



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, dgn@mme.gov.br , Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61) 2032-5506 e Fax: @fax_unidade@ - http://www.mme.gov.br

RELATÓRIO

Processo nº 48380.000123/2021-82

Interessado: Departamento de Gás Natural, SECRETARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - SPG/MME

1. **ASSUNTO**

1.1. Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR relacionada à proposição de minuta de Resolução CNPE contendo medidas complementares para o aperfeiçoamento das políticas públicas acerca da transição para um mercado concorrencial de gás natural e consolidação das Resoluções CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019 e nº 10, de 14 de dezembro de 2016.

2. **SUMÁRIO EXECUTIVO**

2.1. Com a publicação da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021), a reforma da indústria brasileira do gás natural, cujos estudos se iniciaram em 2016, passou a se apoiar em um arcabouço legal sólido. Entretanto, a despeito dos grandes avanços alcançados pela Lei nº 14.134/2021, esta não disciplinou o período de transição para o novo modelo de mercado, tampouco as etapas e elementos prioritários a serem efetuados nesse período, de forma que os agentes pudessem se adaptar às novas práticas necessárias para a participação no mercado.

2.2. Embora o novo modelo de mercado ainda esteja em implementação, especialmente no que tange às regulamentações infra legais do órgão regulador setorial (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP), já em 2021 o mercado passou a apresentar algumas alternativas de suprimento que não o agente incumbente, e grandes consumidores passaram a avaliar a contratação de outros fornecedores.

2.3. Apesar desse início de mercado mais diversificado, o desenvolvimento do novo mercado de forma sustentável depende da implementação coordenada das etapas da reforma que ainda não ocorreram. Enquanto a reforma não é concluída, identifica-se como problema a existência de falhas ou lacunas em relação a ações que poderiam expor potenciais participantes do mercado à incerteza com relação aos custos envolvidos nas suas operações e à própria operacionalização da comercialização de gás natural no novo modelo, bem como à assimetria de informações decorrente da falta de coordenação e transparência na execução da reforma de mercado.

2.4. O problema identificado acarretaria riscos inaceitáveis para a participação dos potenciais agentes no mercado. Nesse contexto, a causa raiz do problema é a reforma ainda incompleta do mercado.

2.5. O problema afeta todos os agentes em cada elo da cadeia de valor da indústria, em particular, os agentes que participam do mercado atacadista de gás natural, bem como os agentes que prestam serviços aos participantes do mercado. Em síntese, esses agentes exercem atividades nos elos de produção/importação; transporte; distribuição; e comercialização de gás natural.

2.6. O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE tem amparo legal para agir sobre o problema em tela, uma vez que possui a atribuição de propor políticas nacionais e medidas específicas ao Presidente da República no que tange à promoção do aproveitamento racional dos recursos energéticos do país e ao estabelecimento de diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural. De forma a dirimir os efeitos deletérios causados pelo problema identificado, o objetivo da ação regulatória é promover um ambiente estável e atrativo para a realização de negócios, eliminando incertezas na condução da Política Energética, principalmente em relação ao período de transição para o novo modelo de mercado.

2.7. Vale considerar que algumas medidas já foram estabelecidas pela Resolução CNPE nº 16, de 24 de julho de 2019, que dispôs sobre diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, em adição às diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás definidas pela Resolução CNPE nº 10, de 14 de dezembro de 2016.

2.8. No processo de elaboração dessas medidas complementares para o aperfeiçoamento da Política Energética Nacional referente à transição para um mercado concorrencial de gás natural, procedeu-se à Análise de Impacto Regulatório – AIR, objeto do presente Relatório.

2.9. Para a realização desse processo, foram recebidas contribuições das seguintes associações, representando os diversos elos da cadeia de valor do gás natural:

- I - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás);
- II - Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasodutos (ATGás);
- III - Fórum das Associações Empresariais Pró-Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural (Fórum do Gás); e
- IV - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP).

2.10. As contribuições abrangeram os principais temas relacionados à transição para a coordenação das ações necessárias à implantação do modelo de mercado previsto na nova Lei do Gás, podendo ser agrupadas nas seguintes categorias:

- I - Coordenação entre os agentes da indústria de forma transparente para a transição;
- II - Transações efetuadas com base no ponto virtual de comercialização;
- III - Sistema de Transporte Integrado; e
- IV - Recomendações adicionais para o agente que ocupe posição dominante na indústria de gás natural.

2.11. A experiência internacional com relação aos temas trazidos pelos agentes da indústria também foi avaliada. Dessa forma, os países que implementaram o sistema de entrada e saída mais recentemente, como a Áustria (em 2011) e os Países Bálticos (em 2020), ofereceram elementos da prática corrente do mercado internacional para subsidiar a presente AIR. Também foi avaliada a experiência do Reino Unido e da Dinamarca com relação ao acesso não discriminatório aos gasodutos de escoamento da produção e das unidades de processamento, tratamento, liquefação e regaseificação de gás natural.

2.12. Para fins da presente AIR, as alternativas de ação identificadas foram:

- I - Não disciplinar medidas complementares para o aperfeiçoamento das políticas públicas acerca da transição para um mercado concorrencial de gás natural.

A alternativa de não ação, ou manutenção da situação atual, consiste em permitir que os agentes da indústria do gás natural busquem soluções por conta própria para os desafios enfrentados, não necessariamente de forma coordenada e sem imposição de uma carga regulatória adicional neste momento.

- II - Adotar medidas não normativas (*self-regulation*, códigos de conduta e prática, fomento ou facilitação pela Política Energética da elaboração de acordos voluntários

pelos agentes) complementares para a transição, por meio de uma Resolução CNPE, em adição àquelas já existentes na Resolução CNPE nº 16/2019.

Quando a análise da subsidiariedade e da proporcionalidade das possíveis formas de abordar um determinado problema demonstrar que os instrumentos jurídicos tradicionais (leis, regulamentos, decisões) não são estritamente necessários, pode-se recorrer a abordagens não normativas, mais flexíveis[1].

A auto-regulação ocorre quando os setores empresariais ou industriais formulam códigos de conduta ou condições operacionais por iniciativa própria, pelos quais são responsáveis por fazer cumprir.

A adoção de alternativas não-normativas na experiência internacional com relação ao período de transição pode ser observada na reforma relativamente recente da indústria do gás natural na Finlândia.

III - Adotar medidas normativas complementares para a transição por meio de um projeto de lei.

A escolha de instrumentos de Política Energética envolvendo regras vinculantes são usadas para determinar o comportamento que é exigido de organizações ou indivíduos[2], e sua aplicação é normalmente respaldada por sanções legais. Atos vinculativos também podem ser utilizados para estabelecer requisitos ou arcabouços essenciais que são posteriormente complementados por instrumentos de menor cunho vinculativo, como as normas técnicas.

2.13. Os impactos das alternativas consideradas neste estudo são mais limitados do que os impactos da própria reforma em si, no que se refere ao ambiente macroeconômico, à concorrência e aos fluxos de investimentos na indústria do gás natural e nos negócios em geral no país, bem como à segurança energética nacional. Isto vale também em relação ao horizonte de tempo, uma vez que eventuais medidas relacionadas ao período de transição deverão apenas vigorar até a implementação completa do modelo de mercado previsto na Nova Lei do Gás.

2.14. Os principais critérios aplicáveis à avaliação dos impactos das alternativas listadas acima se referem a custos operacionais e administrativos; investimentos decorrentes de transações no mercado de gás natural; concorrência e a formação de preços de mercado para o gás natural no país.

2.15. Tendo em vista que os resultados da reforma contida na Nova Lei do Gás ainda estão sob avaliação, e levando em consideração a dificuldade e imprecisão de mensurar os benefícios e custos nesta etapa inicial da reforma, a comparação das alternativas é realizada por meio de uma análise multicritério qualitativa das vantagens e desvantagens das alternativas.

2.16. O resultado da análise multicritério qualitativa indica que a alternativa relacionada às medidas não normativas complementares para o período de transição por meio de Resolução CNPE se configura como a alternativa de ação mais adequada como aprimoramento das disposições relacionadas à transição.

2.17. A partir das contribuições dos agentes da indústria e da experiência internacional, e considerando a análise das alternativas realizada, a estratégia da implementação da alternativa de adoção de medidas não normativas por meio de Resolução CNPE deve levar em conta os temas que já se encontram com uma maior maturidade no âmbito dos órgãos formuladores e executores de política, que integram o CMGN, e, no que tange ao restante dos temas, a adoção flexível de incentivos para que estes temas sejam adequadamente desenvolvidos pelos agentes da indústria.

2.18. Por fim, com base nos elementos fornecidos pela presente análise, é apresentada uma proposta de Resolução CNPE, a qual contém medidas complementares para o aperfeiçoamento das políticas públicas acerca da transição para um mercado concorrencial de gás natural e também consolida as Resoluções CNPE nº 16/ 2019 e nº 10/2016.

3. PROBLEMA REGULATÓRIO

3.1. Um novo marco legal para o setor de gás natural entrou em vigor em abril de 2021. A Lei nº 14.134 (Nova Lei do Gás) foi regulamentada pelo Decreto nº 10.712, publicado em junho de 2021. A reforma estabelecida pela nova Lei do Gás é voltada, precipuamente, à promoção da concorrência e da liquidez do mercado de gás natural.

3.2. A Nova Lei do Gás se configura de fato como uma reforma da indústria do gás natural, em linha com os diagnósticos do Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, instituído pela Resolução CNPE nº 4, de 9 de abril de 2019. O texto aprovado foi baseado na experiência e no conhecimento adquiridos no âmbito da iniciativa Gás para Crescer, a partir de 2016.

3.3. Entretanto, a despeito dos grandes avanços alcançados pela Lei nº 14.134/2021, esta não disciplinou o período de transição para o novo modelo de mercado, tampouco as etapas e elementos prioritários a serem efetuados nesse período, de forma que os agentes pudessem se adaptar às novas práticas para participação no mercado.

3.4. O Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que regulamentou a Nova Lei do Gás, estabelece em seu art. 26 que "*A implementação das providências necessárias para transição da indústria brasileira do gás natural para o modelo estabelecido pela Lei nº 14.134, de 2021, deverá observar os princípios e diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE*".

3.5. A Resolução CNPE nº 16/2019 trouxe algumas diretrizes para o período de transição. Não obstante, à medida que o programa Novo Mercado de Gás evoluiu e novos participantes passaram a entrar no mercado, a necessidade de outras diretrizes e providências a serem efetuadas no período de transição foi evidenciada.

3.6. Embora o novo modelo de mercado ainda esteja em implementação, especialmente no que tange às regulamentações infra legais do órgão regulador setorial (ANP), já em 2021 o mercado passou a apresentar algumas alternativas de suprimento que não o agente incumbente, e grandes consumidores passaram a avaliar a contratação de outros fornecedores. Apesar desse início de mercado mais diversificado, o desenvolvimento do novo mercado de forma sustentável depende da implementação coordenada das etapas da reforma que ainda não ocorreram, de forma que o mercado não apresente falhas ou lacunas.

3.7. Nesse contexto, a causa raiz do problema seria a reforma ainda incompleta do mercado, onde os potenciais participantes do mercado estariam expostos à incerteza com relação aos custos envolvidos nas suas operações e à própria operacionalização da comercialização de gás natural no novo modelo, bem como à assimetria de informações decorrente da falta de coordenação e transparência na execução da reforma de mercado. Isto acarretaria riscos inaceitáveis para a participação de todos os potenciais agentes no mercado.

3.8. Dessa forma, sem uma maior clareza com relação à coordenação entre as etapas da reforma, houve o aumento da percepção de risco pelos agentes que potencialmente passariam a participar do mercado. A implementação total do novo modelo demanda tempo para que todas as regulações sejam expedidas pelo regulador, bem como para adequações e providências que dependem dos próprios agentes da indústria, como mudanças em sistemas de tecnologia da informação - TI, capacitação de funcionários, formulação de novos contratos e a emergência de padrões para as transações realizadas no mercado, entre outras.

3.9. Esse aumento da percepção de risco pode acarretar uma maior demora para o alcance dos objetivos da Política Pública, uma vez que a decisão de potenciais participantes em entrar no mercado seria adiada.

4. ATORES OU GRUPOS AFETADOS

4.1. O aprimoramento dos dispositivos relacionados ao período de transição para o novo desenho de mercado de gás natural afeta todos os agentes em cada elo da cadeia de valor da indústria, em particular os agentes que participam do mercado atacadista de gás natural, bem como os agentes que prestam serviços aos participantes do mercado.

4.2. Nesse sentido, é possível separar os principais atores, de modo não exaustivo, por grupos em que atuam nos elos de produção/importação; transporte; distribuição; e carregadores/autoimportadores que tenham capacidade para participar do mercado atacadista; além de comercializadores, conforme abaixo:

4.2.1. Produção/Importação/Comercialização

- Petróleo Brasileiro S.A.
- Shell Brasil Petróleo Ltda
- Eneva S.A.
- Petrogal Brasil S.A.
- Repsol Sinopec Brasil S.A.
- Total E&P do Brasil Ltda
- Enauta Participações S.A.
- Equinor Energy do Brasil Ltda.
- CNODC Brasil Petroleo e Gás Ltda.
- CNOOC Petroleum Brasil Ltda.
- TotalEnergies EP Brasil Ltda.
- PetroReconcavo S.A.
- 3R Petroleum
- Alvopetro S.A.
- Origem Energia
- Delta Comercializadora de Gás Ltda.
- Âmbar Comercializadora de Gás Ltda.
- Excelerate Energy Comercializadora de Gás Natural Ltda.
- NFE Power Latam Participações e Comércio Ltda.
- Compass Gás e Energia S.A.
- Gas Bridge Comercializadora S.A.

