



GÁS PARA CRESCER

ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES

Novembro/2016



Ministério de
Minas e Energia



Ministério de Minas e Energia – MME

Ministro de Estado

Fernando Coelho Filho

Secretário Executivo

Paulo Pedrosa

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Energia Elétrica

Fábio Lopes Alves

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Chefe da Assessoria Econômica

Marisete Fátima Dadald Pereira

Diretora de Programa

Agnes Maria de Aragão da Costa

Diretor de Programa

Igor Alexandre Walter

Assessora Especial - Comunicação Social

Flávia Pierry Bessa Lima

Assessor Especial de Acompanhamento de Políticas, Estratégias e Desempenho Setoriais

Ricardo Moura de Araújo Faria

Chefe da Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios

Paulo Félix Gabardo

Diretor de Programa

Gilberto Hollauer

Diretora do Departamento de Gás Natural

Symone Christine de Santana Araújo

Coordenação Executiva

Aldo Barroso Cores Junior

Equipe Técnica: Breno Peixoto Cortez, Eleazar Hepner, Fernando Massaharu Matsumoto, Guilherme Silva de Godoi, Helena Magalhaes Mian, Jaqueline Meneghel Rodrigues, João Daniel de A. Cascalho, Juliano Vilela Borges dos Santos, Matheus Batista Bodnar

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente

Luiz Augusto Nóbrega Barroso

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Superintendente de Estudos Econômicos Energéticos

Jeferson Borghetti Soares

Superintendente de Projetos de Geração

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Superintendente de Planejamento da Geração

Jorge Trinkenreich

Superintendente de Gás Natural e Biocombustíveis

Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica: Andre Makishi, Camila de Araujo Ferraz, Carlos Augusto Goes Pacheco, Cláudia Maria Chagas Bonelli, Daniel Silva Moro, Gabriel da Silva Azevedo Jorge, Gabriel de Figueiredo da Costa, Glaucio Vinicius Ramalho Faria, Gustavo Naciff de Andrade, João Felipe Gonçalves de Oliveira, Jorge Gonçalves Bezerra Junior, Lucas José Falarz, Luis Fernando Priolli, Marcelo Ferreira Alfradique, Natalia Gonçalves de Moraes, Patricia Costa Gonzalez de Nunes, Renata Nogueira Francisco de Carvalho, Renato Haddad Simões Machado, Sergio Luiz Scramin Junior, Thiago Ivanoski Teixeira

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP

Diretor-Geral

Diretor

José Gutman

Diretor

Aurélio Cesar Nogueira Amaral

Diretor

Waldyr Martins Barroso

Superintendente de Comercialização e Movimentação de Gás Natural

José Cesário Cecchi

Coordenação Executiva

Heloise Helena Lopes Maia da Costa

Equipe Técnica: Guilherme De Biasi Cordeiro, Leandro Mitraud Alves, Luciano de Gusmão Veloso, Marco Antônio Barbosa Fidelis, Melissa Cristina Pinto Pires Mathias

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	4
ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES	7
Das diretrizes estratégicas	7
Das contribuições	10
Diretriz 1	11
Diretriz 2	12
Diretrizes 3 e 13	14
Diretriz 4	15
Diretrizes 5, 6 e 7	16
Diretriz 8	18
Diretriz 9	20
Diretrizes 10, 11 e 12	21
Diretrizes 14 e 15	22
Diretriz 16	23
Diretrizes 17 e 18	24
Diretriz 19	29
Diretriz 20	29
Diretriz 21	40
Diretriz 22	46
Diretriz 23	47
Diretriz 24	48
CONCLUSÃO	49
RELAÇÃO DOS PARTICIPANTES DA CONSULTA PÚBLICA DA INICIATIVA GÁS PARA CRESCER	53

INTRODUÇÃO

Lançada pelo Senhor Ministro de Estado de Minas e Energia Fernando Coelho Filho, em 24 de junho de 2016, a iniciativa Gás para Crescer tem como objetivo propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, tendo em vista a redução da participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nesse setor.

O que se pretende é lançar as bases para um mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, e que contribua para o crescimento do País. As premissas dessa iniciativa compreendem adoção de boas práticas internacionais, aumento da competição, diversidade de agentes, maior dinamismo e acesso à informação, participação dos agentes do setor e respeito aos contratos, de modo a construir um ambiente favorável à atração de investimentos, prioritariamente privados.

As ações no âmbito da iniciativa são coordenadas pelo Ministério de Minas e Energia, que forma, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o núcleo operacional, responsável pela consolidação de uma proposta que faça frente a esses desafios e servirá de base para discussões com os diversos agentes do setor.

A iniciativa é composta por um conjunto de dez frentes de trabalho, coordenadas pelo núcleo operacional, que resumem conjuntos temáticos objeto de discussão com agentes dos setores, públicos e privados, que representam os diversos segmentos da indústria do gás natural.

FRENTES DE TRABALHO

1. Comercialização de gás natural
 - 1.1. Competição na oferta
 - 1.2. Incentivo aos mercados de curto prazo e secundário (molécula e capacidade)
2. Tarifação por entradas e saídas
3. Compartilhamento de infraestruturas essenciais (“essential facilities”)
4. Estímulo à harmonização entre as regulações Estaduais e Federal
5. Incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural
6. Harmonização entre o setor elétrico e o de gás natural
7. Gestão independente integrada do sistema de transporte e instalações de estocagem
8. Política de comercialização do gás natural da parcela da União nos contratos de Partilha
9. Desafios tributários
10. Apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas

Após intensa discussão com diversos agentes de governo e do setor, inclusive com a realização de duas oficinas de trabalho e um painel de especialistas, o Ministério de Minas e Energia disponibilizou para consulta pública o documento “Diretrizes Estratégicas para o Desenho de Novo Mercado de Gás Natural”. O conteúdo do documento considerou os seguintes pontos: fatos e motivação; ações; construção estratégica; visão de futuro da indústria de gás natural no Brasil e os fundamentos para o desenho de um novo mercado de gás natural; e as diretrizes estratégicas. Em relação a este último item, foi elencado um conjunto de vinte e quatro diretrizes que servirão para orientar as mudanças normativas que se seguirão.

Vale comentar que, juntamente com o documento “Diretrizes Estratégicas para o Desenho de Novo Mercado de Gás Natural”, foi disponibilizado um Relatório Técnico, o qual foi elaborado com o objetivo de oferecer subsídios técnicos para a consulta pública. O Relatório Técnico compreende uma contextualização com um breve histórico do setor, dados do mercado de gás no Brasil e descrição do papel da Petrobras nos diversos elos da cadeia do gás natural. Na sequência, o Relatório Técnico apresenta a iniciativa Gás para Crescer, que foi lançada diante do cenário em que a Estatal pretende fazer desinvestimentos e reduzir sua participação no setor, e faz uma síntese das dez frentes de trabalho que a compõem.

Em anexo ao Relatório Técnico, foram apensadas oito Notas Técnicas, referentes a cada frente de trabalho, sendo que as que tratam do estímulo à harmonização entre as regulações Estaduais e Federal e do incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural foram condensadas em um único documento. Além disso, não houve Nota Técnica para a frente de trabalho referente ao apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas.

A consulta pública foi divulgada para os agentes no dia 3 de outubro de 2016 e ficou aberta para receber contribuições por meio do Portal de Consulta Pública, no sítio eletrônico do Ministério de Minas e Energia, até 7 de novembro de 2016, conforme Portaria MME nº 490, de 6 de outubro de 2016.

Foram recebidas contribuições de um total de cinquenta e cinco associações e agentes, públicos e privados, integrantes dos diversos elos da cadeia de gás natural, como produtores, transportadores, comercializadores, distribuidoras, consumidores, além de juristas, especialistas técnicos e órgãos governamentais.

A análise das contribuições foi realizada conjuntamente pelos integrantes do núcleo operacional (MME, ANP e EPE). De modo geral, a maioria das contribuições expressou concordância com as diretrizes propostas. Algumas delas apresentaram também sugestões para a implementação das diretrizes, em referência aos anexos do Relatório Técnico.

Vale ressaltar que as diretrizes estratégicas definidas a partir das contribuições recebidas servirão de base para a proposição de uma minuta de Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), estabelecendo as diretrizes para o desenho do novo mercado de gás natural no Brasil.

