaram investimentos na diversificação da matriz de energia brasileira, o que alavancou o setor brasileiro de gás natural, acompanhando, ainda que de forma tímida, o aumento das reservas provadas de gás natural no país, que passaram, segundo informações disponibilizadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), de 181,5 bilhões de m³, em 1991, para 488,8 bilhões de m³, em 2015.

8. A oferta total de gás ao mercado aumentou da média mensal de 45,65 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d) em 2007 para 102,58 MMm³/d em 2015, quando a malha de transporte brasileira totalizava 9.409 km de dutos, e a de distribuição, 25.253 km. Apesar disso, a necessidade de



altos investimentos e a parca legislação foram possíveis causas do desenvolvimento tardio desse mercado, encontrando-se o Brasil ainda na dependência da importação de gás natural boliviano para atender ao menos um quarto de sua demanda.

9. Para que se tenha uma dimensão dessa dependência, informe-se que a importação de gás boliviano em 2018, considerando a média mensal ao longo daquele ano, foi de 22,1 MMm³/d, ou seja 26,3% da média de 84,12 MMm³/d ofertados ao mercado brasileiro naquele exercício.

10. Por outro lado, informações obtidas pela equipe da SeinfraPetróleo indicam a possibilidade de se reduzir esse percentual de dependência externa.

11. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) divulgado pela EPE tendo como horizonte o ano de 2027, a expectativa de produção bruta de gás natural no Brasil é de 217 MMm³/d em 2026, o que corresponde a um aumento de 97,2% em relação aos 110 MMm³/d de 2017. Grande parte desse aumento se concentrará no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, cuja produção bruta de gás natural irá quase triplicar em 10 anos, aumentando de 50 MMm³/d em 2017 para 143 MMm³/d em 2027.

12. Excluídas as parcelas de gás utilizadas no consumo em exploração e produção (E&P), na reinjeção em poços, na queima e nas usinas termelétricas instaladas “na boca do poço”, estima-se que a oferta nacional na malha integrada será de 73 MMm³/d em 2026, ou seja, um aumento de 40,4% em relação aos 52 MMm³/d em 2017.

13. Mas, para fazer frente a essa expansão na produção de gás natural, serão necessários investimentos em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e em gasodutos, tanto nos de transporte quanto nos de escoamento de produção, assim definidos na Lei 11.909, de 4/3/2009 (Lei do Gás) em seu art. 2º:

“XVIII - Gasoduto de Transporte: gasoduto que realize movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural, ressalvados os casos previstos nos incisos XVII e XIX do **caput** deste artigo, incluindo estações de compressão, de medição, de redução de pressão e de entrega, respeitando-se o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal;

XIX - Gasoduto de Escoamento da Produção: dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação;”

14. Quanto às UPGNs que serão necessárias para processar o gás natural do Pré-Sal, segundo levantado pela equipe de auditoria, duas delas foram recentemente ampliadas e adequadas (Caraguatatuba/SP e Cabiúnas/RJ), e a terceira (Comperj/RJ), que faz parte do Projeto Integrado Rota 3, encontra-se em fase de construção, com previsão de entrada em operação em outubro próximo.

15. Há ressalvas, porém, em relação às redes de dutos. A capacidade de transporte da malha nacional, por exemplo, embora esteja compatível com a expectativa de demanda para os próximos anos, conta com risco de perdas econômicas caso o Gasoduto Itaboraí-Guapimirim não entre em operação na data prevista.

16. Os dutos de escoamento de produção, por sua vez, parecem já ter atingido o limite de sua capacidade. Segundo estudo da EPE, estão sendo praticados altos índices de reinjeção de gás nos poços de petróleo nacionais, o que se deve, entre outros fatores, à falta de infraestrutura de escoamento.

17. Ademais, mesmo com a entrada em operação do Gasoduto Rota 3, verifica-se que a rede de dutos de escoamento do gás para as UPGNs atingirá o limite de sua capacidade e necessitará de maior expansão diante da quase triplicação da produção do Pré-Sal de 2017 a 2027.