4.2.2. **Transporte de Gás Natural**

- Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A – TBG
- Nova Transportadora do Sudeste S/A – NTS
- Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG
- Gasocidente do Mato Grosso Ltda
- Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. – TSB

4.2.3. **Distribuição**

- Algás - Gás de Alagoas S.A.
- Bahiagás - Companhia de Gás da Bahia
- Cebgás - Companhia Brasiliense de Gás
- CEG - Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro
- CEG Rio - Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro
- Cegás – Companhia de Gás do Ceará
- Cigás - Companhia de Gás do Amazona
- Comgás - Companhia de Gás de Sao Paulo
- Compagás - Companhia Paranaense de Gás
- Copergás - Companhia Pernambucana de Gás
- ES Gás – Companhia de Gás do Espírito Santo
- Gás Natural São Paulo Sul S.A
- Gasap - Companhia de Gás do Amapá
- Gásbrasiliano - Gás Brasileiro Distribuidora S.A
- Gásdopará – Companhia de Gás do Pará
- Gasmar - Companhia Maranhense de Gás
- Gasmig - Companhia de Gás de Minas Gerais
- Gaspisa - Companhia de Gás do Piauí
- Goiasgás - Agência Goiana de Gás Canalizado S/A
- MSGás - Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul
- MTGás - Companhia Mato-Grossense de Gás
- PBGás - Companhia Paraibana de Gás
- Potigás - Companhia Potiguar de Gás
- Rongás - Companhia Rondoniense de Gás S/A
- SCGás - Companhia de Gás de Santa Catarina
- Sergás - Sergipe Gás S/A

- Sulgás - Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul

4.2.4. Autoimportadores e Consumidores Livres

- Companhia Brasileira de Alumínio
- Yara Brasil Fertilizantes S.A.
- Rhodia Poliamida e Especialidades S.A.
- Gerdau Açominas S.A.
- Peróxidos do Brasil Ltda.
- Gerdau S.A.
- Braskem S.A.
- Gerdau Aços Longos S.A.
- Gerdau Summit Aços Fundidos e Forjados S.A.
- Air Liquide Brasil Ltda.
- Arcelormittal Brasil S.A.
- White Martins Gases Industriais Ltda.
- Suzano S.A.
- Vale S.A.
- Novelis do Brasil Ltda
- UEG Araucária Ltda
- UTE GNA I Geração de Energia S.A.
- Proquigel Química S/A
- Companhia Brasileira de Estireno
- Centrais Elétricas de Sergipe S.A. - CELSE
- Alcoa Alumínio S.A
- Metalex Ltda.
- Âmbar Energia Ltda.

4.3. Indiretamente, o período de transição para o novo desenho de mercado de gás natural afeta todos os agentes restantes que atuam na indústria de gás natural, como, por exemplo, os consumidores cativos no âmbito estadual.

5. BASE LEGAL

5.1. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei do Petróleo, criou o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, e estabeleceu a atribuição para propor políticas nacionais e medidas específicas ao Presidente da República envolvendo, *inter alia*, os seguintes temas:

I - promoção do aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os objetivos das políticas nacionais e com o disposto na legislação aplicável; e

II - estabelecimento de diretrizes para programas específicos, como os de **uso do gás natural**, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas. (grifos nossos)

5.2. A Lei nº 9.478/1997 também definiu os objetivos das políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia, destacando-se entre eles, os seguintes objetivos:

I - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;

II - promover a livre concorrência; e

III - atrair investimentos na produção de energia.

5.3. Nesse sentido, a Resolução CNPE nº 16/2019 emana diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, sendo o objeto do presente Relatório analisar os impactos de eventuais medidas complementares às medidas constantes na citada Resolução.

5.4. Com relação a recomendações ou determinações relevantes de outros órgãos relacionados aos problemas que são objeto deste estudo, o Tribunal de Contas da União – TCU expediu o Relatório^[3]

com objetivo de identificar riscos e oportunidades de melhoria na condução da política pública do Novo Mercado de Gás – NMG, que visa à abertura do mercado de gás natural, bem como o Acórdão nº 2.301/2021 – TCU – Plenário.

5.5. O referido relatório tratou dos temas relacionados à ausência de oferta de serviços de flexibilidade; à promoção da transparência de preços e contratos de transporte e comercialização de gás natural; à transição para o mercado concorrencial de forma coordenada; e ao programa de *gas release*.

5.6. O Acórdão nº 2.301/2021 – TCU – Plenário faz a seguinte recomendação:

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

a) acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais;

b) ausência de oferta de serviço de flexibilidade;

c) níveis de reinjeção de gás nos poços produtores de petróleo;

d) harmonização das regulações federal e estaduais.” (grifos nossos).

6. OBJETIVOS DA AÇÃO REGULATÓRIA

6.1. O objetivo da ação regulatória é promover um ambiente estável e atrativo para a realização de negócios, eliminando incertezas na condução da Política Energética, principalmente em relação ao período de transição para o novo modelo de mercado, ao mesmo tempo que se propicie que os riscos a que os novos entrantes estejam submetidos sejam dirimidos.

6.2. No âmbito da Política Energética que foi emanada pelas Resoluções CNPE nº 16/2019 e nº 10/2016, bem como pela Lei nº 14.134/2021, é fundamental garantir que tal Política possa ser efetivada em sua totalidade.

6.3. Adicionalmente, o Decreto nº 10.712/2021 prevê, no § 1º do art. 26, que a ANP poderá adotar soluções individuais que visem ao atendimento do disposto na Lei nº 14.134, de 2021, respeitado seu rito decisório, até que seja editada regulação específica pela referida Agência. Isso reforça a conveniência da edição de diretrizes, que balizem a atuação da Agência e dos agentes no período de vacância regulatória.

6.4. É mister destacar que as diretrizes destinadas ao aumento da transparência do período de transição e à coordenação dos agentes não se confundem com a regulação da Lei nº 14.134, de 2021, a ser expedida em momento oportuno pela ANP. Deste modo os objetivos da ação regulatória são apenas de coordenar as ações dos agentes durante o período de transição, permanecendo a ANP com o poder/dever de regular a indústria do gás natural segundo a sua Agenda Regulatória.

6.5. Em relação ao Novo Desenho de Mercado, este se configura um dos elementos mais importantes da reforma instituída pela Lei nº 14.134/2021, com a adoção do sistema de entrada e saída para a rede de transporte. Nesse sentido, considera-se que o sistema de entrada e saída, com a contratação independente da entrada e da saída do sistema de transporte, representa uma melhoria em relação aos modelos anteriores, proporcionando mais flexibilidade para os usuários da rede, transparência do sistema e tarifas de transporte que, até um determinado limite, refletem custos.

6.6. A independência das capacidades de entrada e saída é ainda suportada por um ponto virtual de negociação onde os usuários da rede que reservaram capacidade de entrada ou saída podem vender ou comprar gás, respectivamente. Nesta configuração, o gás natural pode facilmente mudar de propriedade, facilitando o mercado de gás natural, independentemente da localização física dos agentes.

7. CONSULTA AOS SEGMENTOS SOCIAIS DIRETAMENTE AFETADOS

7.1. No processo de elaboração dessas medidas complementares para o aperfeiçoamento da Política Energética Nacional referente à transição para um mercado concorrencial de gás natural, foram recebidas contribuições das seguintes associações:

- I - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás);
- II - Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasodutos (ATGás);
- III - Fórum das Associações Empresariais Pró-Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural (Fórum do Gás);
- IV - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP).

7.2. As contribuições do Fórum do Gás, releva mencionar, foram subscritas pelas seguintes associações:

- I - Associação Brasileira da Indústria Química (Abiquim);
- II - Associação Brasileira de Engenharia Industrial (Abemi);
- III - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace);
- IV - Associação Brasileira da Indústria de Álcalis, Cloro e Derivados (Abiclor);
- V - Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel);
- VI - Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (Abiape);
- VII - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine);
- VIII - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP);
- IX - Associação Nacional dos Consumidores de Energia (Anace);
- X - Associação Paulista das Cerâmicas de Revestimento (Aspacer);
- XI - Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro (Abividro); e
- XII - Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan).

7.3. As contribuições abrangeram os principais temas relacionados à transição para a coordenação das ações necessárias à implantação do modelo de mercado previsto na nova Lei do Gás, sendo listadas abaixo as contribuições mais relevantes:

7.3.1. **Coordenação entre os agentes da indústria de forma transparente para a transição**

- Criação de um grupo de trabalho específico com o objetivo de implementar políticas de transição;
- Criação de uma transição simplificada com regras claras para transportadores e carregadores que acelere a migração ao mercado livre, mantendo uma correta alocação de riscos entre esses agentes, para evitar penalidades excessivas;
- Criação de um *roadmap*. Desejável que a transição estabeleça um cronograma para aplicação gradual da reforma, que proporcione previsibilidade e mobilização do mercado para contribuições;
- O processo transitório deve considerar o dimensionamento da capacidade e das tarifas de transporte pela ANP com participação de todo o mercado e não só uma negociação privada entre transportadoras e Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e ANP, já que os custos serão assumidos pelos agentes carregadores que precisam ter a garantia que acessarão o transporte em igualdade de condições com a Estatal. Nesta acepção, dentro de uma política transitória para o Novo Mercado de Gás, considera-se fundamental que o MME recomende à ANP a publicação de um cronograma de trabalho para que o mercado possa acompanhar com mais transparência todo o processo de oferta de capacidade e cálculo dos custos envolvidos, inclusive a análise do *trade-off* entre oferta de capacidade e o nível de flexibilidade que será mantida na rede para ser ofertada implicitamente aos carregadores;
- Cronogramas para a adequação ao novo desenho de mercado, com publicação de cronograma de trabalho e *deadline* para conclusão do processo de adaptação;
- Transição para mercado concorrencial com publicação de informações e previsibilidade suficientes para tomada de decisão com mínima segurança;
- Implementação do Conselho de Usuários;
- Criação de plataforma(s) de compra e venda de molécula;
- Incentivos às plataformas de balanceamento e comercial;

- Plataformas de negociação - convergência nos processos de contratação de molécula (pelos carregadores) com padrões contratuais;
- Plataformas de negociação - avançar na contratação de capacidade via plataforma (Portal de Oferta de Capacidade - POC), incluindo possibilidade de revenda da capacidade;
- Plataformas e sistemas indispensáveis ao mercado atacadista. Estabelecer um mercado (plataforma) de balanceamento para reduzir custos e contribuir para desenvolver comércio atacadista ao promover a liquidez;
- Soluções tributárias para trocas bilaterais;
- Soluções tributárias para trocas anônimas.

7.3.2. **Transações efetuadas com base no ponto virtual de comercialização**

- Instituição de *hub(s)* de negociação com o objetivo de imprimir maior transparência e menor custo para negociar ações de balanceamento, mesmo se essas negociações partirem do operador histórico;
- Integração das redes de transporte e a comercialização de gás natural utilizando Pontos Virtuais de Negociação. Coordenação operacional contorna dificuldade de acesso e balanceamento do sistema;
- A solução vislumbrada é a adoção do modelo Entrada-Saída com *hub* único;
- Mecanismo de gestão de risco para a comercialização do gás natural;
- Diagnóstico do mercado e medidas para promoção de liquidez;
- Diretrizes para garantir isonomia na contratação dos serviços de gestão de risco na negociação por novos supridores e consumidores;
- Evitar que condições contratuais mais atrativas não estejam associadas à contratação de longo prazo, de forma a promover a diversificação de supridores na oferta;
- Estabelecer nova fórmula paramétrica de indexadores de preço do gás natural para a precificação, com indexação “gás-gás”, ou seja, em vez de recorrer ao indexador atual (Petróleo Brent), o cálculo seria baseado em custos do próprio gás natural, considerando inclusive que a maior parte da produção de gás nacional é associada.