Na seção a seguir, será apresentada a análise das contribuições feita pelo núcleo operacional.

ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES

Nessa seção será apresentada uma análise das contribuições recebidas acerca do documento “Diretrizes Estratégicas para o Desenho de Novo Mercado de Gás Natural”, disponibilizado para consulta pública no âmbito da iniciativa Gás para Crescer, realizada entre 3 de outubro e 7 de novembro de 2016.

Como já mencionado, naquela ocasião, além desse documento, foram disponibilizados no site do Ministério de Minas e Energia um Relatório Técnico e um conjunto de Notas Técnicas para oferecer subsídios à consulta pública.

Foram recebidas contribuições de um total de cinquenta e cinco participantes. A maior parte foi encaminhada por meio do Portal de Consulta Pública, recentemente implementado no sítio eletrônico do Ministério de Minas e Energia. Embora algumas contribuições tenham sido encaminhadas por outros meios, todas as contribuições estão disponibilizadas nesse Portal para acesso público.

As associações e agentes, públicos e privados, que participaram da consulta pública são integrantes dos diversos elos da cadeia de gás natural, como produtores, transportadores, comercializadores, distribuidoras, consumidores, além de juristas, especialistas técnicos e órgãos governamentais. A relação dessas associações e agentes está na seção Relação dos Participantes da Consulta Pública da Iniciativa Gás para Crescer.

A análise das contribuições, realizada pelo núcleo operacional, teve como foco as sugestões que, de uma forma ou de outra, impactassem as diretrizes estratégicas elencadas no documento disponibilizado para consulta pública.

Conforme já comentado, as diretrizes estratégicas definidas a partir da análise das contribuições recebidas servirão de base para a proposição de uma minuta de Resolução CNPE.

Várias contribuições abordaram também detalhes sobre os modelos a serem implementados para o cumprimento das diretrizes propostas. Esses detalhamentos serão objeto de futuras discussões, com ampla participação dos agentes, podendo ser realizadas no âmbito do Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural, cuja criação pretende-se ser feita por meio dessa mesma Resolução CNPE.

Das diretrizes estratégicas

Abaixo estão reproduzidas as diretrizes estratégicas contidas no documento disponibilizado para consulta pública.

1. **remoção de barreiras econômicas e regulatórias às atividades de exploração e produção de gás natural:** realização de leilões regulares de blocos

exploratórios, incluindo áreas vocacionadas para a produção de gás natural, especialmente em terra.

2. **implementação de medidas de estímulo a competição:** implementação de medidas que limitem a concentração de mercado e promovam efetivamente a competição na oferta de gás natural, entre elas programas de *gas release* e limitação ao *self-dealing*, proporcionando a existência, em escala nacional, de múltiplos comercializadores, garantindo que os agentes de mercado efetivamente negociem contratos bilateralmente.

3. **estímulo aos mercados de curto prazo e secundário (molécula e capacidade):** mecanismo de mitigação do risco da entrega física do gás natural, ao qual possam recorrer tanto produtores quanto consumidores de gás natural para assegurar o cumprimento dos contratos.

4. **promoção da independência comercial e operacional dos transportadores:** inibir práticas oportunistas que configuram barreira à entrada de novos agentes nos segmentos concorrenciais da indústria do gás natural.

5. **reforço da separação entre as atividades de carregamento e transporte:** não permitir que empresa de produção/comercialização ou outra a ela relacionada assuma a tarefa de operação de qualquer duto de transporte, favorecendo o acesso não discriminatório, a transparência e a alocação eficiente de capacidade.

6. **instituição do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN),** composto pela malha existente de gasodutos de transporte e expansões futuras, instalações de armazenamento e estocagem de gás natural.

7. **implantação de modelo de Gestão Independente e Integrada do STGN,** que propicie os incentivos adequados à promoção do acesso não discriminatório, à eficiência na operação do STGN e à transparência das informações de capacidade e utilização do sistema.

8. **implantação do Sistema de Entrada-Saída para reserva de capacidade de transporte:** esse modelo permite a contratação separada de capacidades de entrada ou de saída e a comercialização de gás de forma independente de sua localização na rede, o que aumenta o número de agentes aptos a negociar entre si e favorece a formação de mercados secundários e a competição na oferta.

9. **implantação de sistema tarifário de Entrada-Saída no transporte de gás natural:** e sua relação com os incentivos à maximização do volume transportado pelos gasodutos, à luz da experiência internacional.

10. **aumento da transparência,** com a disponibilização de informações atuais, fidedignas e de fácil acesso, especialmente em relação à formação de preços e a características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros.

11. **busca pela redução de custos de transação da cadeia de gás natural**, por meio da disponibilização de ferramentas eletrônicas, padronização de contratos e outras medidas que contribuam para maior dinamização do setor.
12. **formação de pontos virtuais ou físicos de negociação (hubs) de gás natural**: desenvolvimento de *hubs* de negociação, de modo a facilitar a comercialização do gás natural.
13. **criação de mercado secundário de gás natural**: mecanismo de mitigação do risco da entrega física do gás natural, ao qual possam recorrer tanto produtores quanto consumidores de gás natural para assegurar o cumprimento dos contratos.
14. **reavaliação dos modelos de outorga de transporte, armazenamento e estocagem**, levando em consideração o desenho de novo mercado de gás natural.
15. **revisão do planejamento de expansão do sistema de transporte**, que deverá considerar as instalações de armazenamento e estocagem.
16. **estímulo ao desenvolvimento de instalações de estocagem de gás natural**: a existência de instalações de estocagem de gás natural permite, entre outras, reduzir a exposição ao risco de supridores, distribuidoras e consumidores, incentivar a atuação de comercializadores e melhorar a capacidade do mercado de lidar com situações de contingência.
17. **regulamentação do acesso de terceiros aos dutos de escoamento**: medida que poderia contribuir para uma maior disponibilização de oferta de gás natural ao mercado. Tal medida visa incentivar a oferta do serviço de movimentação por parte de terceiros, o que pode segregar o risco na cadeia de valor do gás natural, além de permitir o compartilhamento dos custos de escoamento do gás natural entre os agentes da exploração e produção, potencialmente reduzindo o custo unitário de disponibilização do gás natural no mercado.
18. **regulamentação do acesso de terceiros a UPGNs e terminais de regaseificação**: aplicação da *essential facilities doctrine*. As atividades de processamento e de regaseificação de gás natural não são monopólios naturais e atualmente no Brasil podem ser acessadas por meio de negociação direta com o proprietário da UPGN ou do Terminal de Regaseificação. A negativa de acesso a esse tipo de instalação pode impactar na concorrência a montante da cadeia. Desta forma, a *essential facilities doctrine* impõe aos titulares de instalações essenciais o dever de negociar com seus competidores. Esta doutrina foi implantada pelos Estados Unidos da América. Sua origem é o caso *Terminal Railroad Combination*, de 1912. Seu princípio é de que a recusa de acesso pode constituir um abuso da posição dominante por parte do incumbente, precisando ser justa e motivada.
19. **superação dos desafios tributários no setor de gás natural**: adequação e modernização das regras tributárias no cenário de múltiplos agentes, considerando

as questões referentes ao transporte de gás natural (desvinculação dos fluxos físico e contratual), ao compartilhamento de infraestrutura de GNL e às operações interestaduais e de importação.

20. **harmonização da regulação estadual:** aperfeiçoamento das estruturas de regulação e do marco regulatório nos Estados por meio da adoção de melhores práticas regulatórias: legitimidade, participação, transparência, *accountability*, autonomia, previsibilidade. A estrutura de incentivos deve levar à expansão do mercado de gás natural pela iniciativa privada ao menor custo possível.

21. **revisão do relacionamento entre a indústria do gás natural e o setor elétrico:** rediscussão sobre as penalidades do setor elétrico transferidas ao carregador em caso de falha no fornecimento de gás; revisão da exigência de demonstração *imediata* de lastro de gás para todo o período contratual no setor elétrico, que impõe barreira à entrada de projetos de térmicas a gás; possibilidade de que as usinas térmicas operem na base do sistema de geração elétrica, funcionando como âncora para os investimentos no setor.