18. Importante, destarte, que o Governo Federal esteja atento aos gargalos que a infraestrutura nacional do setor de gás natural possa vir a causar – se já não estiver causando – ao pleno desenvolvimento desse mercado.
19. Não vejo como necessária, entretanto, a expedição de determinação ou recomendação ao Ministério de Minas e Energia (MME) acerca dessa constatação, eis que evidências colhidas na presente auditoria indicam haver diligente atuação da referida pasta ministerial em relação ao objeto dessa fiscalização.
20. A segunda questão de auditoria, voltada a levantar como se caracteriza o mercado atual de gás natural no Brasil, mostrou que, em razão da participação majoritária da Petrobras e da dificuldade de outros agentes entrarem no mercado em condições de competirem com a estatal, os consumidores submetem-se ao domínio de uma única empresa, que, sem concorrentes, exerce o monopólio de fato no suprimento, transporte e distribuição de gás natural.
21. O monopólio da Petrobras é, em parte, justificado pelas brechas existentes no ordenamento legal vigente. A expectativa presente, com as discussões que se iniciaram a partir de iniciativas do Governo Federal, é a introdução de um novo marco regulatório que promova a quebra do monopólio de fato da Petrobras e o crescimento da competitividade entre os agentes do setor.
22. Esse novo marco legal precisará também buscar a adequação da legislação tributária e aduaneira. Segundo o MME, as especificidades do gás natural não são devidamente tratadas pelo sistema tributário brasileiro, o que impacta as atividades relacionadas com sua indústria. Diante disso, o Ministério tem avaliado e discutido soluções com os órgãos competentes, sempre que surgem questões tributárias aptas a afetar a indústria do gás natural.
23. De modo geral, pode-se afirmar que as dificuldades apontadas, em sua maioria, estão relacionadas ao compartilhamento de infraestruturas com terceiros, hipótese em que há mistura do gás natural de diferentes proprietários no interior das instalações, com possibilidade de variações em suas características, como pressão, temperatura, poder calorífico e até mesmo estado físico, além de perdas.
24. Com tudo isso, o volume real movimentado, em fluxo contínuo, somente é conhecido após a medição, em períodos pré-estabelecidos, o que acaba por gerar dificuldades na emissão dos documentos fiscais, baseada em normativos que consideram mercadorias com dimensões e quantidades definidas e conhecidas previamente à remessa. Ademais, o proprietário da infraestrutura passa a prestar um serviço para um terceiro, o que também gera dúvidas em relação aos tributos que devem incidir e à forma correta de emissão dos documentos fiscais.
25. Ainda no que tange à necessidade de adequação da legislação tributária e aduaneira, realça a unidade instrutiva que, entre os pontos levantados, há aqueles que já afetam a entrada de novos agentes no mercado sob o marco regulatório vigente, e há outros que trarão dificuldades à implementação de um novo modelo do setor, com especial destaque para a ideia de se promover uma desvinculação entre os fluxos físico e contratual, para fins de emissão dos documentos fiscais, mais especificamente aqueles relacionados ao Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), o que parece não contar com boa aceitação no âmbito de alguns estados da federação.
26. Segundo frisou a equipe de auditoria, no atual cenário, em que a Petrobras é a única carregadora do sistema integrado de transporte dutoviário do país e conta com contratos bastante abrangentes e flexíveis, é possível a emissão de documentos fiscais sem infringir a legislação tributária. Entretanto, eventual entrada de um novo carregador no sistema integrado de transporte dutoviário não seria possível com a regulamentação vigente, exceto em alguns casos bem específicos.
27. Outrossim, a questão da desvinculação entre os fluxos físico e contratual torna-se mais relevante no modelo de contratação de capacidade de entrada e de saída, no qual, para o sistema de



transporte dutoviário de gás natural, um agente pode contratar a entrada e um outro agente contratar a saída, de modo independente.

28. O desenho de um novo marco regulatório para o setor de gás no Brasil não pode estar alheio, portanto, à necessidade de adequação da legislação tributária e aduaneira. Tal preocupação, aliás, segundo se depreende do relato da equipe de auditoria da SeinfraPetróleo, é compartilhada pelos órgãos e entidades federais envolvidos nas discussões e elaboração desse novo marco.