7.3.3. **Sistema de Transporte Integrado**

- Reavaliação do processo de cálculo das capacidades incluindo a participação dos carregadores;
- Integração das áreas de mercado como um único sistema integrado por entrada e saída;
- Capacidade de transporte – divulgação prévia das premissas utilizadas para o cálculo da capacidade e tarifas de transporte;
- Oferta de capacidade firme (e coordenada) sem restrição contratual, compatível com o modelo de entrada e saída;
- Remuneração e alocação dos investimentos (novo regime de tarifa de transporte);
- Eliminar a indefinição sobre as tarifas e capacidade de transporte. Estabelecer regras claras e divulgação de informações necessárias (com periodicidade e formato adequados) para que os carregadores consigam antecipar opções eficientes para balancear seus portfólios;
- Regras de oferta de capacidade;
- Suporte regulatório para oferta interruptível e extraordinária para garantir isonomia e garantir melhor gerenciamento dos riscos;
- Interconexão deve ser alocada com eficiência;
- Ajustes contratuais para promover a interoperabilidade incluindo regras de programações e nomeações coordenadas;
- Medidas de estímulo ao surgimento de mercado de capacidade (mercado secundário);
- Balanceamento do transporte de gás natural na transição;
- Direcionar a oferta dos serviços de flexibilidade de forma a garantir isonomia e previsibilidade;
- Condições operacionais padronizadas - regras para o balanceamento e publicidade das informações;
- *Case* Finlândia e Países Bálticos: instituição de uma área tarifária comum com efeito positivo sobre a concorrência, ao mesmo tempo que permite manter sob controle os fluxos comerciais que estão limitados, por definição, à capacidade física da interconexão.

7.3.4. **Recomendações adicionais para o agente que ocupe posição dominante na indústria de gás natural**

- Desconcentração da oferta (*gas release*). Regulação setorial pode não ser suficiente para promover concorrência na oferta. Seguir a experiência dos *cases* internacionais;

- Implementar leilões de oferta de gás natural para entrega em cinco anos – abertos para consumidores livres, comercializadores e distribuidoras estaduais, casados com o *gas release*, que obriga todos os produtores a disponibilizarem sua produção ao mercado.

7.4. Dentre as contribuições, ressaltam-se as proposições para a construção de um modelo transitório para o Novo Mercado de Gás Natural no Brasil do Fórum do Gás (em anexo), sendo as principais transcritas abaixo:

“A operacionalidade de um mercado disciplinado pelo acesso à infraestrutura de transporte pelo modelo por entradas e saídas depende também de acesso à produtos de flexibilidade. E essa flexibilidade pode ser obtida de duas formas:

- i) operacional, ofertada e gerenciada pelo operador de transporte – *linepack*; e
- ii) comercial, ofertada pelo mercado (produtos padronizados, GNL, estocagem). Importa mencionar que o balanceamento, enquanto equilíbrio físico do gás injetado e retirado da rede de transporte, deve ser suportado, em termos de eficiência, primariamente pelos carregadores, cabendo ao transportador a obrigação residual com o objetivo de assegurar a integridade do sistema de transporte;

No entanto, em mercados que ainda possuem elevada concentração na oferta, como o brasileiro, é preciso ponderar formas de ofertar flexibilidade que não imponha riscos e custos elevados às negociações entre novos agentes. Portanto, a metodologia para cálculo da capacidade de transporte deve levar em consideração o nível de flexibilidade implícita a ser ofertada ao mercado. Reforçamos que esta análise deve ser feita em conjunto com o mercado para que o *trade-off* entre o dimensionamento da flexibilidade operacional *versus* capacidade de transporte e os respectivos custos incorridos aos carregadores seja corretamente mensurado;

Recomendamos ao MME avaliar no período transitório para um mercado competitivo, formas de a firma incumbente atuar com ações de compra e venda de gás natural, configuradas em diferentes produtos: *within-day*, *day-ahead*, semanais, mensais, etc, até que o mercado tenha ferramentas e ambiente adequado que permita aos próprios agentes buscarem e negociarem suas próprias transações. Sob esta ótica, os produtos poderiam ser ofertados aos carregadores, possibilitando adequação dos portfólios para fins de balanceamento e também aos transportadores, caso estes necessitem para balanceamento do sistema;

Obviamente que estes serviços devem ser corretamente remunerados. À medida em que a liquidez do mercado se desenvolva, os sinais de preço tornarão mais confiáveis e as transações de curto prazo tornarão uma fonte importante de oferta, em alternativa aos contratos de longo prazo. E esse papel do “provedor de flexibilidade” poderá ser reduzido até tornar-se desnecessário;

Como exemplo de benchmarking, no Reino Unido, no final da década de 90, a British Gas (BG) assumiu a responsabilidade em prover ao mercado produtos flexíveis durante a transição para o mercado OTC (*On-the-day Commodity*);

Essa flexibilidade era ofertada pela BG diariamente (*day-ahead*) por um preço determinado pela empresa dentro de uma faixa de preços previamente estabelecida pelo regulador. A intenção dessas operações era permitir que a BG obtivesse lucro pelo spread nas ações de compra e venda, mas sem impor um custo demasiado ao mercado.

De qualquer modo, até que haja alternativas de contratação de flexibilidade, tanto o custo da flexibilidade operacional a ser ofertada implicitamente na tarifa pelos operadores do transporte como da flexibilidade comercial a ser provida pela Petrobras, durante o período transitório, devem ser definidas e publicizadas previamente à oferta de capacidade de transporte. A transparência destas informações é fundamental para que o mercado possa conhecer e mensurar adequadamente os custos relativos ao balanceamento da rede antes de assumir responsabilidades (de longo prazo ou não) ao contratar molécula.

Desconcentração da oferta (Programas de *Gas Release*) - A experiência internacional, notadamente a reforma estrutural da indústria do gás na Europa, demonstra que nem sempre a regulação setorial, por si só, consegue promover os efeitos desejados para garantir competição na oferta. Muitas vezes é preciso conjugá-la com medidas de desconcentração do mercado. Contudo, tais políticas devem partir de modelos adequados e estruturados para a oferta/compra competitiva e eficiente de gás, em volume e preços, observando o portfólio e o perfil da oferta do(s) agente(s) que possui(em) relevância no mercado e não apenas com base em contratos ou mercados específicos.

Igualmente os cases internacionais nos ensinam que o sucesso destes programas é função da quantidade e dos preços em que os recursos serão ofertados (de forma competitiva e com o

objetivo de reduzir os riscos suportados pelos novos entrantes – consumidores e fornecedores – em um mercado ainda concentrado e com elevadas assimetrias de informação), além de serem ótimos instrumentos para avaliar a elasticidade preço-demanda.

Se houver oferta inflexível, por exemplo, a exigência de prazos longos ou de lotes com volumes estritamente alto com base no volume mínimo estabelecido para consumo livre em alguns estados brasileiros, haverá restrição à participação de agentes. Do mesmo modo que é importante opções para suprimentos de curta duração e para permitir o balanceamento da oferta, principalmente porque, neste primeiro momento, poderá não haver um mercado secundário desenvolvido para ajustes entre os agentes.

Os custos e condições para acesso ao transporte não são conhecidos, tampouco são conhecidas informações operacionais básicas – capacidade ociosa, taxa de uso, contratos e tarifas de acesso, por exemplo – a instalações de produção e importação de gás natural que poderiam permitir maior concorrência na oferta com reflexo positivo nos preços. Ainda, é difícil precificar alguns riscos para o gerenciamento de contratos – flexibilidade e *backup* – dentro de uma estrutura monopolística, devido à ausência de agentes com condições de acesso ao mercado para ofertar estes produtos.

Sugerimos ao MME avaliar a inclusão de medidas de desconcentração da oferta na política a ser construída para orientar a transição para o Novo Mercado de Gás.

Previsibilidade na disponibilização de plataformas e sistemas indispensáveis à criação e evolução do mercado atacadista de gás natural - em mercados mais desenvolvidos e líquidos os carregadores buscam produtos no próprio mercado para realizarem as ações de balanceamento, por exemplo, através de uma plataforma de negociação. Esta plataforma é importante para dar celeridade às contratações, pois muitas vezes o gás natural contratado para este fim precisará ser entregue no mesmo dia ou no dia seguinte.

No entanto, em mercados que transitam para um ambiente concorrencial, um dos grandes desafios é estabelecer funções e responsabilidades aos agentes neste tipo de operação. Os riscos de um novo mercado impedem, muitas vezes, que produtores independentes desenvolvam novas relações comerciais, por exemplo, pela dificuldade em se comprometerem com contratos de longo prazo, sem contar com ferramentas de gerenciamento de riscos, ou por não terem a confiança de que o mercado irá se desenvolver em um prazo razoável. Por outro lado, a dificuldade de acessar o mercado e a falta de transparência dos preços impedem que grandes consumidores criem flexibilidade (reação da demanda) ou tornam mais difícil avaliar diferentes oportunidades de oferta e, assim, reduzir a demanda por flexibilidade.

Essas dificuldades aumentam o valor da flexibilidade, que geralmente é mantida pelo operador histórico, no caso brasileiro, a Petrobras. Isso porque, diferentes agentes até podem ter condições de ofertar produtos de curto prazo em um dia ou outro, mas podem ter dificuldade em garantir essa flexibilidade por muito tempo, ininterruptamente. A falta de concorrência, portanto, pode impactar de forma expressiva os custos do balanceamento e as tarifas de transporte.

Para contornar estes desafios, pode ser necessário estabelecer regras claras para o balanceamento e de como o mercado deve receber as informações necessárias – com periodicidade e formato adequados – para que os carregadores consigam antecipar opções eficientes para balancear seus portfólios. O acesso à informação operacional do transporte é fundamental para que os carregadores possam entender a situação do sistema e tomarem as ações necessárias ao balanceamento.

Também é importante a definição de um conjunto de produtos padronizados de curto prazo a ser negociado no hub de negociação. No início, até que o mercado não tenha o mínimo de liquidez adequado para justificar a criação de uma plataforma de negociação, é comum que os transportadores ofereçam uma plataforma de balanceamento para que as negociações de molécula para esta finalidade aconteçam. Dentro desta plataforma de balanceamento os transportadores serão a contraparte de todas as operações, mas ela se configura como uma etapa importante para a criação de um mercado atacadista líquido.

No Reino Unido, por exemplo, a solução identificada pelos reguladores e formuladores de política pública foi introduzir mecanismos de mercados para que os próprios agentes pudessem ter condições de se responsabilizar por suas necessidades de balanceamento. Os carregadores poderiam ofertar em leilão todo o volume de gás natural não alocado anteriormente, para que fossem utilizados para fins de balanceamento.

No início, estas operações, chamadas de “mecanismos de flexibilidade”, dependiam das ações e de ferramentas disponíveis para realizar o balanceamento físico da rede. Mas com o passar do tempo

as trocas evoluíram para negociações comerciais, dando lugar para arranjos de mercado mais sofisticados, a fim de melhorar os sinais de preços, a partir das condições entre oferta e demanda.

Com regras claras e previamente estabelecidas no *Network Code* – Código Comum de Redes – os agentes negociavam gás natural a um preço relacionado ao Preço Médio do Sistema (SAP), que atualmente é formado pelas operações realizadas na plataforma *On-the-day Commodity Market* (OCM). Assim, o *hub* NBP inicialmente introduzido como parte de uma plataforma simples de balanceamento, evoluiu e se tornou uma referência de preço para o mercado atacadista europeu.

Entendemos, portanto, que a plataforma de balanceamento é uma medida necessária à transição porque ela tem o condão de facilitar as operações entre carregadores e transportadores com transparência dos custos de balanceamento. No entanto, até que o mercado justifique a criação de uma plataforma de negociação, a plataforma de balanceamento poderia permitir que carregadores com excedentes possam transacionar entre si. Nota-se que a plataforma de balanceamento está prevista desde a primeira minuta do contrato da TBG divulgada em 2019, mas ainda não está operacional.

Integração das redes em um sistema de transporte e a comercialização de gás natural utilizando Ponto(s) Virtual(is) de Negociação (PVNs) A divisão do sistema de transporte leva a uma complexidade operacional relevante aos carregadores com impactos importantes no desenvolvimento da liquidez e na precificação do acesso. Ademais, o acesso pode ser dificultado ou encarecido caso haja a necessidade de firmar vários contratos de entradas e saídas para transações inter-mercado com possibilidade de empilhamento dos custos.

Neste sentido, levando em consideração a operacionalidade do modelo por entradas e saídas, a cooperação entre as transportadoras e a transparência das informações a serem compartilhadas com o Regulador e com o mercado são fundamentais para estabelecer uma interconexão segura, eficiente e fluida entre as redes de transporte, considerando uma tarifa de acesso que não represente barreira às transações inter-mercado. E para promover a interconexão, até que seja possível ocorrer a total fusão entre as áreas, será preciso um esforço regulatório para coordenar a operação e a troca de informações entre os operadores de transporte e o mercado.

A European Federation of Energy Traders (EFET) em contribuição à European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) acerca do Modelo Conceitual para o Mercado de Gás Europeu trouxe algumas considerações importantes. Segundo a EFET, para estabelecer um modelo funcional e eficiente é preciso considerar um conjunto de princípios básicos, dentre os quais destacam-se:

- i) os operadores do transporte devem buscar coordenar a operação, de forma a otimizar a oferta de capacidade e facilitar as negociações. Isso poderá ser feito através de um acordo operacional a ser construído em conjunto com o Regulador; e
- ii) o Regulador deve se certificar que a capacidade de interconexão será alocada e utilizada com eficiência, de acordo com as necessidades do mercado e assegurar que as principais condições operacionais sejam padronizadas, por exemplo: regras para o balanceamento e publicidade das informações.