22. **aproveitamento do gás natural da União, proveniente dos contratos de Partilha como instrumento de política pública para o desenvolvimento integrado do mercado de gás natural,** levando-se em conta a prioridade de abastecimento do mercado nacional.

23. **apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas,** de forma a coordenar as atividades e fomentar a interação e coordenação dos agentes eventualmente interessados na contratação.

24. **promoção de transição segura para o modelo do novo mercado de gás natural,** de forma a manter o funcionamento adequado do setor.

Das contribuições

Ao todo, foram recebidas contribuições de cinquenta e cinco participantes, representantes de relevante parcela dos diversos segmentos do setor de gás natural, além de juristas, especialistas técnicos e órgãos governamentais. A relação daqueles que submeteram suas contribuições, com as respectivas abreviações, se for o caso, está na seção Relação dos Participantes da Consulta Pública da Iniciativa Gás para Crescer.

Em termos gerais, a maioria das contribuições expressou apoio e reforçou a importância da iniciativa para o desenvolvimento competitivo da indústria do gás natural. Algumas delas destacaram a relevância da abertura para discussões com os agentes do setor, seja por meio de reuniões, de oficinas de trabalho e de processo de consulta pública. São exemplos as manifestações da Abar, Abiape, Abrace, Abraceel, Anfavea, Arsesp, CNI, Comgás, EDP, Fiemg, Fiesp, Firjan, FME, Fórum do Gás, IBP, Repsol Sinopec Brasil, Siemens, Singular Energia, Statoil, Sulgás, TCMB e TBG, lembrando ainda que outros

agentes também se manifestaram no mesmo sentido em reuniões presenciais ou em eventos promovidos no âmbito da iniciativa Gás para Crescer.

Algumas contribuições destacaram a importância de definição de prioridades e de uma agenda ou cronograma para a implementação da iniciativa, como da Abrace, CNI e Engie. Nesse sentido, oportuno comentar que há a proposição de se instituir o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural, por meio de Resolução CNPE, para dar sequência às discussões no âmbito da iniciativa Gás para Crescer. Esse Comitê Técnico poderá definir as prioridades, a agenda e o cronograma para a proposição de medidas para a implementação da iniciativa.

A Abividro reforçou a importância do papel que o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC), do qual fazem parte a Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (Seae) e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), poderia exercer no desenho das providências concretas para os próximos anos. Relewa comentar que a Seae e o Cade são órgãos que estão envolvidos nas discussões da iniciativa Gás para Crescer, fazendo parte da construção estratégica.

A Fiep, Fiergs e Fiesc consideram ser necessária uma completa reestruturação do setor, já a Fiesp afirma ser mandatária uma revisão no atual arcabouço legal e normativo, enquanto a Stogas comenta que mudanças no arcabouço legal, estrutura regulatória e de mercado são essenciais para o crescimento saudável da indústria, tendo em vista o conhecimento adquirido desde a promulgação da Lei do Gás (Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009) e, principalmente, as grandes transformações em curso na indústria do gás natural.

O Prof. Luciano de Castro sugere apontar os princípios básicos que deixem claro o compromisso com a competição e o livre funcionamento do mercado, quais sejam mercados competitivos, livre entrada de agentes, redução de custos de transação e transparência e simetria de informação. Embora não tenham sido destacados como princípios básicos, vale ressaltar que esses pontos já estão incorporados não só nas diretrizes estratégicas, mas também nas premissas da iniciativa Gás para Crescer.

A seguir, será apresentada uma análise das contribuições às diretrizes. Para cada uma delas, ou conjunto de diretrizes inter-relacionadas, está apresentado um resumo das contribuições recebidas, seguido da análise das sugestões e, por fim, o texto final da diretriz. As diretrizes estão referenciadas pela numeração indicada acima.

Diretriz 1

Resumo das contribuições

Em geral, as contribuições indicam que o mercado concorda com a remoção de barreiras econômicas e regulatórias às atividades de exploração e produção de gás natural. A

Abegás, a Abrace, a Apine, o Prof. Carlos Augusto Arentz Pereira, a Firjan, a Gasmig e a Strategy& apontaram como importante a realização de leilões regulares de blocos exploratórios. Eneva, FGV Energia, Strategy& e Repsol/Sinopec citaram o incentivo a áreas vocacionadas para a produção de gás natural não associado, especialmente em terra.

Foi considerado pelos agentes Abiape, Abpip, Abrace, Eneva e Fiemg que as regras para os leilões de campos em terra deveriam ser diferenciadas, inclusive com relação a participações governamentais (Eneva) e licenciamento ambiental (Abiape e Abrace). Por outro lado, a Gasmig cita que a exigência de qualificação técnica e capacidade financeira adequadas é essencial para o desenvolvimento da produção.

Análise

De forma geral, as contribuições recebidas estão em linha com a diretriz 1 da iniciativa Gás para Crescer. Vale comentar que há um grupo de trabalho específico instituído pelo CNPE (Resolução CNPE nº 6, de 2 de agosto de 2016, publicado no Diário Oficial da União de 13 de outubro de 2016) para propor diretrizes gerais relativas à política energética para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Nesse sentido, as sugestões recebidas relacionadas com as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural poderão ser aproveitadas nesse grupo de trabalho.

Texto final

remoção de barreiras econômicas e regulatórias às atividades de exploração e produção de gás natural: realização de leilões de blocos exploratórios de forma regular, incluindo áreas vocacionadas para a produção de gás natural, especialmente em terra.

Diretriz 2

Resumo das contribuições

As contribuições referentes ao estímulo à concorrência na comercialização de gás natural são unânimes quanto à necessidade de diversificação na oferta de gás natural.

A grande maioria das contribuições que abordaram o mecanismo do *gas release* indica que este pode ser utilizado para acelerar o processo de diversificação na oferta, já que a Petrobras possui contratos de longo prazo e ainda um portfólio em exploração e desenvolvimento. Importantes ressalvas foram feitas em relação à necessidade de capacidade de transporte disponível para a efetividade de um programa de *gas release*, assim como a disponibilização de lotes com características variadas para alcançar maior abrangência de compradores. Houve ainda contribuições sugerindo limitar ou impedir a venda de produtores para a Petrobras e mesmo entre produtores, como um meio de

atingir a diversificação almejada na oferta. A Total ressaltou que, na Europa, o programa de *gas release* sozinho não foi capaz de consolidar as quotas de mercado dos novos operadores e a Petrobras argumentou que, devido à sua estratégia de redução de *market-share*, tal programa não seria necessário.

Quanto ao impedimento do *self-dealing* e sua solução via desverticalização completa na distribuição, grande parte das associações, entre elas CNI, Fiesp, Abividro, Fórum do Gás, Abiquim, Abraceel, Apine, Abrace e Abiape, se mostrou favorável à proposta na qual produtores não podem deter participação acionária em distribuidoras, dado o conflito de interesses inerente. Algumas sugestões foram feitas por outros agentes como a Siemens que sugeriu impedir que a Petrobras indique diretores para as distribuidoras, a FGV Energia sugeriu que o Cade atue para impedir que as distribuidoras deem preferência ao gás de acionistas, o Prof. Carlos Augusto Arentz Pereira questionou acerca das consequências para a produção de óleo caso uma distribuidora sem a participação do produtor se sinta desobrigada a retirar volumes do gás associado, a Petrobras entende que o fortalecimento da fiscalização seria suficiente para coibir tal prática, a Repsol Sinopec acredita que as distribuidoras já têm a obrigação de buscar as melhores condições econômicas de fornecimento não representando necessariamente a ocorrência de *self-dealing*, o IBP ressaltou que há outros mecanismos a serem considerados para solucionar a questão, a Arsesp sugeriu a criação de pessoas jurídicas distintas com fins específicos para facilitar a fiscalização, a Abpip sugeriu estabelecer de forma clara os critérios para a determinação das tarifas de distribuição, a Abar acredita que explicitar o preço da molécula e as tarifas de transporte e distribuição possa impedir ou controlar o *self-dealing*, o Prof. Luciano de Castro ponderou que a obrigatoriedade de negociação em um ambiente padronizado, transparente e não-discriminatório pode diminuir a necessidade da desverticalização completa, assim como a EDP que sugeriu leilões em condições isonômicas como alternativa a fim de impedir práticas anticoncorrenciais.