29. No que tange à terceira questão de auditoria, referente aos resultados alcançados pelas políticas governamentais na área de gás natural, a SeinfraPetróleo traçou a trajetória do ordenamento jurídico pátrio desde as Emendas Constitucionais nº 5, de 15/8/1995, e nº 9, de 9/11/1995 – relacionadas, respectivamente, aos serviços locais de gás canalizado e ao fim do monopólio legal da Petrobras –, passando pela edição da Lei 9.478, de 6/8/1997 (Lei do Petróleo), do Decreto 3.371, de 24/2/2000 (Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT) e da Lei 11.909/2009 (Lei do Gás Natural) e registrando, ao final, a percepção da equipe de auditoria no sentido de que as reformas constitucionais dos anos 90, assim como a Lei do Petróleo, foram essenciais para estabelecer o fim do monopólio estatal sobre a indústria de óleo e gás, tendo o PPT, enquanto programa de incentivo à construção de termelétricas a gás, proporcionado importante fôlego à matriz energética brasileira.

30. Quanto à Lei do Gás, ressaltou a unidade instrutiva que, embora esse diploma seja um marco regulatório específico para o setor e tenha inovado em fatores como o Consumidor Livre, não produziu os resultados desejados.

31. A título exemplificativo, mencionou-se no Relatório de Auditoria que, após a promulgação da aludida Lei 11.909/2009, nenhum gasoduto de transporte foi concedido, não tendo também sido observado aumento significativo do número de agentes na indústria, o que, inclusive, levou o Governo Federal a iniciar, em 2016, um movimento de discussão e elaboração de um novo marco regulatório, buscando superar os fatores que têm limitado o crescimento do mercado de gás no Brasil – cerne da quarta e última questão de auditoria abordada no presente Acompanhamento.

32. Tal movimento foi capitaneado pelo MME com o lançamento, em 24/6/2016, do que se denominou “Gás para Crescer”, cujo objetivo consistia na proposição de medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, tendo em vista a redução da participação da Petrobras nesse setor. Segundo o Ministério, as premissas dessa iniciativa compreenderam adoção de boas práticas internacionais, aumento da competição, diversidade de agentes e maior dinamismo e acesso à informação de modo a construir um ambiente favorável à atração de investimentos, prioritariamente privados.

33. Como resultado dessa iniciativa do Executivo, foi enviada ao Congresso Nacional proposta consolidada que acabou servindo de subsídio para a apresentação de um substitutivo ao Projeto de Lei (PL) nº 6.407/2013, conhecido como o PL da nova lei do gás e atualmente na Comissão de Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviços da Câmara dos Deputados após ser aprovado em 23/10/2019 na Comissão de Minas e Energia daquela mesma Casa Legislativa (<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>; acesso em agosto/2020).

34. Entre os temas que foram discutidos no bojo do “Gás para Crescer”, a SeinfraPetróleo destacou o modelo de tarifação por entradas e saídas mencionado alhures, utilizado com sucesso em outros países – especialmente na União Europeia, que possui um mercado de gás natural similar ao brasileiro – e consistente na alteração da forma de contratação de capacidade, deixando-se de focar na contratação de uma determinada movimentação entre um ponto de entrada A e um ponto de entrega e/ou retirada B.

35. Nesse novo modelo de tarifação, contratam-se em separado uma capacidade de entrada em um ponto A e outra de saída em um ponto B, ignorando-se, portanto, a referência de um deslocamento



físico da molécula, o que incentiva a maximização do número de agentes aptos a negociar entre si, possibilitando, assim, alcançar uma maior robustez do mercado.

36. Aponta a unidade técnica especializada a existência de consenso entre especialistas do setor sobre a vantajosidade desse sistema para o mercado nacional de gás, inobstante a existência de alguns pontos que demandarão especial atenção dos órgãos de controle, como a política de formação de tarifa e a criação dos pontos virtuais de negociação.