Estes princípios alicerçam as ações regulatórias necessárias para que a integração ocorra organicamente, além de estimular a concorrência dentro das áreas de mercado e, de certa forma, a convergência de preços por meio de um nível eficiente de arbitragem. Um caso interessante a ser analisado dentro desta proposta é a estratégia de integração entre as áreas de mercado dos países Bálticos e Finlândia iniciada em 2017 com o objetivo de formar um mercado regional de gás natural e promover a liquidez e a concorrência na compra e venda de molécula entre estes países. Para organizar as discussões os quatro países formaram o Regional Gas Market Coordination Group (RGMCG) que se reúne periodicamente para discutir questões relacionada à integração e coordenação operacional entre estes mercados.

As discussões sobre a decisão do modelo de integração partiram da análise minuciosa entre dois cenários alternativos de desenhos de mercado: i) a integração completa entre os mercados – *full market merger*; ou ii) a instituição de uma área tarifária comum – *common tariff area*. A escolha inicial foi pela segunda opção: a instituição de uma área tarifária comum, que se justificou por oportunizar o aproveitamento, no curto prazo, dos benefícios de uma integração mesmo “incompleta” e com alterações mínimas nas regulações e sistemas em vigor. Esta opção “conservadora” permitiria a continuidade das análises e discussões para que o processo fosse conduzido de forma gradual e progressiva, de modo a tornar factível a primeira opção. Do contrário, seria necessário esperar que os investimentos necessários à completa integração fossem concluídos para que os mercados pudessem, enfim, iniciar a operação coordenada em uma área única.

Assim, foi instituída uma zona tarifária regional a partir do acordo tarifário estabelecido entre estes países. O acordo eliminou as tarifas de interconexão – *cross-border* – e harmonizou as tarifas nos pontos de entrada nas fronteiras destes países – *external borders*. Nota-se que a tarifa de interconexão é nula, mas a alocação de capacidade segue um procedimento pré-definido que pode ser por ordem de chegada (*first-come-first-served*), *pro-rata* ou por meio de leilões de capacidade.”

8. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

8.1. Os países europeus iniciaram as reformas das suas indústrias de gás natural por volta de 1998, com o Primeiro Pacote da Energia referente ao gás natural. Antes disso, o Reino Unido publicara o *Oil and Gas (Enterprise) Act* em 1982, retirando o monopólio legal do uso da rede de transporte pela British Gas Corporation.

8.2. A oferta de serviços de transporte de gás natural por meio do regime de contratação de capacidade por entrada e saída, de forma independente, começou a ser considerada um entendimento comum das instituições da União Europeia a partir das discussões do Fórum de Madrid de 2002[4], e a estrutura de tarifas por entrada e saída já havia sido considerada pelo Reino Unido a partir de 1993[5].

8.3. De acordo com a Agência Internacional de Energia[6]:

“a negociação concorrencial baseada em regras transparentes e não discriminatórias num mercado de gás europeu flexível e integrado levará a uma maior eficiência e resiliência do mercado, permitindo que os mercados absorvam grandes volumes incrementais que possam advir de novos projetos de fornecimento de gasodutos ou, em casos extremos, gerenciem possíveis interrupções no fornecimento. Assim, mercados concorrenciais podem oferecer mais segurança para clientes e fornecedores no longo prazo. Em um momento de forte aumento dos preços da energia e crescente preocupação com a segurança energética, os benefícios dessas reformas são substanciais. Eles devem ser perseguidos com vigor e apoiados por todos os membros da UE e, na verdade, por todos os usuários de energia.”

8.4. Nesse sentido, o Regulamento (CE) nº 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, especifica que os operadores das redes de transporte da União Europeia devem dispor de um sistema de entrada/saída com contratação independente.

8.5. A implementação das Diretivas Europeias e dos Regulamentos pelos seus países-membros se encontra em curso. Os países-membros desenvolveram soluções diferentes e em prazos variados ao implementar os sistemas de entrada-saída.

8.6. O *Nacional Balancing Point* (NBP) no Reino Unido é o ponto virtual de negociação de gás mais antigo da Europa (1996). Em função das políticas de liberalização da União Europeia e fusões entre diferentes áreas de mercado, os preços de mercado dos contratos de gás natural tornaram-se cada vez mais importantes na Europa continental, particularmente desde os gasodutos que ligam o NBP do Reino Unido ao *hub* de Zeebrugge da Bélgica e ao *Title Transfer Facility* (TTF) holandês. Novos *hubs* foram criados, sendo o francês *Point d'Exchange de Gaz* (PEG) Nord e o alemão *Trading Hub Europe* (THE)[7] os pontos virtuais de negociação mais importantes, após o NBP e TTF[8].

8.7. A França e a Alemanha podem ser citadas como exemplos de transição na qual há uma gradual redução do número de áreas de mercado, visando atingir o objetivo de apenas uma área de mercado de escopo nacional. Para tal fim, esses países utilizaram o processo de fusão ou integração de áreas de mercado e diminuíram, dessa forma, o número de pontos virtuais de negociação.

8.8. Os países que implementaram o sistema de entrada e saída mais recentemente, como a Áustria (em 2011) e os Países Bálticos (em 2020) oferecem elementos da prática corrente do mercado internacional para a comparação para os fins da presente AIR.

8.9. Dentro do contexto da reforma dos mercados de gás natural da União Europeia, a última grande reforma (o processo da terceira Diretiva sobre gás natural), em 2009, após uma investigação detalhada dos mercados, chegou ao seguinte diagnóstico das áreas que necessitavam aprimoramento da política energética[9]:

Área chave	Diagnóstico
Concentração	O comércio atacadista de gás manteve-se restrito às negociações internas e manteve o

do mercado	elevado nível de concentração de mercado do período pré-liberalização.
Fechamento vertical do mercado	A separação insuficiente entre a operação da rede e o interesse na negociação de gás natural levou à falta de acesso à rede para novos entrantes e à falta de investimentos em infraestrutura.
Falta de integração do mercado	As vendas transfronteiriças quase não ocorreram, entre outros motivos, porque a capacidade disponível nos gasodutos de importação era limitada.
Falta de transparência	Faltavam informações confiáveis e atualizadas, por exemplo, sobre disponibilidade de rede e armazenamento de gás.
Formação de preços	A vinculação do preço do gás ao preço do óleo ainda era usada em contratos de importação de longo prazo, o que distorcia os preços baseados na oferta e na demanda.
Mercados <i>downstream</i>	Contratos de varejo de longa duração para consumidores industriais e empresas de distribuição locais geralmente limitam a concorrência no varejo.
Mercados de Balanceamento	Os mercados de balanceamento favoreceram os incumbentes e a pequena dimensão das zonas de balanceamento existentes levou ao aumento dos custos (devido a regras complexas e divergentes sobre balanceamento em cada zona e a obrigação de reserva de capacidade em cada ponto de interconexão).
Gás Natural Liquefeito (GNL)	Embora as importações de GNL fossem principalmente cobertas por incumbentes, novos entrantes e produtores começavam a receber mais capacidade nos terminais GNL.

8.10. No que tange aos aspectos referentes ao acesso aos gasodutos de escoamento da produção e das unidades de processamento, tratamento, liquefação e regaseificação de gás natural, são relevantes as experiências do Reino Unido e da Dinamarca.

8.11. As características essenciais dos sistemas de entrada/saída são descritas por KEMA [\[10\]](#):

a) a separação da contratação do transporte em entradas e saídas de forma independente entre si - em um sistema de entrada e saída, os usuários da rede devem ser capazes de reservar e usar a capacidade de entrada e saída independentemente uns dos outros. Ao se evitar a contratação por rotas de transporte predefinidas, o gás que entra na área do mercado pode ser entregue em qualquer ponto de saída;

b) a existência de um ponto virtual de negociação com acesso irrestrito: uma das principais características de um sistema de entrada e saída é a existência de um ponto virtual onde os usuários da rede podem trocar gás livremente. O acesso ao ponto de negociação virtual deve estar disponível para todos os usuários da rede e de todos os pontos de entrada e saída, a fim de permitir que os usuários da rede otimizem e equilibrem seus portfólios e facilitem a negociação no mercado atacadista; e

c) a disponibilidade de produtos de curto prazo - os produtos de capacidade de curto prazo são essenciais para a negociação de curto prazo. Usando produtos de capacidade diária e intra-diária, os usuários da rede podem otimizar e equilibrar seu portfólio ou reagir a oportunidades de fornecimento e negociação de curto prazo. Além disso, os produtos de capacidade de curto prazo também facilitam a arbitragem no mercado, o que é benéfico para o desenvolvimento do mercado de gás natural.

8.12. A KEMA também identificou uma série de barreiras potenciais, que podem inibir o acesso e o comércio de gás natural nos mercados nacionais, bem como o comércio transfronteiriço e a concorrência no mercado europeu de gás:

- **Ausência de um ponto virtual de negociação / falta de produtos de capacidade de curto prazo para negociação transfronteiriça**

De acordo com definição de características essenciais de um sistema de entrada-saída, considera-se a ausência de um ponto virtual de negociação ou produtos de capacidade de curto prazo para negociação transfronteiriça como barreiras altamente críticas para o desenvolvimento de um sistema de entrada-saída que funcione bem. Sem um ponto virtual, o sistema não pode facilitar a funcionalidade chave de um sistema de entrada e saída, ou seja, a livre troca de gás entre diferentes usuários da rede dentro do sistema de entrada e saída. Da mesma forma, os produtos de capacidade de curto prazo em pontos transfronteiriços são importantes para conectar mercados em sistemas vizinhos de entrada-saída.

- **Condições indevidas para acesso à rede**

Alguns Estados-Membros parecem impor condições aos carregadores que vão muito além do que é exigido em outros países. Exemplos de tais requisitos adicionais incluem prova de capacidade de garantir suprimentos, diversificação obrigatória do portfólio de suprimentos, limitação das transações de ponto virtual de negociação às capacidades de entrada ou saída registradas e/ou capacidades de GNL. Tais requisitos podem não apenas atuar como uma barreira para novos participantes ou agentes de porte menor. Além disso, eles também não parecem ser necessários para proteger o transportador ou outros usuários da rede dos riscos criados por uma determinada parte que obtém acesso ao sistema de entrada e saída.

- **Exclusão de determinados usuários de rede de acordos de balanceamento comuns**

Na maioria dos países-membros, todos os usuários da rede estão sujeitos às mesmas regras de liquidação dos volumes de desbalanceamento. Em alguns casos, entretanto, os arranjos de balanceamento efetivamente proporcionam um tratamento fundamentalmente diferente dos usuários da rede com e sem pontos de entrada e saída locais. Enquanto os primeiros estão sujeitos a acordos “comuns” para liquidação de desequilíbrios, ou seja, com saque financeiro, os encargos de desequilíbrio para o último grupo são determinados por meio de um mecanismo fundamentalmente diferente. Tais arranjos podem causar riscos significativos e, portanto, criar uma séria barreira para os carregadores afetados.

- **Balanceamento separado no nível de distribuição**

Idealmente, um sistema de entrada e saída se estende por limites de rede e pressão. No entanto, em alguns países-membros, a esfera de atuação da distribuição não faz parte do regime geral de balanceamento ou aplicam-se regras diferentes. A separação da esfera de distribuição é considerada uma barreira para novos entrantes, em particular, por conta de carregadores maiores que se beneficiam de seu portfólio e, assim, realizam economias em comparação com carregadores com portfólios menores. Isso não é benéfico para a criação de condições equitativas para os participantes no mercado. A divisão da demanda por gás de balanceamento também pode ter um impacto negativo na liquidez e na concorrência nos mercados de balanceamento. Portanto, parece preferível estabelecer um único sistema de balanceamento e que o sistema integre toda a cadeia de valor de um carregador, desde a entrada do sistema até a saída para um consumidor final, permitindo que o carregador reúna os desequilíbrios ocorridos em toda a cadeia, bem como dentro de sua carteira de clientes.

- **Diferenciação de tarifas por grupos de consumidores**

A utilização de tarifas diferenciadas para determinados grupos de consumidores pode ser discriminatória e criar efetivamente uma barreira à entrada. Por exemplo, em alguns países-membros as tarifas são diferenciadas com base na capacidade máxima reservada ou nos volumes anuais consumidos. Essas tarifas podem ser discriminatórias para usuários de rede de porte menor e podem representar uma barreira à entrada no mercado.

- **Requisito de ter um portfólio rigorosamente equilibrado**

Antes do dia operacional do gás (o período no qual o gás deve ser injetado e retirado do sistema), os usuários da rede enviam nomeações (ordens para que o gás seja injetado ou retirado do sistema no dia operacional) ao transportador. Com base nessas indicações, o transportador é informado de como os carregadores estarão utilizando a capacidade contratada. Além disso, a mudança de titularidade através dos pontos virtuais de

negociação é organizada por meio de nomeações. No procedimento de correspondência, os transportadores verificam se as nomeações batem entre si. Um dos requisitos típicos na maioria dos países é que as nomeações no portfólio de um usuário de rede sejam rigorosamente equilibradas. As indicações desequilibradas são rejeitadas. Isso pode ser uma barreira potencial indevida para o comércio de curto prazo. Se os utilizadores da rede tiverem nomeações desequilibradas, o expedidor/comerciante pode decidir durante o dia do gás onde obter as quantidades restantes de gás. O regime de balanceamento deve ser suficiente para incentivar o usuário da rede a fazer com que ao final do dia de gás a demanda e a oferta dentro da carteira do usuário da rede sejam equilibradas. A exposição do transportador a potenciais desequilíbrios descobertos deve, obviamente, ser limitada. O desequilíbrio máximo de nomeações poderia, por exemplo, estar ligado às garantias financeiras que um usuário da rede possui. A este respeito, o risco para o transportador é limitado.