Adicionalmente, há comentários acerca da inserção de outras fontes energéticas similares, como biogás e biometano (segundo Abiogás, GasBrasiliano e Sulgás) e metano de carvão (segundo a Sulgás), que poderiam contribuir para fomentar a oferta e diversificá-la tanto em termos de número de agentes quanto de origem.

Análise

Resta claro entre os agentes que a concentração na oferta de gás natural é um problema a ser resolvido. Um programa de *gas release* foi considerado apropriado pela grande maioria dos agentes, com ressalvas importantes a serem estudadas para sua implementação. Foi também levantada a possibilidade de novas fontes energéticas similares, para diversificação de agentes e de origem.

Entre a grande maioria das contribuições que abordaram o tema, é consenso que a prática do *self-dealing* deve ser impedida em um mercado concorrencial, variando os meios para atingir tal finalidade. A solução da desverticalização completa foi abordada no anexo, mas não está definida nas diretrizes, sendo apenas uma das soluções efetivas e

possíveis a serem consideradas, assim como a alternativa da obrigatoriedade da comercialização por meio de leilões isonômicos. Uma vez que há variados mecanismos de leilão, foi retirada do texto a garantia da negociação bilateral. Da mesma forma, com objetivo de tornar a diretriz mais abrangente, foram retiradas do texto as menções explícitas ao programa de *gas release* e a limitação ao *self-dealing*, embora tais medidas façam parte do objetivo de implementação de medidas de estímulo à concorrência.

Cabe esclarecer que os usuários cativos da distribuição não devem ser vistos como reserva de mercado para o gás associado de empresas produtoras com participação em distribuidoras, a sinalização econômica deve ser preservada em um mercado concorrencial. Cabe citar a Diretiva 2009/73/EC¹ que, ao estabelecer regras para a formação do mercado comum de gás da União Europeia, impõe restrições legais, funcionais e contábeis à atuação verticalmente integrada na distribuição. Não obstante proporcionar uma solução à questão concorrencial, uma eventual desverticalização completa no Brasil poderia ter uma qualidade estruturante. Como defendido pela CNI, a venda das participações da Petrobras, e de outros produtores, nas distribuidoras ao maior número possível de agentes dissolveria o oligopsônio presente na demanda e poderia mobilizar recursos adicionais para novos investimentos. Como houve outras contribuições referentes à distribuição, inclusive a sugestão de sua regulamentação via edição de nova lei, uma possível venda obrigatória poderia ser inadequada antes da uniformização das regras deste mercado. Ademais, há contratos de concessão estaduais em vigor que somente poderiam ser questionados caso sejam considerados anticoncorrenciais em uma análise ampla da nova realidade da indústria a ser conduzida pelos órgãos de defesa da concorrência.

Texto Final

implementação de medidas de estímulo à concorrência que limitem a concentração de mercado e promovam efetivamente a competição na oferta de gás natural.

Diretrizes 3 e 13

Resumo das contribuições

Com relação a incentivos para a criação de mercado secundário e de mecanismos de balanceamento, houve comentários por parte das associações: Abegás, Fórum do Gás, Abrace, Abraceel, e IBP, assim como pelos seguintes agentes e representantes da

¹ Esta Diretiva integra o chamado Terceiro Pacote de Energia, o qual consiste de um conjunto de normas legislativas aprovado pelo Parlamento Europeu e pelo Conselho da União Europeia tratando da liberalização do mercado de gás natural e de energia elétrica, em busca de um mercado mais competitivo e segurança no suprimento. Como uma evolução dos Pacotes de Energia antecessores, o Terceiro Pacote estabelece regras comuns para as atividades de transporte, distribuição, suprimento e armazenamento de gás natural a serem aplicadas pelos Estados-Membros da União Europeia.

academia: Repsol Sinopec Brasil, Statoil Brasil, Siemens, TBG, Petrobras, Engie Brasil, Stogas, Geostock, Gasmig, FGV Energia, Strategy& e Prof. Luciano de Castro.

Abegás, Gasmig e Strategy& propõem que seja formalizado o Suprimento de Última Instância, anterior ao *citygate*, para que não haja o desbalanceamento dos contratos das distribuidoras de gás natural.

Análise

Os agentes reconhecem a importância do mercado secundário e dos mecanismos de balanceamento do sistema de transporte para a o cumprimento dos contratos. A forma com que será estruturado o mercado secundário, o balanceamento do sistema e mesmo a análise da formalização de um Supridor de Última Instância é interdependente com relação aos outros temas da iniciativa Gás para Crescer. A análise dessas questões será aprofundada em conjunto com os estudos relacionados à comercialização (criação de *hubs* de negociação) e ao transporte de gás natural (escolha da reserva de capacidade). As diretrizes 3 e 13 foram consolidadas em uma.

Texto Final

estímulo ao desenvolvimento dos mercados de curto prazo e secundário, de molécula e de capacidade, baseado em mecanismos de negociação de mercados concorrenciais.

Diretriz 4

Resumo das contribuições

Com relação à necessidade de coibir práticas oportunistas que eventualmente sejam praticadas por transportadores para impor barreiras à entrada de novos agentes nos segmentos concorrenciais da indústria do gás natural, houve comentários por parte das associações: Abegás, Abividro, Abraget, Fórum do Gás, Abiape, Abiquim, Abrace, Abraceel, Apine e IBP, assim como pelos seguintes agentes e representantes da academia: Repsol Sinopec Brasil, Statoil Brasil, Siemens, Comgás, Sulgás, Arsesp, Petrobras, Engie Brasil, EDP, Stogas, Geostock, Compagas, Gasmig, Total, FGV Energia, Strategy& e Prof. Luciano de Castro.

A maioria das contribuições é favorável à atuação independente do transportador, variando-se apenas o tipo de modelo sugerido: desde separação completa de propriedade, até o operador independente do sistema.

Abrace, Abegás, Abividro, Abiquim, Fórum do Gás, Strategy&, FGV Energia e Comgás sugerem que, durante o período de transição para um ITSO (operador de transporte independente, na sigla em inglês) ou ISO (operador de sistema independente,

na sigla em inglês), a ANP estabeleça regras (como, por exemplo, um código comum de rede) para que os atuais transportadores possam já atuar de forma coordenada, evitando assim aumento da burocratização e de custos.

Análise

A separação total da atividade de transporte dos demais elos da cadeia de valor do gás natural é reconhecida universalmente como uma condição necessária para o sucesso de um mercado interno concorrencial de gás natural. Para fins da operação do sistema, o transportador/operador deve contar com mecanismos de mercado para basear sua atuação. Outro aspecto importante, ressaltado em algumas contribuições, é que não deve ser atribuído ao transportador/operador a função de atuar como comercializador de gás natural.

Texto Final

promoção da independência comercial e operacional dos transportadores: inibir práticas oportunistas que configuram barreira à entrada de novos agentes nos segmentos concorrenciais da indústria do gás natural.

Diretrizes 5, 6 e 7

Resumo das contribuições

Das contribuições recebidas de cinquenta e cinco participantes da consulta pública, quarenta e uma abordaram questões relacionadas com as diretrizes 5, 6 e 7. Essas contribuições foram remetidas por: Abar, Abegás, Abiape, Abiquim, Abrace, Abraceel, Abraget, Anace, Anfavea, Apine, Arsesp, CDGN Logística, CNI, Comgás, Compagas, Dittrich Advogados, EDP, Engie, Faveret & Lampert Advogados Associados, FGV Energia, Fiemg, Fiep, Fiergs, Fiesc, Fiesp, FME, Fórum do Gás, Gas Energy, Gasmig, Geostock, IBP, Petrobras, Prof. Carlos Arentz, Prof. Luciano de Castro, Repsol Sinopec Brasil, SCGás, Siemens, Statoil Brasil, Stogas, Strategy& e TBG.

A maior parte das contribuições manifestou-se favorável ao conceito de independência na operação do sistema de transporte, embora algumas contribuições tenham sugerido alterações nas diretrizes, como será visto abaixo.

Das manifestações favoráveis ao conceito de independência na operação do sistema de transporte, houve diversas sugestões acerca do modelo de gestão independente que deveria ser adotado no País. Considerando que o escopo da consulta pública limitou-se, neste momento, às diretrizes estratégicas, as contribuições recebidas sobre os modelos de implementação e outras questões, como os códigos de rede citados por alguns, poderão ser melhor discutidas nas etapas subsequentes da iniciativa Gás para Crescer.