37. Outro tema digno de destaque no âmbito das discussões e da elaboração de um novo marco regulatório está relacionado ao compartilhamento de infraestruturas essenciais, em especial daquelas localizadas a montante da malha de transporte, a exemplo dos dutos de escoamento da produção, definidos na Lei do Gás, segundo consignado em outra passagem deste Voto, como aqueles “integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação” (art. 2º, inciso XIX, da Lei 11.909/2009).

38. A inexistência de compartilhamento desses dutos de escoamento limita a entrada de novos agentes na comercialização de gás natural, restringindo a competição e o acesso ao mercado, conforme se evidencia pelo fato de que a Petrobras, apesar de responder por aproximadamente 75% da produção nacional, adquire quase a totalidade da produção de agentes privados, sendo responsável por 99,8% da disponibilização da oferta nacional à malha de gasodutos de transporte. Isso se dá em razão do monopólio da estatal sobre a propriedade e operação dos dutos de escoamento existentes no país.

39. O Projeto de Lei apresentado ao Congresso Nacional tem como premissa assegurar o livre acesso de terceiros à capacidade disponível de gasodutos de transporte, escoamento e de instalações de processamento de gás natural, mediante remuneração ao titular das instalações, cabendo à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a resolução de eventuais conflitos, o que se revela, segundo experiência internacional, como condição necessária – embora não suficiente – para permitir a competição e a diversidade de agentes no mercado.

40. Foram, ainda, abordados pela SeinfraPetróleo outros dois importantes pontos que vinham sendo sopesados nas discussões acerca de um novo marco regulatório para o setor de gás no Brasil, relacionados à necessidade de harmonização (i) entre as regulações estaduais e federal em face das competências estabelecidas nos arts. 25, § 2º, e 177, incisos I, III e IV, da Constituição Federal de 1988, e (ii) entre o mercado de gás e o setor de energia elétrica, haja vista a predominância da hidroeletricidade na matriz energética brasileira e a consequente considerável variabilidade nos despachos termoeletrônicos e na demanda de gás natural para a geração térmica, com reflexos, ainda, no sistema de transporte dessa **commodity**.

41. Inobstante às iniciativas do Governo Federal voltadas à discussão e elaboração de um novo marco regulatório, verificou-se grande dificuldade em se atingir um consenso na apreciação do PL nº 6.407/2013, razão pela qual o então Presidente da República, em sua última quinzena de mandato, expediu o Decreto 9.616, de 17/12/2018, em alteração ao Decreto 7.382, de 2/12/2010, que dispõe sobre as atividades de transporte de gás natural e sobre as atividades de processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

42. Buscou-se, com essa alteração normativa, viabilizar a adoção de medidas infralegais em conformidade com a agenda regulatória discutida na iniciativa “Gás para Crescer”, com destaque para a criação do conceito de Sistema de Transporte de Gás Natural, objetivando a concepção de nova regulação do transporte em que as tarifas sejam fixadas para o sistema de transporte, em vez de serem fixadas por gasodutos. A partir da definição desse sistema, o decreto introduziu o modelo tarifário de entradas e saídas.

43. Adicionalmente, o decreto deu poderes à ANP para estabelecer diretrizes quanto à criação de acesso negociado de terceiros a infraestruturas essenciais e fixou orientação para que essa agência



reguladora e o MME dialoguem com os estados e o Distrito Federal em prol da harmonização da regulação estadual, especialmente quanto ao tratamento dado à regulação do consumidor livre.

44. Paralelamente às ações empreendidas pelo governo, a ANP realizou o processo de Tomada Pública de Contribuições 6/2018, com o objetivo de coletar contribuições, dados e informações sobre a promoção da concorrência e a desverticalização na indústria de gás natural, bem como o aumento da oferta de gás ao mercado. Ainda em 2018, a agência publicou a Nota Técnica nº 004, de 29/6/2018, que trata da desverticalização da indústria do gás natural, e a Nota Técnica nº 014, de 2/9/2018, que versa sobre a promoção da concorrência na indústria do gás natural. Cite-se, também, a Resolução-ANP 794, de 5/7/2019, que dispõe sobre a transparência de preços do mercado de gás natural no Brasil.