- **Taxas de uso de ponto virtual de negociação**

Em vários países-membros, os operadores do ponto virtual de negociação cobram taxas pela utilização do ponto. Essas taxas podem ser taxas anuais fixas, mas também taxas variáveis por kWh negociado. Como discutido acima, o ponto virtual de negociação é uma característica essencial de um sistema de entrada e saída. Os usuários da rede devem ter fácil acesso ao ponto virtual para estimular ainda mais o desenvolvimento do mercado. Portanto, o ideal é que os custos de operação do ponto de comércio virtual sejam socializados nas tarifas de transporte. Por outro lado, especialmente uma taxa por kWh transferido pode ser um desincentivo para os usuários da rede trocarem gás dentro da rede por meio do ponto virtual. Da mesma forma, o uso de uma taxa fixa pode discriminar carregadores de porte menor e novos participantes. Ao mesmo tempo, também existem usuários da rede que não reservam capacidade nos pontos de entrada ou saída, mas que desejam negociar no ponto virtual (comercializadores que são carregadores virtuais). Na ausência de quaisquer taxas específicas pela utilização do ponto virtual de negociação, esses agentes poderão, portanto, participar gratuitamente no mercado. Isso pode ser percebido como inaceitável. No entanto, em vez de geralmente cobrar uma taxa separada para acesso e uso do ponto virtual, pode ser mais benéfico simplesmente exigir uma taxa (limitada) para acesso ao ponto virtual por agentes que não estão usando o sistema de entrada e saída.

- **Vários pontos virtuais**

Alguns países-membros definiram vários pontos virtuais, ou seja, outros pontos em adição ao ponto virtual de negociação no sistema de entrada e saída. Exemplos incluem:

- Pontos virtuais de negociação separados para diferentes qualidades de gás;
- Pontos virtuais separados para agregar entrada física ou ponto de saída para transações de balanceamento / liquidação de desequilíbrio.

A presença de múltiplos pontos virtuais de negociação pode ser uma barreira ao comércio, pois divide a liquidez presente no ponto virtual. No entanto, desde que não haja restrições à transferência de gás entre diferentes pontos e desde que esses pontos virtuais (operacionais) permaneçam dentro da mesma carteira de balanceamento, ou seja, desde que sejam agregados para fins de liquidação de desbalanceamento, eles não se caracterizam uma barreira.

8.13. Considerando as barreiras que podem ser criadas pela implementação incompleta da reforma para o sistema de entrada e saída, na situação em que o mercado não tenha disponível o ponto virtual de negociação, ou que as trocas entre os participantes do mercado não ocorram com referência a este ponto, analisamos as seguintes experiências dos países que implementaram passos para a transição na reforma para o sistema de entrada e saída:

- **Áustria**

A lei que institui o sistema de entrada e saída na Áustria – *Gas Act 2011 as amended on 27/03/2017* – ao detalhar o acesso ao sistema de transporte, estabelece que a negociação é realizada exclusivamente no ponto virtual de negociação^[11].

O *Gas Act 2011 as amended on 27/03/2017* também estabelece nas disposições transitórias [Seção 170 (c)] que:

“Os contratos de direito privado relativos ao transporte de gás natural permanecem inalterados pelas disposições desta Lei Federal, desde que

1. A capacidade de transporte reservada seja substituída por reservas separadas de capacidade de entrada e saída no mesmo valor nos pontos de entrada e saída relevantes;
2. quando da publicação das taxas nos termos do artigo 82.º, o usuário do sistema deve pagar as taxas de entrada e saída resultantes; e
3. o operador da rede de transporte dê ao usuário da rede a possibilidade de negociar no ponto de comércio virtual, em base firme; se isso for tecnicamente impossível, de forma interruptível.”

Conforme acima, a lei austríaca já determinava a transição dos contratos de transporte para entrada e saída, e permitia aos usuários a negociação no ponto virtual de negociação, onde deveria ocorrer exclusivamente a negociação entre os participantes do mercado atacadista.

• Países Bálticos

Um mercado comum de gás natural na região do Báltico se encontra em funcionamento desde 1º de janeiro de 2020, e possui um sistema tarifário único de entrada e saída para o transporte de gás natural entre a Finlândia, Estônia e Letônia.

Particularmente em relação à Finlândia, a nova lei do mercado de gás natural finlandês entrou em vigor no início de 2018. Além da Lei reformada, a abertura do mercado também exigia regras, procedimentos e sistemas de TI. O departamento de operador do sistema de transporte coordenou o processo de formulação de regras do mercado de gás em cooperação com clientes e outras partes interessadas durante o período de 2017 – 2019[12]. Além das regras, o transportador preparou contratos, tarifas de transmissão, sistemas de TI e instruções de troca de dados para o mercado aberto de gás. Foi criada uma página da internet para ser o canal de informações sobre a abertura do mercado de gás finlandês para os futuros participantes deste mercado. Entre as informações disponíveis, destacavam-se:

- Procedimentos a serem seguidos para o registro como participante do mercado;
- Contratos de Serviço de Balanceamento (não vinculantes);
- Método de alocação implícita de capacidade no ponto de interconexão com os outros países do Báltico;
- Processo de consulta e tarifa de transporte preliminar;
- Implementação e lançamento de sistemas de TI para troca de dados entre o transportador e os participantes do mercado;
- Desenvolvimento da zona de balanceamento Estônia–Letônia;
- Processo de aprovação dos termos e condições do mercado de varejo;
- Informações sobre a bolsa (*gas exchange*) na Finlândia; e
- Informações sobre a tributação no mercado aberto de gás natural na Finlândia.

Por meio da coordenação alcançada entre todos os agentes e a transparência e disponibilidade das informações relevantes para os participantes do mercado que iria se formar, foi possível aos Países Bálticos iniciarem o mercado aberto na data de 1º de janeiro de 2020.

Um grande destaque também para o processo de integração do sistema de transporte dos Países Bálticos por meio da instituição de uma área tarifária comum, conforme os comentários do Fórum do Gás na Seção 7.4.

8.14. No que tange ao acesso não discriminatório aos gasodutos de escoamento da produção e das unidades de processamento, tratamento, liquefação e regaseificação de gás natural, são relevantes as seguintes experiências:

• Reino Unido

O *Energy Act 2011*[13] dá poderes ao regulador - Autoridade de Petróleo e Gás (do inglês, Oil & Gas Authority – OGA) - para resolver controvérsias relacionadas ao acesso à infraestrutura, determinando que o acesso seja fornecido e em quais condições.

Um usuário em potencial que busca acesso a um oleoduto ou gasoduto *upstream*, uma instalação de processamento de petróleo ou uma instalação de processamento de gás deve solicitar acesso aos proprietários dessa infraestrutura, como primeiro passo. Se as partes não conseguirem chegar a um acordo sobre os termos e condições, o usuário em potencial pode solicitar ao OGA uma notificação que garanta direitos de acesso.

Se o regulador considerar que as partes numa negociação gastaram um prazo razoável para chegar a um acordo, mas não há perspectiva de que o acordo seja celebrado, ele pode decidir por sua própria iniciativa

emitir uma notificação para garantir o acesso ao potencial usuário. Neste caso, o processo de acesso é iniciado como se uma solicitação tivesse sido efetuada ao regulador.

Adicionalmente, o *Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf*[\[14\]](#) estabelece princípios e procedimentos para orientar todos os envolvidos na negociação do acesso de terceiros à infraestrutura de petróleo e gás na plataforma continental do Reino Unido (UKCS).

Seu objetivo é facilitar a utilização da infraestrutura para o desenvolvimento das reservas remanescentes do UKCS por meio de acordos tempestivos de acesso em termos justos e razoáveis, onde os riscos assumidos são refletidos por recompensas.

O Código foi desenvolvido por Oil & Gas UK em consulta com uma ampla gama de partes, incluindo o regulador competente (OGA). Ele foi revisado em 2012 e 2017 para refletir as mudanças na legislação e fazer melhorias gerais.

Os princípios do Código são:

- As partes suportam a segurança e integridade da infraestrutura e protegem o meio ambiente;
 - As partes seguem o Código de Conduta Comercial e Boas Práticas de Negociações;
 - Ser eficiente e manter a boa fé nas negociações;
 - As partes fornecem informações relevantes entre si antes e durante as negociações comerciais;
 - As partes efetuam o acesso negociado tempestivamente;
 - Proprietários de infraestrutura fornecem acesso transparente e não discriminatório;
 - Proprietários de infraestrutura ofertam tarifas e condições para serviços de forma separada (*unbundled*), quando solicitado e passível de ser praticado;
 - As partes procuram acordar tarifas e termos justos e razoáveis, onde os riscos assumidos são refletidos por recompensas; e
 - As partes publicam as principais disposições comerciais acordadas.
- **Dinamarca** - Ordem Executiva sobre o uso de instalações para produção, processamento e transporte de hidrocarbonetos por terceiros[\[15\]](#) (acesso de terceiros).

O objetivo da Ordem Executiva é estabelecer regras e procedimentos para garantir o uso adequado e eficiente das instalações de produção, processamento e transporte de hidrocarbonetos. O acesso de terceiros à utilização das instalações deve se basear em termos e condições que assegurem o incentivo contínuo à exploração de hidrocarbonetos, bem como à exploração das instalações de produção, processamento e transporte de hidrocarbonetos, tendo em devida conta à exploração adequada dos recursos naturais do subsolo dinamarquês.

O regime de acesso de terceiros dinamarquês é um regime de acesso negociado. Qualquer agente que solicite e possa pagar pelo acesso pode obter o acesso às redes de gasodutos a *upstream* e às instalações *upstream*. Um usuário tem o direito de usar uma instalação em termos e condições objetivos e não discriminatórios.

Se o proprietário e o usuário decidirem iniciar negociações sobre o uso de uma instalação, eles devem acordar o mais rápido possível um plano para tais negociações, incluindo um prazo para sua conclusão. Um plano de negociação deve estar disponível um mês após o proprietário e o usuário decidirem abrir as negociações.

O usuário e o proprietário devem garantir que as negociações sobre o uso da instalação sejam concluídas no prazo máximo de 6 (seis) meses a partir da data em que o plano de negociação foi apresentado ao regulador, salvo acordo em contrário no plano de negociação.

8.15. Acerca das recomendações adicionais ao incumbente, realçamos as recomendações da Agência Internacional de Energia[\[16\]](#) para o Ponto Virtual de Negociação, efetuadas com base na experiência europeia com a implantação de mercados de gás natural:

“A base de um Ponto Virtual de Negociação (PVN) é um sistema de entrada e saída em que usuários de rede e agentes do mercado financeiro possam negociar. Os usuários de rede devem ter a possibilidade de participar de um acordo juridicamente vinculativo com o operador responsável pelo balanceamento (órgão de balanceamento), permitindo que submetam notificações de comércio independentemente de qualquer atribuição de capacidade de transporte. Isso significa que agentes do mercado financeiro, como por exemplo bancos, devem ter a possibilidade de comercializar gás no PVN, inclusive para fins de balanceamento. A experiência europeia demonstra que os agentes do mercado financeiro contribuíram de maneira considerável para a fluidez dos PVNs, o que, por sua vez, pode atrair novos investidores em capacidades upstream, já que a comercialização da produção deixa de possuir limitações vinculadas à distância entre o produtor e o consumidor.

Garantir a solidez das atividades de comércio nos PVNs é essencial para que um mercado de gás organizado se desenvolva e agentes e intercâmbios se tornem ativos. **A partir do momento em que a comercialização do gás se torne ativa, a Petrobras terá que assumir um papel de transição ao garantir a fluidez de base. Esse fim pode ser atingido através de diversas medidas, incluindo exigir que a Petrobras reserve um certo volume mínimo de venda e compra de gás por dia, possivelmente aliado a uma regulamentação específica para garantir um diferencial razoável de preços solicitados e oferecidos.**

Os programas de liberação de gás podem fornecer a base jurídica para essas obrigações suplementares do incumbente. Isso exige um balanceamento físico que garanta a solidez. De preferência, o órgão de balanceamento também deve ser responsável pela operação do PVN. As transferências de gás entre dois portfólios de balanceamento dentro de uma mesma zona de balanceamento devem dar-se através da emissão e aquisição de notificações de comércio submetidas ao órgão de balanceamento relativo ao dia em questão. Em seguida, o órgão de balanceamento deve equiparar as notificações de comércio correspondentes. Em caso de ausência de equiparação de notificações de comércio correspondentes, o órgão de balanceamento deve aplicar a regra do valor menor (por exemplo, se as atribuições de uma mesma troca comercial possuem diferenças de acordo com as partes envolvidas, o operador de balanceamento deve optar pelo valor mais baixo para distribuir o volume). A operação do PVN deve ser regida através de TI e funcionar por meio de um processo automático, sem interrupções". (grifos nossos)

9. ALTERNATIVAS DE AÇÃO

9.1. Considerando as contribuições recebidas das associações elencadas anteriormente, bem como a experiência internacional, observa-se que ainda há diversas ações necessárias para a implementação do Novo Mercado de Gás, a serem realizadas por vários agentes e que precisam ser coordenadas entre si por serem interdependentes. Nesse contexto, há oportunidade para edição de medidas complementares para essa fase de transição. Para fins da presente AIR, avaliam-se as seguintes alternativas de ação governamental:

- **Não disciplinar medidas complementares para o aperfeiçoamento das políticas públicas acerca da transição para um mercado concorrencial de gás natural.**

A alternativa de não ação, ou manutenção da situação atual, consiste em permitir que os agentes da indústria do gás natural busquem soluções por conta própria para os desafios enfrentados, não necessariamente de forma coordenada e sem imposição de uma carga regulatória adicional neste momento. Considerando que muitos dos temas estão na agenda regulatória da ANP, a transição seguirá o ritmo da publicação das regulações, sem prejuízo de a Agência Reguladora adotar antecipadamente soluções individuais, conforme previsto no § 1º do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021.