A seguir, serão feitas as considerações sobre as contribuições.

Análise

Pode-se dizer que, de modo geral, a maior parte das contribuições demonstrou concordância com o conceito de independência na operação do sistema de transporte, tendo havido, inclusive, diversas sugestões acerca do modelo de gestão independente que deveria ser adotado no País. Alguns ressaltaram ainda a necessidade de uma coordenação centralizada no caso de eventual adoção do sistema de entrada-saída para reserva de capacidade de transporte, ou ainda para a implantação e gestão de um verdadeiro mercado de gás natural.

No que se refere ao agente responsável pela gestão, há propostas para que essa atividade seja atribuída a agente privado, a associação formada por transportadores, a associação formada por agentes do mercado, ou ainda à ANP. Quanto às fases para implementação do modelo, algumas contribuições trataram do período de transição com aplicação sucessiva de modelos de gestão gradativamente independente e outras trataram de incentivos econômicos progressivos. Há ainda contribuições que ressaltaram a importância dos códigos de rede, com destaque para os sistemas de balanceamento. A análise dos modelos para a implementação da independência na operação do sistema de transporte deverá ser aprofundada nas etapas subsequentes da iniciativa Gás para Crescer.

Em relação às manifestações com sugestões de alteração nas diretrizes, houve algumas contribuições, conforme destacadas a seguir.

A Abegás entende que a regulamentação vigente já faz a separação de interesses de carregadores e transportadores e que, considerando o estágio atual de maturidade do mercado, os transportadores devem ter autonomia para gerir suas instalações, podendo atuar em conjunto com outros, em caso de gasodutos afins ou interconectados, sob a fiscalização da ANP. Vale observar que a legislação vigente obriga a separação jurídica dos transportadores em relação aos outros elos da cadeia de gás natural, mas, no caso da atividade de transporte exercida sob o regime de autorização, ainda é possível o transportador pertencer ao mesmo grupo econômico do carregador. Além disso, a experiência internacional demonstra que uma separação jurídica não é suficiente para a separação de interesses dos transportadores e carregadores, exigindo a aplicação de restrições mais rígidas. Nesse sentido, o reforço à separação entre as atividades de carregamento e de transporte parece ainda ser necessário no caso do Brasil. Assim, por se entender que implantação de um modelo de gestão independente do sistema de transporte de gás natural contribuirá para esse reforço, as diretrizes serão mantidas.

A Geostock e a Stogas argumentam que uma gestão integrada pode não resultar em melhorias significativas no acesso, transparência e competitividade no mercado do gás natural, comparativamente ao modelo em que cada transportador opera a sua própria rede. Deve-se ressaltar que a proposição de uma gestão independente é para promover a

desverticalização da atividade de transporte, o que pode se tornar desnecessário se todos os transportadores forem independentes. Adicionalmente, a gestão integrada permitiria a visão da malha como um sistema, facilitando a coordenação da operação, a alocação de capacidades, o balanceamento da rede, entre outros. Como já informado, o modelo de gestão independente a ser implementado ainda será objeto de análises e discussões e poderá definir o nível de sua atuação sobre os transportadores.

Com relação ao STGN (Sistema de Transporte de Gás Natural), instituído pela diretriz 6, foi sugerido pela Abrace que o Sistema seja integrado também por terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL). Já a Fiep, a Fiergs e a Fiesc sugerem a inclusão de gasodutos de escoamento. A Compagas sugere que o gestor independente atue sobre toda a cadeia, desde a produção até o transporte. A Abraceel propõe que a gestão independente inclua o planejamento e a programação de operação dos terminais de liquefação e de regaseificação, bem como de estocagem de gás natural. No sentido contrário, o Stogas propõe que as instalações de estocagem não sejam parte do STGN. De modo semelhante, a Geostock também sugere que um mesmo agente não seja responsável pela operação do sistema de transporte e das instalações de estocagem. Em vista da necessidade de aprofundamento da questão, a diretriz 6 foi modificada para ser mais abrangente e, ao mesmo tempo, mais flexível.

Texto Final

reforço da separação entre as atividades potencialmente concorrenciais, produção e comercialização de gás natural, das atividades monopolísticas, transporte e distribuição: não permitir que empresa de produção/comercialização ou outra a ela relacionada assuma a tarefa de operação de qualquer duto de transporte, favorecendo o acesso não discriminatório, a transparência e a alocação eficiente de capacidade.

instituição do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN), composto pela malha existente de gasodutos de transporte e expansões futuras, e por outras instalações que sejam necessárias para a operação eficiente do sistema.

implantação de modelo de Gestão Independente e Integrada do STGN, que propicie os incentivos adequados à promoção do acesso não discriminatório, à eficiência na operação do STGN e à transparência das informações de capacidade e utilização do sistema.

Diretriz 8

Resumo das contribuições

No que tange ao tema implantação do sistema de entrada-saída para reserva de capacidade de transporte, este foi comentado pelas associações IBP, Fórum do Gás, Abbraceel e Abbrace, assim como pelos agentes EDP, Statoil Brasil, TBG, Stogas, Siemens, Total, Petrobras e Gasmig.

Com exceção da Gasmig, os comentários, em sua maioria, apontam o sistema de entrada-saída para reserva de capacidade como válido para o objetivo de possibilitar o acesso dos agentes ao mercado, principalmente associada à implantação de *hub(s)* virtual(is) de negociação. Entretanto, vários comentários ressaltam a necessidade de estudos mais aprofundados acerca do tema, com a criação de um cronograma específico, em conjunto com os estudos acerca da tarifação e do balanceamento do sistema. A Statoil Brasil comenta que há a necessidade de uma avaliação mais profunda das capacidades técnicas de transporte e da existência de gargalos no transporte para avaliar se deve ser implementado um ou mais sistemas de entrada-e-saída no Brasil. O IBP resalta a importância da existência de mecanismos que facilitem o acesso aos pontos de entrada e saída, caso contrário os titulares das capacidades de entrada e saída se tornariam efetivamente os agentes com poder de mercado.

A Gasmig propôs a não implantação do sistema de entrada-saída para reserva de capacidade de transporte e sistema tarifário de entrada-saída no transporte de gás natural, assim como a exclusão das diretrizes de implantação do sistema de entrada-saída para reserva de capacidade de transporte e de implantação de sistema tarifário de entrada-saída no transporte de gás natural da iniciativa Gás para Crescer, com base na justificativa de que é necessário analisar o estágio de maturidade das indústrias, sendo o sistema de transporte brasileiro ainda excessivamente concentrado no litoral.

Análise

Conforme a experiência europeia relativa ao transporte de gás natural e à implementação de *hubs* virtuais de negociação, o sistema de entrada-saída pode facilitar o surgimento de um mercado líquido de gás natural no Brasil. Entretanto, é relevante o estudo do sistema de transporte brasileiro, de sua topologia e dos eventuais gargalos de infraestrutura, de modo que sejam aprofundados os estudos para sua aplicação no Brasil. Este estudo deve levar em conta outros aspectos da modelagem de um mercado de gás natural, como a tarifação do transporte e mecanismos de flexibilidade e balanceamento do sistema.

Texto Final

avaliação de implantação do Sistema de Entrada-Saída para reserva de capacidade de transporte: esse modelo permite a contratação separada de capacidades de entrada ou de saída e a comercialização de gás de forma independente de sua localização na rede, o que aumenta o número de agentes aptos a negociar entre si e favorece a formação de mercados secundários e a competição na oferta.

Diretriz 9

Resumo das contribuições

Com relação ao tema implantação de sistema tarifário de entrada-saída no transporte de gás natural, este foi comentado pelas associações Fiesp, Fiergs, Fiesc, Abegás, Abividro, IBP, Fórum do Gás, Abraceel, Apine, Abrace e Abiape, assim como pelos seguintes agentes e representantes da academia: Repsol Sinopec Brasil, Statoil Brasil, Siemens, Comgás, Sulgás, Arsesp, Petrobras, Engie Brasil, TBG, EDP, Compagas, Gasmig, Total, FGV Energia, Strategy&, Prof. Carlos Augusto Arentz Pereira e Prof. Luciano de Castro.