45. Além dessas iniciativas, o Brasil, como associado à Agência Internacional de Energia (IEA) desde outubro de 2017, solicitou ao órgão um estudo com recomendações para a reforma da indústria de gás no país. O resultado do estudo contém recomendações como a introdução de códigos de rede para todo o sistema de transporte, a adoção do sistema de entradas e saídas, a adoção de mecanismos de alocação de capacidade de gestão e a criação de um ponto de comércio virtual, além de trazer detalhes dos passos que deveriam ser adotados, com base no processo de reforma da indústria do gás ocorrida na Europa.

46. Verifica-se, destarte, que, a despeito do fato de que o PL nº 6.407/2013 não vinha avançando no Congresso como almejava o Governo, a reforma do setor seguiu caminhando mediante realização de estudos, diálogos públicos e a adoção de medidas infralegais, tendo a ANP, a partir das novas competências recebidas por intermédio do Decreto 9.616/2018, apresentado postura proativa e assumido certo protagonismo no processo.

47. O debate também foi progressivamente ganhando a colaboração de diversos entes e instituições, como o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), a Agência Internacional de Energia e os governos estaduais.

48. Relata a SeinfraPetróleo que, em março de 2019, já no atual governo, foi anunciado que o Ministério da Economia se juntaria aos esforços institucionais em prol da reforma da indústria do gás. No mês seguinte, o MME lançou um novo programa, atualmente desenvolvido em conjunto com aquele outro Ministério, a Casa Civil da Presidência da República, a ANP, o Cade e a EPE, intitulado “Novo Mercado de Gás” e alicerçado na promoção da concorrência, na integração do setor de gás com os setores elétrico e industrial, na harmonização das regulações estaduais e Federal e na remoção de barreiras tributárias (<http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gas>; acesso em agosto/2020).

49. No mesmo endereço eletrônico constam informações diversas sobre o contexto em que vem sendo conduzido o referido programa “Novo Mercado de Gás”, sobre os resultados esperados, sobre as discussões promovidas para aprofundamento das questões afetas ao assunto e sobre os instrumentos normativos e demais documentos relacionados ao tema.

50. Como se pode perceber, há um grande esforço no âmbito do Poder Executivo Federal voltado à superação dos fatores que têm limitado o crescimento do mercado de gás no Brasil e à consolidação e positivação da matéria. Porém, não tendo sido ainda alcançados esses objetivos, fica limitada, segundo concluiu a SeinfraPetróleo, a atuação do Tribunal de Contas da União (TCU) neste momento.

51. De todo modo, na linha de entendimento da unidade instrutiva, entendo que a presente fiscalização poderá contribuir tecnicamente com os debates a cargo do Congresso e do Executivo Federal, razão pela qual acolho a proposta de encaminhamento formulada pela equipe de auditoria referente ao encaminhamento de cópia do resultado deste Acompanhamento 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.

52. Além disso, este trabalho representa importante insumo para que esta Corte de Contas possa promover, em momento oportuno, ações de controle específicas, na medida em que permitiu ao Tribunal aprofundar seus conhecimentos sobre tema tão complexo e importante para o país, descortinando os detalhes que permearam o marco regulatório ainda vigente e os motivos pelos quais ele não logrou sucesso em promover o adequado desenvolvimento do setor.

53. Informe-se que a atuação do Poder Legislativo em relação à matéria ganhou recente impulso. Em 29/7/2020 foi aprovado na Câmara dos Deputados requerimento de líderes – identificado pelo número 2.996/2019 – para inclusão automática, na Ordem do Dia daquela Casa, do PL 6.407/2013 (<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>; acesso em agosto/2020), o que torna bastante oportuna a apreciação, pelo TCU, nessa assentada, da matéria em tela.

54. Registre-se, por fim, a existência de auditoria em curso voltada à análise da estratégia de planejamento dos projetos de investimento da Petrobras no cenário de abertura do mercado de gás natural.