- **Adotar medidas não normativas (*self-regulation*, códigos de conduta e prática, fomento ou facilitação pela Política Energética da elaboração de acordos voluntários pelos agentes) complementares para a transição, por meio de uma Resolução CNPE, em adição àquelas já existentes na Resolução CNPE nº 16/2019.**

Quando a análise da subsidiariedade e da proporcionalidade das possíveis formas de abordar um determinado problema demonstrar que os instrumentos jurídicos tradicionais (leis, regulamentos, decisões) não são estritamente necessários, pode-se recorrer a abordagens não normativas, mais flexíveis^[17].

Conforme os estudos sobre regulação eficiente da Comissão Europeia^[18]:

“A auto-regulação ocorre quando os setores empresariais ou industriais formulam códigos de conduta ou condições operacionais por iniciativa própria, pelos quais são responsáveis por fazer cumprir. No entanto, a auto-regulação pura é rara e, a nível da UE, envolve geralmente a Comissão no estímulo ou facilitação da elaboração do acordo voluntário.

A auto-regulação pela indústria relevante pode, em casos adequados, atingir os objetivos da política mais rapidamente ou de maneira mais econômica em comparação com os requisitos obrigatórios. Eles também permitem maior flexibilidade para se adaptar às mudanças tecnológicas (por exemplo, nas áreas de atividade relacionadas às tecnologias de informação e comunicação) e às respostas rápidas exigidas pelo mercado. Os acordos voluntários funcionam quando coincidem os interesses da sociedade e do segmento industrial; caso contrário, é improvável que a indústria tome voluntariamente as medidas necessárias sem influência externa, como a Comissão, ou outras partes

da sociedade civil, como ONGs. Um desafio de tais abordagens é garantir que o resultado desejado da política seja alcançado na prática, uma vez que os mecanismos convencionais de fiscalização associados à regulamentação não estão disponíveis.

A co-regulação é um mecanismo pelo qual o legislador da União confia a realização de objetivos políticos específicos estabelecidos na legislação ou em outros documentos de política a partes reconhecidas na esfera setorial (como operadores, organizações não governamentais, organismos de normalização ou associações). O reconhecimento de tais acordos público-privados pode ser feito por meio de acordos de cooperação ou na legislação da União. Sob esta abordagem regulatória "leve", as iniciativas políticas relevantes estabelecem os principais prazos e mecanismos de implementação, os métodos de monitoramento da aplicação da legislação e quaisquer sanções."

As opções regulatórias propostas pelos agentes na consulta aos segmentos sociais diretamente afetados pelo problema regulatório que poderiam ser consideradas como não-normativas são listadas abaixo:

- Criação de um grupo de trabalho específico com o objetivo de implementar políticas de transição;
- Criação de um *roadmap*. Desejável que a transição estabeleça um cronograma para aplicação gradual da reforma, que proporcione previsibilidade e mobilização do mercado para contribuições;
- O processo transitório considere o dimensionamento da capacidade e das tarifas de transporte pela ANP com participação de todo o mercado e não só uma negociação privada entre transportadoras e Petrobras e ANP, já que os custos serão assumidos pelos agentes carregadores que precisam ter a garantia que acessarão o transporte em igualdade de condições com a estatal. Nesta aceção, dentro de uma política transitória para o Novo Mercado de Gás, consideramos fundamental que o MME recomende à ANP a publicação de um cronograma de trabalho para que o mercado possa acompanhar com mais transparência todo o processo de oferta de capacidade e cálculo dos custos envolvidos, inclusive a análise do *trade-off* entre oferta de capacidade e o nível de flexibilidade que será mantida na rede para ser ofertada implicitamente aos carregadores;
- Cronogramas para a adequação ao novo desenho de mercado, com publicação de cronograma de trabalho e deadline para conclusão do processo de adaptação;
- Transição para mercado concorrencial com publicação de informações e previsibilidade suficientes para tomada de decisão com mínima segurança;
- Incentivos às plataformas de balanceamento e comercial;
- Plataformas de negociação - convergência nos processos de contratação de molécula (pelos carregadores) com padrões contratuais;
- Plataformas de negociação - avançar na contratação de capacidade via plataforma (POC), incluindo possibilidade de revenda da capacidade;
- Diagnóstico do mercado e medidas para promoção de liquidez;
- Capacidade de transporte – divulgação prévia das premissas utilizadas para o cálculo da capacidade e tarifas de transporte;
- Oferta de capacidade firme (e coordenada) sem restrição contratual, compatível com o modelo de entrada e saída;
- Eliminar a indefinição sobre as tarifas e capacidade de transporte. Estabelecer regras claras e divulgação de informações necessárias (com periodicidade e formato adequados) para que os carregadores consigam antecipar opções eficientes para balancear seus portfólios;
- Interconexão deve ser alocada com eficiência;
- Medidas de estímulo ao surgimento de mercado de capacidade (mercado secundário); e
- Direcionar a oferta dos serviços de flexibilidade de forma a garantir isonomia e previsibilidade.

A adoção de alternativas não-normativas na experiência internacional com relação ao período de transição pode ser observada na reforma relativamente recente da indústria do gás natural na Finlândia. Os preparativos para a nova lei do mercado de gás natural da Finlândia começaram antes mesmo que a realização do projeto de interconexão com os Países Bálticos fosse certa^[19].

Foi estruturado um grupo de trabalho que incluiu a Autoridade Finlandesa de Energia, a Agência Nacional de Abastecimento de Emergência, a supervisão das Estatais do Estado, o Ministério das Finanças e a Autoridade Finlandesa da Concorrência e do Consumidor. A Associação Finlandesa de Gás, Gasum, Finnish Energy e a Confederação das Indústrias Finlandesas foram consultadas como especialistas permanentes. Foi contratada uma consultoria para realizar um extenso estudo como base para o trabalho. A proposta do grupo de trabalho foi apresentada em janeiro de 2016.

Conforme exposto na Seção 8.13.2, durante o período de transição do mercado, foi criada uma página na internet para ser o canal de informações sobre a abertura do mercado de gás finlandês para os futuros

participantes deste mercado. Os agentes que iriam participar do mercado acessavam nesta página os procedimentos a serem seguidos, bem como contratos e condições não vinculantes que se aplicariam ao mercado, fomentando o diálogo entre os agentes, e desta forma os esforços para a construção coordenada e transparente do novo mercado obtiveram sucesso e a abertura do mercado de gás natural finlandês ocorreu em janeiro de 2020.

Ressalte-se que esta alternativa não substitui a competência da ANP para a regulação do setor, mas busca orientar o desenvolvimento da indústria do gás natural durante o período de transição.

- **Adotar medidas normativas complementares para a transição por meio de um projeto de lei.**

A escolha de instrumentos de Política Energética envolvendo regras vinculantes são usadas para determinar o comportamento que é exigido de organizações ou indivíduos [20], e sua aplicação é normalmente respaldada por sanções legais. Atos vinculativos também podem ser utilizados para estabelecer requisitos ou arcabouços essenciais que são posteriormente complementados por instrumentos de menor cunho vinculativo, como as normas técnicas.

O estabelecimento de um período de transição e regras transitórias a vigorar nesse período por meio de lei se enquadraria na experiência internacional da reforma implementada pela Áustria (ver a Seção 8.13.1), a qual já previa em lei disposições específicas sobre a transição do modelo de reserva de capacidade no que tange à reforma do acesso ao sistema de transporte. O Energy Act 2011 do Reino Unido, por sua vez, estabelece regras específicas para o processo de negociação relacionado ao acesso às infraestruturas essenciais. A Dinamarca também possui um regramento específico com relação ao acesso negociado a infraestruturas essenciais. Nesse sentido, com a proposição de uma lei para tratar do período de transição, as opções regulatórias identificadas por meio da consulta aos segmentos sociais diretamente afetados pelo problema regulatório teriam sua implementação direta por meio da legislação. Dessa forma, as decisões como o número de *hubs* com os quais o modelo de entrada e saída se iniciaria; o comando para a implementação de corpos administrativos, como o Conselho de Usuários; e regras específicas para o período de transição seriam estabelecidas por meio do processo legislativo e seriam vinculantes por força de lei.

10. ANÁLISE DOS POSSÍVEIS IMPACTOS

10.1. Primeiramente, é importante observar que não se trata de analisar os impactos da reforma estabelecida pela nova lei ou da sua posterior regulação pela ANP, uma vez que isto foge ao escopo da presente AIR. Nesse sentido, o espectro dos impactos relacionados às alternativas identificadas na Seção anterior é mais limitado do que os impactos da própria reforma em si, em se considerando o ambiente macroeconômico, a concorrência e os fluxos de investimentos na indústria do gás natural e nos negócios em geral no país, bem como a segurança energética nacional. Isto vale também em relação ao horizonte de tempo, uma vez que eventuais medidas relacionadas ao período de transição deverão apenas vigorar até a implementação completa do modelo de mercado previsto na Nova Lei do Gás.

10.2. Assim, a análise dos impactos se restringirá às alternativas identificadas na Seção anterior, quais sejam:

I - Não disciplinar medidas complementares para o aperfeiçoamento das políticas públicas acerca da transição para um mercado concorrencial de gás natural;

II - Adotar medidas não normativas (*self-regulation*, códigos de conduta e prática, fomento ou facilitação pela Política Energética da elaboração de acordos voluntários pelos agentes) complementares para a transição, por meio de uma Resolução CNPE, em adição àquelas já existentes na Resolução CNPE nº 16/2019;

III - Adotar medidas normativas complementares para a transição por meio de um projeto de lei.

10.3. Os principais critérios aplicáveis aos impactos das alternativas listadas acima se referem a custos operacionais e administrativos; investimentos decorrentes de transações no mercado de gás natural; concorrência e a formação de preços de mercado para o gás natural no país.

10.4. Os impactos analisados são de curto prazo, de no máximo 5 anos, enquanto a previsão para a duração do período de transição seria em torno de 2 (dois) anos.

10.5. A identificação do sinal (benefícios e custos em relação ao caso base de não ação) dos impactos em relação às alternativas é sumarizada na tabela abaixo.

Critérios	Não ação	Medidas não normativas complementares para o período de transição – Resolução CNPE	Medidas normativas complementares para o período de transição – Projeto de Lei
economicidade em relação aos custos operacionais e administrativos	sem alteração em relação aos custos incorridos	diminuição da economicidade em função do aumento dos custos operacionais e administrativos dos agentes da indústria para executar as medidas e elaborar códigos de conduta suave aumento dos custos da administração pública para a elaboração de guias informativos e estímulos à auto regulação	diminuição da economicidade em função do aumento dos custos operacionais e administrativos dos agentes da indústria para cumprir as novas regras aumento significativo dos custos da administração pública para a elaboração das novas normas, bem como para eventual alteração das medidas, caso verifique ser necessária posteriormente
investimentos decorrentes de transações no mercado de gás natural	sem alteração dos investimentos já efetuados e previstos	efeito positivo nos investimentos devido à entrada de mais participantes no mercado em função da diminuição da exposição ao risco por meio de acordos voluntários entre os agentes	efeito positivo significativo nos investimentos devido à redução de incertezas, com a entrada de mais participantes no mercado e redução da assimetria de informação
concorrência e a formação de preços de mercado para o gás natural no país	lenta ampliação do número de agentes, que aguardam maior definição da evolução do mercado para entrar	efeito positivo para a concorrência devido à entrada de mais participantes no mercado	efeito positivo para a concorrência devido à entrada de mais participantes no mercado

10.6. Tendo em vista que os resultados da reforma contida na Nova Lei do Gás ainda estão sob avaliação, e levando em consideração a dificuldade e imprecisão de mensurar os benefícios e custos nesta etapa inicial da reforma, a comparação das alternativas será realizada por meio de uma análise multicritério qualitativa das vantagens e desvantagens das alternativas.

10.7. É atribuído um menor peso ao critério de economicidade em relação aos custos operacionais e administrativos em função da diferença de magnitude desses custos comparativamente aos investimentos típicos da indústria do gás natural, bem como à magnitude dos efeitos de um mercado concorrencial de gás natural para a sociedade.