Com exceção da Fiesp, Fiergs, Fiesc e Gasmig, os comentários admitem o aprofundamento de estudos para o estabelecimento de um cronograma de transição para tarifas de entrada-saída referente ao transporte de gás natural, desde que as tarifas reflitam os custos do transporte, sejam transparentes e deem a sinalização adequada para o investimento em gasodutos de transporte.

As associações Fiesp, Fiergs e Fiesc comentaram que a tarifação por entradas e saídas no trecho sul do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) pode resultar em perda de competitividade para as indústrias do Sul e pode elevar as tarifas de transporte pagas atualmente por elas.

A Abegás, Fórum do Gás, Strategy& e Comgás sugerem, para o estabelecimento das tarifas de transporte, a revisão dos investimentos e custos aplicados ao sistema de transporte de gás.

A TBG ressalta que a transição de um modelo de contratação e tarifação postal para metodologias alternativas representa um grande desafio, não apenas por seu impacto na sinalização aos novos agentes, como na convivência com os contratos remanescentes (baseados nas regras anteriores).

A Gasmig propôs a não implantação do sistema de entrada-saída para reserva de capacidade de transporte e sistema tarifário de entrada-saída no transporte de gás natural, assim como a exclusão das diretrizes de implantação do sistema de entrada-saída para reserva de capacidade de transporte e de implantação de sistema tarifário de entrada-saída no transporte de gás natural da iniciativa Gás para Crescer, com base na justificativa de que é necessário analisar o estágio de maturidade das indústrias, sendo o sistema de transporte brasileiro ainda excessivamente concentrado no litoral.

Análise

Embora fuja ao escopo do presente documento uma discussão mais aprofundada sobre tarifas de transporte, evidencia-se que foram aprovados os critérios para a escolha do sistema tarifário contidos no texto, quais sejam: refletir os custos de transporte, promover a concorrência, propiciar transparência, estimular o investimento de longo

prazo e a facilidade de articulação. Desta forma, o que se pode concluir anteriormente ao aprofundamento dos estudos sobre tarifas de entrada-saída é que o sistema tarifário deva refletir os custos do transporte, ser transparente e prover a sinalização adequada para o investimento em gasodutos de transporte. Desta forma, tendo em vista que as tarifas calculadas de forma puramente "postal", de forma geral, não refletem devidamente os custos e acarretam a ocorrência de subsídios cruzados, não se recomenda o acatamento das sugestões de preservação do sistema tarifário postal.

Texto Final

implantação de medidas para assegurar que o sistema tarifário relacionado ao transporte de gás natural seja não discriminatório e tenha sinais econômicos adequados, devendo refletir os custos incorridos na prestação do serviço e prover a sinalização adequada para o investimento em infraestruturas de transporte.

Diretrizes 10, 11 e 12

Resumo das contribuições

Com relação aos temas "aumento da transparência", "busca pela redução de custos de transação da cadeia de gás natural", e "formação de pontos virtuais ou físicos de negociação (*hubs*) de gás natural", houve comentários por parte das associações: Abegás, Abividro, Abraget, Fórum do Gás, Abiape, Abiquim, Abrace, Abraceel, Apine e IBP, assim como pelos seguintes agentes e representantes da academia: Repsol Sinopec Brasil, Statoil Brasil, Siemens, Comgás, Sulgás, Arsesp, Petrobras, Engie Brasil, TBG, EDP, Stogas, Geostock, Compagas, Gasmig, Total, FGV Energia, Strategy&, Prof. Carlos Augusto Arentz Pereira e Prof. Luciano de Castro.

Os comentários, em sua maioria, consideram fundamental o aumento da transparência na indústria acerca das informações relativas à formação de preços, características técnicas, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros, bem como consideram importante a formação de pontos de negociação de gás natural, com a maior padronização dos instrumentos contratuais e disponibilização de plataformas eletrônicas com dados dos mercados de gás natural e de capacidade de transporte.

De um modo geral, os comentários apontaram que, assim como com relação aos temas de reserva de capacidade e sistema tarifário de entrada-saída, a formação de pontos de negociação carece de maior estudo e detalhamento para sua implementação no Brasil. A CNI sugere a necessidade de definição acerca de quais assuntos serão tratados no curto e no longo prazo, o que reduzirá a especulação dos diversos agentes e permitirá a priorização de recursos, humanos e financeiros, nas ações de implementação imediata.

Análise

Com relação à criação de uma agenda ou cronograma relacionado aos temas acima descritos, o aumento de transparência e a padronização de procedimentos/instrumentos contratuais são as providências de implementação mais céleres. A viabilidade da escolha dos incentivos à formação de pontos virtuais ou físicos de negociação de gás natural está fortemente relacionada aos outros aspectos do modelo que se pretende para o mercado concorrencial de gás natural no Brasil, e, desse modo, deve ser estudado em conjunto com os temas reserva de capacidade, sistema tarifário e aumento da concorrência na indústria do gás natural.

Texto Final

aumento da transparência das informações relativas à formação de preços, características técnicas, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros.

incentivos à redução dos custos de transação da cadeia de gás natural e ao aumento da liquidez no mercado, por meio da disponibilização de ferramentas eletrônicas, padronização de contratos, promoção do desenvolvimento de *hubs* de negociação de gás natural e outras medidas que contribuam para maior dinamização do setor.

Diretrizes 14 e 15

Resumo das contribuições

Vinte e seis contribuições abordaram questões relacionadas às diretrizes 14 e 15. Foram elas remetidas por: Abegás, Abiquim, Abrace, Abraget, Comgás, EDP, Engie, Faveret & Lampert Advogados Associados, FGV Energia, Fiemg, Fiep, Fiergs, Fiesc, Fórum do Gás, Gas Energy, Gasmig, Geostock, IBP, Petrobras, Prof. Carlos Arentz, Siemens, Sistema Firjan, Statoil Brasil, Stogas, Strategy& e Sulgás.

Dessas contribuições, parte significativa concorda com a revisão do planejamento de expansão do sistema de transporte, tendo variadas razões, como a experiência adquirida com o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT), o novo desenho do mercado e a integração com o planejamento do setor elétrico. Há também contribuição sugerindo a eliminação do PEMAT.

Em relação aos modelos de outorga de transporte, armazenamento e estocagem, houve também contribuições, embora em menor número, mas todas favoráveis a uma revisão. No que se refere à atividade de transporte, houve sugestões para rever o modelo de provocação de terceiros e para analisar os custos e benefícios do processo de concessão em relação ao de autorização, em termos de tempo e de transparência. No caso de

armazenamento e estocagem, houve contribuições para viabilizar a iniciativa de agentes privados para sua construção.

Como já comentado anteriormente, o detalhamento para a implementação das diretrizes estratégicas será feito em etapas subsequentes da iniciativa Gás para Crescer. Assim, as sugestões recebidas sobre os modelos de planejamento e de outorga servirão de subsídios para essas discussões.

A seguir, serão feitas as considerações sobre as contribuições que manifestaram alguma discordância com as diretrizes.

Análise

A Abiquim, a Abrace, o Fórum do Gás e o Strategy& comentaram sobre o planejamento do sistema de transporte de gás natural integrado com o setor elétrico. De fato, há a discussão sobre a integração entre o setor de gás natural e o elétrico no âmbito de outra diretriz estratégica da iniciativa Gás para Crescer. Não obstante, a diretriz 15 pode reforçar essa integração, com a inclusão da menção ao setor elétrico.

Já a Stogas comentou sobre a inclusão de instalações de armazenamento e estocagem no planejamento setorial. Ela considera que a iniciativa de planejar a construção dessas instalações deveria ser do agente privado, pois a atividade ainda é nova no País e é necessário interação com potenciais clientes para criação da demanda. A Geostock expressa opinião semelhante, ressaltando que, no caso de propósitos estratégicos, o Poder Concedente poderá incluir essas instalações em seu planejamento. Tendo isso em vista, a diretriz 15 será alterada para considerar esses comentários.

Texto Final

reavaliação dos modelos de outorga de transporte, armazenamento e estocagem, levando em consideração o desenho de novo mercado de gás natural.

revisão do planejamento de expansão do sistema de transporte, que poderá considerar instalações de armazenamento e estocagem, além de maior integração com o planejamento do setor elétrico.