55. Trata-se do TC 002.279/2020-7, da relatoria do Ministro Walton Alencar Rodrigues, cujo resultado por certo permitirá ao TCU se aprofundar ainda mais no tema em comento e, dentro de suas possibilidades e competências, novamente colaborar com os órgãos e entidades que vêm se dedicando à presente matéria.

56. Com essas considerações, encerro meu pronunciamento acolhendo a proposta da SeinfraPetróleo de se classificar como sigiloso o conteúdo integral do Apêndice A do Relatório de Auditoria (peça 12, p. 45-47), classificação esta que, a meu ver, merece ser atribuída também ao item 162 do aludido Relatório, eis que contempla dados e valores extraídos daquele Apêndice. Por essa razão, aliás, suprimi o referido item 162 da transcrição feita no Relatório precedente.

Ante o exposto, acolho com pequeno ajuste a proposta de encaminhamento formulada pela SeinfraPetróleo e VOTO por que o Tribunal adote a deliberação que ora submeto à apreciação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 26 de agosto de 2020.

AROLDO CEDRAZ
Relator



SENADO FEDERAL
Advocacia

DESPACHO Nº 421 /2020 – NPJUD/ADVOSF
Processo SIGAD nº 00200.009354/2020-15
TC nº 034.057/2017-0

Cuida-se de **Aviso nº 1123 – GP/TCU**, de 27 de agosto de 2020, encaminhado pelo Presidente da Corte de Contas à Presidência desta Casa, no qual remeteu-se, para conhecimento, cópia do **Acórdão nº 2270/2020¹**, exarado nos autos do **TC nº 034.057/2017-0 – Relatório de Acompanhamento -**.

Os referidos autos versam sobre fiscalização na modalidade acompanhamento, Registro Fiscalis 497/2017, com objetivo de acompanhar e diagnosticar as políticas públicas, a regulação e as demais competências dos órgãos e entidades que atuam no setor de gás natural no Brasil, em especial as mudanças em curso até a posse do novo governo federal.

A partir do objetivo geral do trabalho formularam-se diversos objetivos específicos, dentre os quais, o de maior relevo para esta Casa versa sobre a implantação de novo marco regulatório na área de gás natural.

Em síntese, a Seinfra Petróleo traçou a trajetória do ordenamento jurídico pátrio desde as Emendas Constitucionais nº 5, de 15 de agosto de 1995, e nº 9, de 9 de novembro de 1995 – relacionadas, respectivamente, aos serviços locais de gás canalizado e ao fim do monopólio legal da Petrobras -, passando pela edição da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo), do Decreto 3.371, de 24 de fevereiro de 2000 (Programa Prioritário de Termoeletricidade – PPT) e da Lei 11.909/2009 (Lei do Gás Natural). Registrando, ao final, a percepção da equipe de auditoria no sentido de que as reformas constitucionais dos anos 90, assim como a Lei do Petróleo, foram essenciais para estabelecer o fim do monopólio estatal sobre

¹ Recebido em 2 de setembro de 2020.





SENADO FEDERAL
Advocacia

a indústria de óleo e gás, tendo o PPT, enquanto programa de incentivo à construção de termelétricas a gás, proporcionado importante fôlego à matriz energética brasileira.

No que tange à *Lei do Gás*, ressaltou a unidade instrutiva que, embora esse diploma seja um marco regulatório específico para o setor e tenha inovado em fatores como o Consumidor Livre, não produziu os resultados almejados. Na ocasião, o Relatório de Acompanhamento assim dispôs:

(...) a título exemplificativo, mencionou-se no Relatório de Auditoria que, **após a promulgação da aludida Lei 11.909/2009, nenhum gasoduto de transporte foi concedido, não tendo também sido observado aumento significativo do número de agentes na indústria (...)**

O que levou o Governo Federal a iniciar, em 2016, um movimento de discussão e elaboração de um novo marco regulatório, o qual foi capitaneado pelo Ministério das Minas e Energia com o lançamento, do que se denominou *Gás para Crescer*, cujo objetivo consistia na proposição de medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, tendo em vista a redução da participação da Petrobras nesse setor.