10.8.

Critérios	Peso	Não ação	Medidas não normativas complementares para o período de transição – Resolução CNPE	Medidas normativas complementares para o período de transição – Projeto de Lei
economicidade em relação aos custos operacionais e administrativos	2	5 (10)	4 (8)	1 (2)
investimentos decorrentes de transações no mercado de gás natural	3	0 (0)	2 (6)	3 (9)
concorrência e a formação de preços de	3	0 (0)	2 (6)	2 (6)

mercado para o gás natural no país				
Pontuação		10	20	17

10.9. A opção de não ação é o caso base, e não haveria mudança do *status-quo* da implementação da Política Energética caso esta alternativa seja adotada. Vale comentar que uma parte dos custos a serem arcados pelos agentes da indústria do gás natural ocorrerá independentemente da opção escolhida, variando apenas o tempo em que se concretizará.

10.10. A alternativa de adoção de medidas não normativas por meio de Resolução CNPE é a que menos impacta a economicidade de custos dos agentes dos órgãos governamentais, após a alternativa de não ação. Sua efetividade para a atração de investimentos é mais limitada do que a alternativa relacionada a medidas normativas, justamente porque a execução das medidas não normativas depende de um incentivo para que os interesses da sociedade e do segmento industrial coincidam, e exige uma grande mobilização dos agentes de mercado.

10.11. Ressalte-se que essas medidas complementares não visam substituir a competência da ANP para a regulação setorial. A ANP editará as regulações necessárias em conformidade com a sua agenda regulatória e os ritos processuais regulamentares. Não obstante, as medidas complementares podem servir para orientar tanto os agentes da indústria do gás natural quanto a regulação para a mesma direção, reduzindo as incertezas existentes.

10.12. É importante ainda notar que a adoção de medidas complementares para a transição por meio de Resolução CNPE permitiria que as medidas que já estejam em uma situação de maturidade em relação ao diagnóstico para a solução do problema regulatório, em função do processo de supervisão efetuado pelo Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), possam ser implementadas como princípios e diretrizes da Política Energética, ao mesmo tempo que as etapas e elementos da reforma que ainda necessitam de estudo mais aprofundado possam ser tempestivamente desenvolvidos pelos agentes da indústria por meio de incentivos aos acordos voluntários e códigos de conduta.

10.13. Nesse sentido, os impactos positivos da alternativa que considera sua implementação por meio de Resolução CNPE tem uma maior probabilidade de serem efetivos, uma vez que o processo para a aprovação da Resolução CNPE é normalmente mais célere do que o processo legislativo, permitindo a antecipação do alcance dos objetivos esperados do Novo Mercado de Gás no período de transição e a atuação de forma tempestiva para o enfrentamento do problema regulatório.

10.14. A alternativa de adoção de medidas normativas representa uma diminuição da economicidade em relação aos custos operacionais e administrativos, principalmente levando em conta que o custo para a administração pública de elaboração de normas mais detalhadas é alto, e pelo fato de que na eventualidade de alguma mudança não prevista do mercado, regras muito detalhadas podem prejudicar o estabelecimento de alguma inovação que trouxesse ganhos aos agentes, o que também contribuiria para a potencial carga de custos regulatórios dos agentes do mercado.

10.15. A alternativa relacionada a medidas normativas potencialmente é a mais benéfica em relação à atração de investimentos, uma vez que as regras estariam definidas claramente por meio de lei, o que permite dirimir ao máximo as incertezas jurídicas a que os participantes do mercado estariam expostos. Entretanto, a necessidade de estabelecimento imediato de um período de transição e sua duração limitada não permitiria que regras muito detalhadas pudessem ser elaboradas em um tempo tão exíguo, o que limita também os efeitos benéficos dessa alternativa. Outra questão relevante é que não haveria uma garantia de que a lei fosse editada de forma tempestiva. Caso o processo de aprovação do projeto de lei não ocorra de forma tempestiva, a alternativa teria pouca efetividade.

10.16. O resultado da análise multicritério qualitativa indica que a alternativa relacionada às medidas não normativas complementares para o período de transição por meio de Resolução CNPE se configura como a alternativa de ação mais adequada como aprimoramento das disposições relacionadas à transição.

11. ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E FISCALIZAÇÃO

11.1. A partir das contribuições dos agentes da indústria e da experiência internacional, e considerando a análise das alternativas realizada na Seção anterior, a estratégia da implementação da alternativa relacionada às medidas não normativas complementares para o período de transição por meio de Resolução CNPE deve levar em conta os temas que já se encontram com uma maior maturidade no âmbito dos órgãos formuladores e executores de política, que integram o CMGN, e, no que tange ao restante dos temas, a adoção flexível de incentivos para que estes temas sejam adequadamente desenvolvidos pelos agentes da indústria.

11.2. No que tange aos temas de maior maturidade, destacamos os seguintes:

- **Diretrizes acerca das providências dos agentes da indústria com relação às transações efetuadas com base no ponto virtual de comercialização.**

Um dos elementos fundamentais para que o novo modelo de mercado possa ser implementado e os participantes de mercado possam comercializar livremente o gás natural é o funcionamento do ponto virtual de negociação (PVN). O início de funcionamento do PVN depende de que os agentes passem a utilizá-lo como referência para a transferência de propriedade nas transações de compra e venda de gás natural. Nesse sentido, estão sendo propostas as seguintes diretrizes adicionais:

- concentração das operações de compra e venda de gás natural em um ponto virtual de negociação, utilizado como ponto de transferência de propriedade, de forma a criar condições para o aumento da concorrência e da liquidez do mercado de gás natural;
- uso do ponto virtual de negociação como referência para os produtos relacionados à flexibilidade e ao balanceamento de rede;
- padronização dos contratos de compra e venda, segundo as orientações do guia expedido pelo MME;
- processo de fusão das áreas de mercado de capacidade; e
- gradual redução da tarifa relacionada às interconexões entre áreas de mercado de capacidade, visando à progressiva diminuição do número de áreas.

- **Princípios e diretrizes para transparência com relação ao acesso não discriminatório e negociado às instalações essenciais.**

O acesso não discriminatório e negociado às instalações essenciais é também um elemento fundamental para que os produtores de gás natural passem a ser participantes do mercado de gás natural. O Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, detalhou o art. 28 da Lei nº 14.134/2021, porém algumas diretrizes adicionais sobre o tema ainda se fazem necessárias para a orientação dos agentes:

- todos os envolvidos na negociação devem cooperar ativamente para que o acesso ocorra de forma efetiva;
- as negociações entre o proprietário de uma instalação essencial e o usuário interessado em seu acesso devem ser organizadas e conduzidas em um espírito de integridade e boa fé, de acordo com a boa governança corporativa e de forma que as negociações não forneçam a uma das partes uma vantagem excessiva às custas do outro;
- as condições de acesso negociado devem ser estabelecidas previamente pelo operador ou proprietário e amplamente divulgadas, nos termos da Lei e da regulação;
- a remuneração para o acesso deve ser baseada em critérios objetivos e considerar um retorno justo e adequado do investimento, a partir de uma prestação de serviço eficiente;
- toda recusa ao acesso deve ser devidamente justificada; e
- os proprietários ou operadores devem dar transparência e disponibilizar dados e informações sobre as instalações de gás natural.

- **Recomendações adicionais para o agente que ocupe posição dominante na indústria de gás natural.**

Eventualmente, no processo de entrada de novos participantes do mercado durante a transição, ocorrem situações de incompatibilidade entre os vencimentos de contratos de fornecimento de gás natural e à entrada em operação de novas infraestruturas que permitam novas fontes de gás natural no mercado. Quando isso ocorre, o agente que ocupa posição dominante na indústria de gás natural é aquele com maior capacidade de atender os consumidores que sofreriam descontinuidade de suprimento, em função de seu grande portfólio de fontes de gás natural. Dessa forma, mostrou-se necessário recomendar a tal agente que permita, a qualquer tempo, a redução da quantidade contratada, de forma que o contrato não prejudique a entrada de novos concorrentes:

- utilização de cláusula específica, na oferta de contratos de compra e venda de gás natural, que possibilite a redução de quantidade contratada pelo adquirente, sem aplicação de qualquer penalidade, no limite mínimo de um terço do volume contratado; e
 - utilização do portfólio de fontes de gás natural para a oferta de contratos de compra e venda de gás natural no caso de descontinuidade de suprimento de usuários finais em virtude do processo de adequação do mercado durante o período de transição, de forma a garantir o abastecimento nacional.
- **Diretrizes acerca das providências dos agentes da indústria com relação ao Sistema de Transporte Integrado.**

Com o objetivo de que os transportadores possam, em conjunto, oferecer o serviço de transporte abrangendo todo o sistema de transporte integrado, de forma que os participantes do mercado tenham opção de comercializar entre todas as regiões do país abrangidas pelo sistema, é fundamental que todas as instalações de transporte sejam controladas pelos transportadores. Algumas interconexões entre os transportadores são realizadas por carregadores [notadamente a interconexão entre a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) e a Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) e a interconexão entre a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) e a Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB)], o que demanda que sejam efetuados arranjos contratuais no período de transição para que os transportadores sejam responsáveis por essas interconexões:

- efetiva interconexão das instalações que compõem o sistema de transporte, garantindo que os transportadores autônomos e independentes detenham a plena operação dos gasodutos de transporte interconectados; e
- simplificação dos processos de oferta de capacidade de transporte de gás natural, que devem ser promovidos com periodicidade pré-definida e com cronogramas amplamente divulgados.

11.3. Concernente aos temas restantes, identificados pelos agentes da indústria e na experiência internacional, a estratégia de implementação deve seguir um processo transparente e coordenado pelo Ministério de Minas e Energia:

- **Diretrizes e providências acerca da transparência e da coordenação entre os agentes da indústria para a implantação do modelo de mercado previsto na nova Lei do Gás.**

A reforma do mercado de gás natural no país é um processo que requer adequações ao longo da cadeia, não apenas no que diz respeito às regulações setoriais, mas também por parte dos próprios agentes da indústria. Nesse sentido, a coordenação entre as etapas da reforma referentes à adequação dos agentes da indústria a um novo modelo de mercado de gás natural, efetuada de forma transparente no período de transição, tornará possível aos agentes, inclusive aos potenciais participantes do mercado, interagir de forma eficaz e coordenada entre si para a efetivação das adequações contratuais, estruturais e operacionais necessárias para a estruturação do novo modelo.

Nesse sentido, as seguintes diretrizes e providências foram adicionadas aos dispositivos relacionados à transição:

- publicação, pelo MME, no seu portal eletrônico, do acompanhamento dos prazos indicativos para a conclusão, pelos agentes da indústria, do conjunto de providências necessárias para a adequação ao novo desenho de mercado;

- publicação, pelo MME, no seu portal eletrônico, de guias orientativos destinados aos agentes da indústria do gás natural, a serem regularmente atualizados durante o período de transição;
- atuação coordenada entre os agentes da indústria de gás natural para a implementação do novo desenho de mercado; e
- adequação, dentro de prazos céleres e prudentes, dos procedimentos e padrões utilizados pelos agentes da indústria do gás natural ao novo desenho de mercado.

11.4. O acompanhamento da implementação dessas medidas será feito, no que couber, pelo Ministério de Minas e Energia, bem como outros órgãos executores de Política Energética, como a ANP, e também pelo CMGN, cujo prazo de duração foi prorrogado até 31 de dezembro de 2022.

11.5. A fiscalização dos dispositivos contidos na Resolução CNPE cabe à ANP, nos limites que a legislação vigente permita.

12. PROPOSTA DE ATO NORMATIVO CONFORME AS ALTERNATIVAS MAIS ADEQUADAS AO ENFRENTAMENTO DO PROBLEMA REGULATÓRIO IDENTIFICADO

12.1. A minuta de Resolução (SEI nº 0570347) dispõe sobre diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural. A proposta dessa minuta de Resolução é objeto da Nota Técnica nº 27/2021/DGN/SPG (SEI nº 0542320).

12.2. A minuta traz aperfeiçoamentos em relação aos fundamentos do período de transição e é utilizada a oportunidade para consolidar os dispositivos presentes nas Resoluções CNPE nºs 16/2019 e 10/2016.

12.3. Pretende-se com isso garantir que a transição do mercado, hoje monopolizado, para um mercado concorrencial ocorra de forma célere, mas sem colocar em risco o abastecimento nacional ou favorecer a formação de outros monopólios em mercados relevantes.

12.4. A seguir são detalhados os dispositivos da minuta de Resolução.

12.5. O art. 1º trata das premissas a serem obedecidas pelas diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, e é uma consolidação das disposições do art. 1º. da Resolução CNPE nº 10/2016.

12.6. O art. 2º dispõe sobre as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural, as quais foram definidas a partir do resultado da análise das contribuições recebidas durante o processo de Consulta Pública da Iniciativa Gás para Crescer. Este artigo é uma consolidação do art. 2º. da Resolução CNPE nº 10/2016.

12.7. O art. 3º elenca os princípios da transição para um mercado concorrencial de gás natural e é uma consolidação do art. 1º da Resolução CNPE nº 16/2019.