Diretriz 16

Resumo das contribuições

Em relação à diretriz 16, foram recebidas contribuições da Abrace, Anfavea, FGV Energia, Fórum do Gás, Gas Energy, Geostock, IBP, Petrobras, Statoil Brasil, Stogas, Strategy& e TBG.

Essas contribuições foram todas no sentido de ressaltar a necessidade de instalações de estocagem para a segurança e flexibilidade de suprimento do mercado de gás natural. Algumas reforçaram sua importância para o balanceamento da rede e para a flexibilidade no atendimento ao setor elétrico. Outras destacaram a necessidade de aprimoramento da regulamentação da estocagem para atrair investimentos.

A revisão da regulamentação da atividade para implementação da diretriz será objeto de discussões subsequentes, oportunidade em que as questões levantadas nas contribuições recebidas serão aprofundadas.

Análise

As contribuições recebidas não sugerem mudanças no texto da diretriz em análise. Pelo contrário, reforçam a necessidade das instalações de estocagem e sua regulamentação, para a segurança, flexibilidade e balanceamento do sistema de transporte.

Texto Final

estímulo ao desenvolvimento de instalações de estocagem de gás natural: a existência de instalações de estocagem de gás natural permite, entre outras, reduzir a exposição ao risco de supridores, distribuidoras e consumidores, incentivar a atuação de comercializadores e melhorar a capacidade do mercado de lidar com situações de contingência.

Diretrizes 17 e 18

Resumo das contribuições

Em geral, as contribuições indicam que o mercado concorda com o acesso não discriminatório de terceiros a gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e terminais de GNL. Os agentes Abegás, Abiape, Abrace, Apine, Arsesp, Prof. Carlos Augusto Arentz Pereira, Comgás, Compagas, EDP, Engie, Dittrich Advogados, Faveret & Lampert Advogados Associados, Fiesp, FME, Gas Energy, IBP, Prof. Luciano de Castro, Petrobras, Strategy&, Repsol/Sinopec, SCGás, TBG, TCMB e Total se manifestaram a favor do acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, sendo que a grande maioria cita a modalidade de acesso negociado como preferencial.

Quanto ao acesso negociado, porém, alguns agentes apontam dificuldades que podem vir à tona neste modelo. A Abividro alerta que o acesso negociado poderia não ser suficiente para a criação do livre mercado, enquanto a Abiape manifesta preocupação acerca da dificuldade de negociação. Ainda, segundo Faveret & Lampert Advogados Associados, é difícil disciplinar por completo em que condições o compartilhamento deve ser compulsório. Sendo assim, Apine, EDP, Strategy&, Faveret & Lampert Advogados Associados e Prof. Luciano de Castro apontam que os conflitos poderiam

ser solucionados por meio de arbitragem pelo órgão regulador, enquanto IBP, Petrobras e Repsol/Sinopec sugerem arbitragem por um agente independente. O Prof. Luciano de Castro aponta que, no caso de falha nas negociações, o órgão regulador pode adotar uma solução padronizada, o que poderia corresponder ao modelo regulado, mas que é preferível que os próprios agentes cheguem a definir os termos de compartilhamento, paulatinamente.

Quanto ao acesso regulado, a Abividro aponta que poderia perpetuar as obscuridades na formação dos preços, enquanto a Abrace manifesta-se a favor deste modelo, apontando que a experiência internacional o indica como o mais utilizado.

Dentre os fatores citados como importantes, encontram-se o princípio da transparência e a disponibilização das informações de forma pública. A Abividro, a Abrace, a EDP, o IBP, a Strategy&, a Repsol/Sinopec e a Siemens manifestaram-se a favor da disponibilização das informações acerca das instalações essenciais, incluindo plataformas eletrônicas para alocação de capacidade.

A Abegás, a EDP, a Engie, o IBP, a Petrobras e a Repsol/Sinopec apontam que as tarifas de compartilhamento devem ser calculadas de forma adequada para permitir o retorno do capital investido, e segundo a EDP este cálculo pode ser feito pela ANP, ou negociado entre os agentes e homologado pelo órgão regulador. A Engie aponta que deve haver separação contábil e jurídica de cada instalação para melhor identificação de seus custos individuais. Segundo o IBP, o cálculo da tarifa deve ser isonômico para condições idênticas de prazo e capacidade contratada, independentemente da origem do gás e natureza do contrato. Segundo a Petrobras, este cálculo deve ainda considerar o risco assumido pelo proprietário original do ativo. Segundo a Repsol/Sinopec, é importante que os princípios para cálculo da tarifa sejam definidos.

A prioridade de acesso também foi apontada como importante por grande parte dos agentes. Segundo Petrobras, Repsol/Sinopec e Siemens, deve-se conferir preferência de acesso aos agentes envolvidos nas atividades de exploração e produção (E&P), principalmente quando houver produção de gás associado ao óleo (IBP). A capacidade sujeita a prioridade de acesso deve incluir, segundo a Petrobras, margens para comportar incertezas inerentes às estimativas de volume neste setor.

Comgás e IBP citam o princípio de respeito a contratos, e segundo a Abividro o desrespeito a esta condição poderia aumentar o risco de judicialização no setor. Neste sentido, a definição de regras de transição também foi citada pela Engie, IBP e Repsol/Sinopec, sendo que o IBP aponta estas regras como importantes para o respeito aos contratos vigentes. Segundo a Engie, as regras devem assegurar o equilíbrio do sistema e a segurança do abastecimento. A Siemens afirma que os dispositivos legais atuais estão adequados e suficientes, não sendo necessária nenhuma regra de transição.

Quanto a questões de *liability*, IBP, Repsol/Sinopec e Siemens afirmam que as condições devem ser definidas, sendo a responsabilidade atribuída ao agente causador do dano. Porém, segundo o IBP, devido às particularidades de cada instalação, não é

possível discutir estas questões com precisão neste momento. Segundo a TBG, as regras devem ser definidas, e afirma que o risco de ocorrência de tais danos pode ser contabilizado na forma de tarifas ou seguros pagos individualmente pelas empresas.

Para a construção de novas instalações, a Abrace sugere que a ANP coordene os agentes para construção de forma otimizada. Adicionalmente, segundo a Engie, a aplicação de livre acesso a novas instalações deve ser analisada caso a caso, a fim de incentivar investimentos. Segundo a EDP a outorga deve ser feita mediante leilão, assegurando o livre acesso e a isonomia. Já no caso da adequação de instalações existentes, o IBP sugere que a responsabilidade seja arcada pelo terceiro interessado, ou fruto de possível negociação entre as partes.

Muitos agentes apontaram desafios e propostas específicos aos terminais de regaseificação. A TCMB citou a experiência norte-americana, na qual o livre acesso a terminais de GNL foi abolido desde 2002 por ter sido considerado uma barreira a investimentos em novos terminais. A Total apresentou o caso da Europa, onde os terminais existentes foram forçados a liberar capacidades (negociadas ou chamada de capacidade), enquanto os novos terminais foram isentos de acesso a terceiros, mas tiveram que cumprir a regra de *use or loose it*. Segundo a Total, esse sistema permite conciliar o acesso de novos agentes à infraestrutura com a atratividade para novos investidores em terminais de GNL. O Prof. Carlos Augusto Arentz Pereira afirma que o acesso a terceiros em um novo terminal de GNL pode provocar indisponibilidade e propõe análise caso a caso e período de exclusividade. Sobre essa questão, a Total afirma que, no modelo Europeu os contratos de longo prazo têm prioridade sobre os de médio prazo, de modo a garantir a segurança de suprimento e o financiamento das instalações, enquanto que uma parcela menor ou não vendida é reservada ao mercado *spot*. A Total defende, ainda, a desverticalização obrigatória entre o *shipper* e o operador do terminal. Abrace e Total propõem mecanismos de uso ou perda para evitar bloqueio de capacidade. Abrace e Repsol/Sinopec propõem também que se publique obrigatoriamente a capacidade disponível nos terminais e as condições de acesso. A Repsol/Sinopec afirma que o funcionamento das instalações de GNL deveria ser de acordo com janelas disponíveis, com aplicação de indenização em caso de descumprimento.