Como resultado dessa iniciativa do Executivo, foi enviada ao Congresso Nacional proposta consolidada que acabou servindo de subsidio para a apresentação de um substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407/2013, conhecido como o PL da nova Lei de gás.

Entre os temas que foram discutidos no bojo do *Gás para Crescer*, a Seinfra Petróleo destacou:

(...) o modelo de tarifação por entradas e saídas mencionado alhures, utilizado com sucesso em outros países – especialmente na União Europeia, que possui um mercado de gás natural similar ao brasileiro – e consistente na alteração da forma de contratação





SENADO FEDERAL
Advocacia

de capacidade, deixando-se de focar na contratação de uma determinada movimentação entre um ponto de entrada A e um ponto de entrega e/ou retirada B.

Nesse novo modelo de tarifação, contratam-se em separado uma capacidade de entrada em um ponto A e outra de saída em um ponto B, ignorando-se, portanto, a referencia de um deslocamento físico de molécula, o que incentiva a maximização do número de agentes aptos a negociar entre si, possibilitando, assim, alcançar uma maior robustez do mercado. (...)

A unidade técnica apontou, ainda, para a existência de consenso entre especialistas do setor sobre a vantajosidade desse sistema para o mercado nacional de gás, inobstante a existência de alguns pontos que demandarão especial atenção dos órgãos de controle, como a política de formação de tarifa e a criação dos pontos virtuais de negociação.

Continuando-se a análise, nos termos do que foi apresentado pelo Relatório de Acompanhamento, o Projeto de Lei apresentado ao Congresso Nacional tem como esboço o livre acesso de terceiros à capacidade disponível de gasodutos de transporte, escoamento e de instalações de processamento de gás natural, mediante remuneração ao titular das instalações, cabendo à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a resolução de eventuais conflitos, o que se revela, segundo experiência internacional, como condição necessária - embora não suficiente - para permitir a competição e a diversidade de agentes no mercado.

Outros dois aspectos sobre o marco regulatório foram abordados pela Seinfra Petróleo, veja -se:

Foram, ainda, abordados pela Seinfra Petróleo outros dois importantes pontos que vinham sendo sopesados nas discussões acerca de um novo marco regulatório para o setor de gás no Brasil, relacionados à necessidade de harmonização (i) entre as





SENADO FEDERAL Advocacia

regulações estaduais e federal em face das competências estabelecidas nos arts. 25, § 2º, e 177, incisos I, III e IV, da Constituição Federal de 1988, e (ii) entre o mercado de gás e o setor de energia elétrica, haja vista a predominância da hidroeletricidade na matriz energética brasileira e a consequente considerável variabilidade nos despachos termoeletricos e na demanda de gás natural para a geração térmica, com reflexos, ainda, no sistema de transporte dessa commodity.

Apesar das iniciativas do Governo Federal voltadas à discussão e elaboração de um novo marco regulatório, verificou-se grande dificuldade em se atingir um consenso na apreciação do PL nº 6.407/2013, razão pela qual o então Presidente da República, em sua última quinzena de mandato, expediu o Decreto 9.616, de 17/12/2018, em alteração ao Decreto 7.382, de 2/12/2010, que dispõe sobre as atividades de transporte de gás natural e sobre as atividades de processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

A referida alteração normativa viabilizou a adoção de medidas infralegais em conformidade com a agenda regulatória discutida na iniciativa *Gás para Crescer*, com destaque para a criação do conceito de Sistema de Transporte de Gás Natural, a partir da definição desse sistema, o decreto introduziu o modelo tarifário de entradas e saídas.

Em que pese o PL nº 6.407/2013 não ter avançando no Congresso como almejava o Governo, a reforma do setor seguiu caminhando mediante realização de estudos, diálogos públicos e a adoção de medidas infralegais, tendo a ANP, a partir das novas competências recebidas por intermédio do Decreto 9.616/2018, apresentado postura proativa e assumido certo protagonismo no processo.