12.8. Os incisos referem-se à preservação da segurança no abastecimento nacional, à ampliação da concorrência em todo o mercado, de forma célere, porém prudente, inclusive em relação a discrepância de preços entre regiões, à coordenação da operação do sistema de transporte pelos transportadores independentes, à formação de áreas de mercado prevendo progressiva fusão, ao respeito aos contratos vigentes e governança das empresas e à autonomia e fortalecimento das agências reguladoras e da autoridade de defesa da concorrência.

12.9. O art. 4º dispõe sobre os objetivos que devem guiar uma transição coordenada. Este artigo é uma consolidação do art. 2º da Resolução CNPE nº 16/2019.

12.10. Para aperfeiçoamento do texto, o caput foi alterado para deixar claro que os incisos são objetivos da transição.

12.11. Os objetivos referem-se à promoção do acesso transparente e não discriminatório às infraestruturas, à independência dos transportadores, à transparência nos contratos de suprimento de gás para atendimento ao mercado cativo, inclusive restringindo transações entre partes relacionadas envolvendo as concessionárias de distribuição de gás canalizado, à promoção da redução da concentração do mercado e ao incentivo à adoção voluntária de boas práticas regulatórias pelos Estados e o Distrito Federal na prestação dos serviços locais de gás canalizado.

- 12.12. Foi adicionado o inciso VI, contendo o objetivo precípua da Política Pública em tela:
- 12.13. "VI – promover um mercado transparente, concorrencial e líquido de gás natural, tanto no atacado como no varejo, com diversidade de agentes do lado da oferta e da demanda;"
- 12.14. O art. 5º propõe diretrizes para a abertura do mercado de gás natural, a serem observadas durante o período de transição para um mercado concorrencial de gás natural.
- 12.15. As diretrizes referem-se à atuação coordenada entre os agentes da indústria de gás natural para o atingimento dos objetivos da transição para um mercado concorrencial, às transações efetuadas com base no ponto virtual de comercialização, à padronização dos contratos de compra e venda, e à redução da tarifa de transporte das interconexões do sistema, para possibilitar a diminuição do número de áreas de mercado de capacidade, à plena capacidade dos transportadores de operar o sistema de transporte integrado, à implantação de programas de liberação de gás natural e à simplificação dos processos de oferta de capacidade de transporte.
- 12.16. O art. 6º estabelece o período de transição para o novo desenho de mercado de gás natural e habilita o MME a publicar no seu portal eletrônico o acompanhamento dos prazos indicativos para a conclusão, pelos agentes da indústria, do conjunto de providências necessárias para a adequação ao novo desenho de mercado.
- 12.17. As providências são listadas, sem ser de forma exaustiva, nos incisos de I a VII, abrangendo as adequações necessárias à interconexão dos gasodutos de transporte para a formação do sistema de transporte; a disponibilização de plataformas eletrônicas para oferecimento de capacidade de transporte, para o balanceamento das áreas de mercado de capacidade, e para a comercialização de gás natural; a disponibilização de sistemas de tecnologia de informação para a troca de informações entre os usuários e os operadores das redes; os processos de elaboração dos códigos de rede, de conduta e prática de acesso à infraestrutura, e de constituição do conselho de usuários do sistema de transporte; e, por fim, da disponibilização de informações pelo proprietário ou operador de instalações de escoamento, processamento e terminais de GNL.
- 12.18. O parágrafo único do art. 6º dá diretrizes ao processo de formação de áreas de mercado de capacidade, o qual deve ocorrer de forma célere para que os participantes do mercado possam comercializar livremente o gás natural sem arcar com tarifas de transporte desproporcionais.
- 12.19. O art. 7º habilita o MME a publicar, no seu portal eletrônico, guias orientativos destinados aos agentes da indústria do gás natural, a serem regularmente atualizados durante o período de transição.
- 12.20. O art. 8º propõe medidas complementares às diretrizes emanadas no art. 5º, as quais devem ser observadas pelos agentes da indústria, inclusive pelo agente que ocupa posição dominante na indústria de gás natural, consideradas de interesse da Política Energética Nacional.
- 12.21. As medidas compõem-se da adoção do ponto virtual de negociação da respectiva área de mercado de capacidade como o ponto de transferência de propriedade nos contratos de compra e venda; da participação no mercado de curto prazo de gás natural; da condição dos participantes do mercado atacadista de gás natural como carregadores; da oferta de serviços de transporte que levem em consideração a preferência dos novos usuários; do prazo para a conclusão das negociações entre os operadores de instalações e infraestruturas essenciais e o terceiro interessado no acesso; e da vedação de que o planejamento e a operação das infraestruturas de movimentação, processamento, e regaseificação de gás natural sejam utilizadas de forma a criar barreiras ao acesso ao mercado de gás natural e prejudicar a concorrência.
- 12.22. O art. 9º propõe medidas estruturais e comportamentais, consideradas de interesse da Política Energética Nacional, para serem observadas pelo agente que ocupa posição dominante no setor de gás natural para contribuir para a transição. Este artigo é uma consolidação do art. 3º da Resolução CNPE nº 16/2019.
- 12.23. São medidas que, adotadas pelo agente, contribuiriam para a aceleração do desenvolvimento do novo mercado de gás.

12.24. Em adição às medidas previstas na Resolução CNPE nº 16/2019, são propostas duas novas medidas em razão da manutenção da segurança do abastecimento nacional durante a transição: a utilização do portfólio de fontes de gás natural para a oferta de contratos de compra e venda de gás natural no caso de descontinuidade de suprimento de usuários finais; e a utilização de cláusula específica, na oferta de contratos de compra e venda de gás natural, que possibilite a redução de quantidade contratada pelo adquirente.

12.25. O art. 10 propõe princípios gerais do acesso não discriminatório e negociado às instalações essenciais, até a efetiva regulação do tema pela ANP.

12.26. Os princípios se referem à cooperação dos envolvidos na negociação para que o acesso seja efetivado; à integridade e boa fé na condução das negociações; ao estabelecimento prévio das condições para o acesso negociado; à remuneração justa e adequada e prestação do serviço eficiente; à necessidade de justificativa da recusa de acesso; e à transparência dos dados e informações das instalações.

12.27. O art. 11 propõe algumas boas práticas regulatórias na prestação dos serviços locais de gás canalizado, cuja regulação é de competência dos Estados, cabendo ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério da Economia incentivar a adoção das medidas. Este artigo é uma consolidação do art. 5º da Resolução CNPE nº 16/2019.

12.28. Entre as medidas, há menção à adequação da legislação tributária para a abertura do mercado de gás no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz).

12.29. O art. 12 recomenda à ANP, em articulação com o MME, o Ministério da Economia e o Cade, a elaboração, no prazo de até 180 dias, diagnóstico acerca das condições concorrenciais do mercado de gás natural e proposta de programa para a liberação progressiva de gás natural.

12.30. O art. 13 recomenda à ANP providenciar o estabelecimento das áreas de mercado de capacidade de forma a favorecer o célere processo de fusão entre elas.

12.31. O art. 14 recomenda ao MME, em articulação com o Ministério da Economia, a ANP e a EPE, a criação de condições para facilitar a participação de empresas privadas na oferta de gás natural importado em condições competitivas, em especial o boliviano.

12.32. O art. 15 trata do monitoramento periódico da implementação das medidas e avaliação de ações adicionais, para garantir a efetividade da política e promover contínuo aprimoramento.

12.33. Propõe-se a continuidade da avaliação semestral das medidas.

12.34. O art. 16 revoga as Resoluções CNPE nºs 16/2019 e 10/2016, nos termos do art. 7º, II do Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, bem como revoga a Resolução CNPE nº 4, de 9 de abril de 2019, nos termos do art. 8º, II do Decreto nº 10.139/2019.

12.35. Por fim, o art. 17 trata da vigência da Resolução.

13. CONCLUSÃO

13.1. Conforme o exposto, a presente Análise de Impacto Regulatório tratou das razões da proposição de minuta de Resolução CNPE contendo medidas complementares para o aperfeiçoamento das políticas públicas acerca da transição para um mercado concorrencial de gás natural e consolidação das Resoluções CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019 e nº 10, de 14 de dezembro de 2016.

13.2. Também foram expostas as causas, e quais são os objetivos a serem alcançados com esta iniciativa.

13.3. A análise contém os relevantes subsídios obtidos por meio de consulta aos segmentos sociais diretamente afetados, bem como a experiência internacional que se aplica ao tema. Foram ponderadas as alternativas mais viáveis para o alcance dos objetivos levando em conta os seus impactos.

13.4. O resultado da análise indica que a alternativa relacionada às medidas não normativas complementares para o período de transição por meio de Resolução CNPE se configura uma alternativa de ação mais adequada como aprimoramento das disposições relacionadas à transição já previstas na Resolução CNPE nº 16/2019.

13.5. Nesse sentido, em relação aos temas que já se encontram com uma maior maturidade no âmbito dos formuladores de política e órgãos executores de política, que integram o CMGN, se propõe uma implementação por meio de diretrizes específicas, enquanto as demais medidas para o atingimento dos objetivos serão disciplinadas por meio de adoção flexível de incentivos para que estes sejam adequadamente desenvolvidos junto aos agentes da indústria, em uma abordagem de *self-regulation* e elaboração de acordos voluntários.

13.6. Por fim, a presente análise também descreve a Resolução CNPE que está sendo proposta, a qual contém medidas complementares para o aperfeiçoamento das políticas públicas acerca da transição para um mercado concorrencial de gás natural e também consolida as Resoluções CNPE nº 16/2019 e nº 10/2016.

13.7. É o relatório.

[1] Ver *Better regulation "Toolbox"* – European Commission, 2017.

[2] Ver *Better regulation "Toolbox"* – European Commission, 2017.

[3] Ver o Acórdão 2301/2021 – Plenário do Tribunal de Contas da União.

[4] Ver *European Union Policy-Making – The Regulatory Shift in Natural Gas Market Policy* – Nicole Herweg, 2017.

[5] Ver *Charting the Gaps: EU regulation of gas transmission tariffs in the Netherlands and the UK* - Manuel Klop, 2009.

[6] Ver *Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe: How to achieve workable competition in European gas markets?* - IEA Information Paper, 2008.

[7] Em 1º de outubro de 2021, as áreas de mercado anteriores na Alemanha, Gaspool (GPL) e NetConnect Germany (NCG), foram fundidas em um novo mercado nacional de gás alemão chamado Trading Hub Europe (THE).

[8] Ver *The Outlook For a Natural Gas Trading Hub in SE Europe* – IENE, 2014.

[9] Ver *European Union Policy-Making – The Regulatory Shift in Natural Gas Market Policy* – Nicole Herweg, 2017.

[10] Ver *Study on Entry-Exit Regimes in Gas Part A: Implementation of Entry-Exit Systems* – DNV KEMA, 2013.

[11] “§ 31 (3) Os direitos de capacidade nos pontos de entrada conferem o direito de injetar quantidades de gás na rede de transporte e transportar os volumes de gás para o ponto virtual de negociação da área de mercado. Os direitos de capacidade nos pontos de saída conferem ao titular o direito de transportar do ponto virtual de negociação para o ponto de saída e a retirada do gás da rede de transporte. A negociação é realizada exclusivamente no ponto virtual de negociação e sujeita às condições gerais do operador do ponto virtual de negociação. Estes devem ser concebidos de forma a garantir o cumprimento dos deveres do operador do ponto virtual de negociação. A entidade reguladora é a responsável pela aprovação das condições gerais do operador do ponto virtual de negociação e por qualquer alteração. A licença será emitida sujeita a condições ou condições na medida necessária para cumprir as disposições desta Lei (...).” (tradução livre).

[12] Algumas informações ainda se encontram disponíveis no endereço <https://web.archive.org/web/20200812025731/https://kaasumarkkina.fi/in-english/>.

[13] Ver *Energy Act 2011 Chapter 16, Part 2, Security of Energy Supplies*.

[14] Ver *Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf* - Oil & Gas UK, Agosto 2017.

[15] Ver *Executive Order on the Use of Facilities for the Production, Processing and Transportation, etc., of Hydrocarbons by Third Parties*, 2019.

[16] Ver *Rumo a um mercado de gás natural competitivo no Brasil: Uma análise da abertura do sistema de distribuição de gás natural no Brasil* – IEA, 2019.

[17] Ver *Better regulation "Toolbox"* – European Commission, 2017.

[18] Ver *Better regulation "Toolbox"* – European Commission, 2017.

[19] Ver *This is how the gas market opened in Finland* - Gasgrid Finland Oy, 2020.

[20] Ver *Better regulation "Toolbox"* – European Commission, 2017.



Documento assinado eletronicamente por **Marco Antonio Barbosa Fidelis, Gerente de Projeto**, em 02/03/2022, às 18:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Massaharu Matsumoto, Coordenador(a)-Geral de Processamento de Infraestrutura e Logística**, em 02/03/2022, às 18:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Aldo Barroso Cores Júnior, Diretor(a) do Departamento de Gás Natural**, em 02/03/2022, às 19:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0583776** e o código CRC **10E4D51C**.