Ante o exposto, é inegável que há um grande esforço no âmbito do Executivo voltado à superação dos fatores que têm limitado o crescimento do





SENADO FEDERAL
Advocacia

mercado de gás no Brasil e à consolidação e positividade da matéria. Contudo, não tendo sido ainda alcançados esses objetivos, fica limitada, segundo concluiu a Seinfra Petróleo, a atuação do Tribunal de Contas de União (TCU) neste momento, veja-se:

De todo modo, na linha de entendimento da unidade instrutiva, entendo que a presente fiscalização poderá contribuir tecnicamente com os debates a cargo do Congresso e do Executivo Federal, razão pela qual acolho a proposta de encaminhamento formulada pela equipe de auditoria referente ao encaminhamento de cópia do resultado deste Acompanhamento 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.

Do presente estudo, concluiu-se que a despeito do PL 6.407/2013 ter abarcado as propostas constantes da iniciativa *Gás para Crescer*, o Congresso Nacional ainda não deliberou a matéria.

Desse modo, ante o exposto, sugere-se o encaminhamento dos autos à **Secretaria-Geral da Mesa** para ciência e providências de alçada.

Brasília, 8 de setembro de 2020.

(assinado digitalmente)

EDVALDO FERNANDES DA SILVA²
Coordenador do Núcleo de Processos Judiciais
Advocacia do Senado Federal

² Elaborado com a colaboração da servidora *Rafaela Fernandes* inscrita sob a OAB/DF nº 53.111 .





SENADO FEDERAL
Secretaria-Geral da Mesa

DESPACHO Nº 12/2020

Junte-se à página oficial da tramitação das proposições legislativas as cópias eletrônicas de manifestações externas, conforme listagem a seguir exposta:

1. PEC nº 186, de 2019. Documento SIGAD nº 00100.172392/2019-06
2. PEC nº 65, de 2019. Documento SIGAD nº 00100.078550/2019-23
3. PLP nº 247, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.097777/2020-11
4. VET nº 46, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.096083/2020-58
5. SUG nº 9, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.035054/2020-10
6. PL nº 2573, de 2019. Documento SIGAD nº 00100.175312/2019-66
7. SUG nº 9, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.041562/2020-37
8. SUG nº 9, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.041651/2020-83
9. PL nº 4476, de 2020. Documento SIGAD nº 00200.009354/2020-15
10. PLP nº 72, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.041556/2020-80
11. MPV nº 932, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.037873/2020-00
12. MPV nº 899, de 2019. Documento SIGAD nº 00100.041572/2020-72
13. MPV nº 932, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.037647/2020-11
14. PL nº 311, de 2018. Documento SIGAD nº 00100.029363/2020-51
15. PEC nº 186, de 2019. Documento SIGAD nº 00100.030578/2020-14
16. PEC nº 187, de 2019. Documento SIGAD nº 00100.030578/2020-14
17. PEC nº 188, de 2019. Documento SIGAD nº 00100.030578/2020-14
18. PEC nº 65, de 2019. Documento SIGAD nº 00100.030278/2020-35
19. PL nº 3204, de 2019. Documento SIGAD nº 00100.030266/2020-19
20. PLS nº 232, de 2016. Documento SIGAD nº 00100.029294/2020-85
21. PL nº 1075, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.051047/2020-65
22. VET nº 10, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.055273/2020-15
23. PL nº 2564, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.055267/2020-68



24. PL nº 1075, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.055189/2020-00
25. PLP nº 39, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.055246/2020-42
26. PL nº 1075, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.055192/2020-15
27. PLS nº 242, de 2018. Documento SIGAD nº 00100.045134/2020-83
28. PL nº 873, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.057764/2020-09
29. PL nº 1166, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.057691/2020-47
30. PL nº 1064, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.043381/2020-45
31. MPV nº 932, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.047175/2020-12
32. PL nº 1326, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.050958/2020-75
33. PLP nº 200, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.098447/2020-34
34. PLP nº 224, de 2020. Documento SIGAD nº 00100.098447/2020-34

Secretaria-Geral da Mesa, 12 de novembro de 2020.

(assinado digitalmente)

JOSÉ ROBERTO LEITE DE MATOS
Secretário-Geral da Mesa Adjunto