Alguns agentes apontaram mudanças necessárias na legislação e na regulação vigentes, especificamente quanto aos artigos 45 (segundo Abegás e TCMB) e 58 (segundo a Abrace) da Lei do Gás, que excluem gasodutos de escoamento, UPGNs e terminais de GNL da obrigatoriedade de compartilhamento e quanto à Resolução ANP nº 17/2010 que, segundo o IBP, restringe a contratação de serviços de processamento por terceiros.

Dentre os desafios que devem ser superados, encontram-se o possível incentivo a *free-riders* ou ao exercício de poder de mercado (segundo a Abividro), e a compatibilidade dos gases com as instalações a serem acessadas (segundo a Siemens). Segundo a TCMB, é ainda necessário que as condições de acesso não inibam novos investimentos,

estabelecendo as regras para a entrada de usuários que não investiram na implantação do projeto e não correram os riscos a ele associados.

Um ponto específico levantado pela Petrobras é o de que as unidades de fracionamento de líquidos que integram as UPGNs não deveriam estar incluídas na obrigatoriedade de acesso de terceiros, a exemplo do que ocorre nos EUA. Estas unidades não se tratariam, segundo o agente, de infraestruturas essenciais, sendo a decisão de fracionar ou não os líquidos de gás natural (LGN) tomada individualmente pelos agentes.

Segundo a Fiesc, a utilização das infraestruturas essenciais poderia ser otimizada por meio de um operador nacional independente. A Engie propõe a criação de um comitê dedicado ou um fórum liderado por autoridades públicas para enquadrar o intercâmbio de ideias e posições acerca do assunto. O IBP aponta que, além das questões já levantadas, também devem ser superados alguns desafios concernentes a condições fiscais, regulatórias e operacionais do setor.

Análise

De forma geral, as contribuições recebidas não incorrem em modificações no texto e na forma de apresentação das diretrizes propostas, e as questões específicas apontadas serão certamente levadas em conta no momento da definição das mudanças no modelo legal e regulatório. Ademais, a presença de argumentos contrários entre si (como, por exemplo, acesso negociado versus regulado e arbitragem pela ANP versus independente) revela que é preciso aprofundar e especificar as propostas de alteração a fim de ampliar o entendimento e de contribuir para a formação de consenso.

Em relação a pontos específicos contrários aos apresentados no Anexo III, considera-se que o acesso não discriminatório negociado é o mais adequado para incentivar o desenvolvimento e a consolidação de arranjos setoriais dinâmicos e competitivos e para acomodar situações não previstas originalmente face às complexidades dos temas envolvidos. Neste modelo, a negativa de acesso deve ser motivada e justificada com base em argumentos técnicos e econômicos, sendo que a resolução de conflitos pode seguir um manual de boas práticas construído em conjunto com o mercado e sob inspiração da experiência internacional. Ressalte-se, em particular, que o acesso negociado deve se dar sob a égide da visão e das diretrizes já estabelecidas pela iniciativa Gás para Crescer, com requisitos de transparência, não discriminação, atratividade de investimentos, entre outros. Nesse sentido, o acesso negociado deverá pressupor princípios, códigos de conduta e instrumentos operacionais e comerciais em linha com as determinações legais, infralegais e regulatórias, que os disciplinarão.

Ainda que haja argumentação de que regras específicas de transição são desnecessárias (empresa Siemens), entende-se que estas regras devem ser definidas a fim de garantir a segurança jurídica das alterações, esclarecendo marcos temporais e condicionantes das mudanças. Tal ponto encontra alinhamento aos pressupostos da iniciativa Gás para

Crescer de respeito aos contratos e atração de investimentos. Projetos de E&P são particularmente sensíveis a esses pressupostos.

Baseando-se no modelo vigente nos EUA, a Petrobras afirma que unidades de fracionamento de líquidos não deveriam estar incluídas na obrigatoriedade de acesso. Esse aspecto precisa ser aprofundado, pois se, a rigor, a unidade de fracionamento de líquidos pode transcender, *stricto sensu*, o conceito de infraestrutura essencial da indústria do gás natural, seu compartilhamento pode contribuir para viabilizar investimentos a montante na cadeia produtiva ao agregar valor ao projeto de oferta de gás natural ao mercado. Assim, além da experiência norte-americana, outras experiências deverão ser revisitadas nesse ponto a fim de definir, com maior segurança, a fronteira de aplicação do conceito de infraestrutura essencial em instalações específicas dos polos de processamento.

Considerando as contribuições, em relação às diretrizes, não se vislumbra necessidade de modificação nos seus textos.

Texto Final

regulamentação do acesso de terceiros aos dutos de escoamento: medida que poderia contribuir para uma maior disponibilização de oferta de gás natural ao mercado. Tal medida visa incentivar a oferta do serviço de movimentação por parte de terceiros, o que pode segregar o risco na cadeia de valor do gás natural, além de permitir o compartilhamento dos custos de escoamento do gás natural entre os agentes da exploração e produção, potencialmente reduzindo o custo unitário de disponibilização do gás natural no mercado.

regulamentação do acesso de terceiros a UPGNs e terminais de regaseificação: aplicação da *essential facilities doctrine*. As atividades de processamento e de regaseificação de gás natural não são monopólios naturais e atualmente no Brasil podem ser acessadas por meio de negociação direta com o proprietário da UPGN ou do Terminal de Regaseificação. A negativa de acesso a esse tipo de instalação pode impactar na concorrência a montante da cadeia. Desta forma, a *essential facilities doctrine* impõe aos titulares de instalações essenciais o dever de negociar com seus competidores. Esta doutrina foi implantada pelos Estados Unidos da América. Sua origem é o caso *Terminal Railroad Combination*, de 1912. Seu princípio é de que a recusa de acesso pode constituir um abuso da posição dominante por parte do incumbente, precisando ser justa e motivada.

Diretriz 19

Resumo das contribuições

A diretriz referente aos desafios tributários recebeu dezessete contribuições, sendo elas da Abegás, Abiape, Abrace, Abraceel, Abraget, Anfavea, Apine, Arsesp, Comgás, Compagas, EDP, Eneva, Engie, Faveret & Lampert Advogados Associados, Fiesp, FME, Fórum do Gás, Gasmig, IBP, Petrobras, Prof. Carlos Arentz, Repsol, Strategy& e TBG.

Todas concordaram com a diretriz, no sentido de ser necessário adequar e modernizar algumas regras tributárias para o novo cenário com múltiplos agentes, sistema de tarifação do transporte por entrada e saída e compartilhamento de infraestrutura de GNL. Também foram levantadas questões sobre alíquotas interestaduais, Estado de recolhimento do ICMS incidente sobre importação de gás natural e de GNL, ICMS sobre o gás natural utilizado na geração termelétrica, tributo incidente sobre a atividade de regaseificação de GNL, entre outras.

Algumas contribuições trataram ainda da criação de grupo de trabalho ou de fórum para a discussão desses temas, envolvendo Governos Federal e Estaduais.

Análise

As contribuições recebidas levantaram diversas questões, demonstrando a necessidade de observar detalhes específicos da legislação tributária sobre as várias atividades da indústria do gás natural. A análise dessas questões deverá ser aprofundada nas próximas etapas da iniciativa Gás para Crescer.

Texto Final

aperfeiçoamento da estrutura tributária no setor de gás natural: adequação e modernização das regras tributárias no cenário de múltiplos agentes, considerando as questões referentes ao transporte de gás natural (desvinculação dos fluxos físico e contratual), ao compartilhamento de infraestrutura de GNL e às operações interestaduais e de importação.

Diretriz 20

Resumo das contribuições

A diretriz 20 “Harmonização das regulações estaduais” recebeu, de diversos agentes, as contribuições a seguir identificadas e transcritas:

1) Petrobras

“Proposição: Adoção de medidas que visem o aperfeiçoamento das estruturas de regulação e do marco regulatório nos Estados por meio da adoção de melhores práticas regulatórias: legitimidade, participação, transparência, accountability, autonomia, previsibilidade.”

A Petrobras concorda com esta proposição reforçando a importância e urgência da incorporação pela regulação estadual dos princípios que norteiam o Consumidor Livre (CL), Autoprodutor (AP) e Autoimportador (AI). Também vale ressaltar que alguns estados não reconhecem o Art. 56 da Lei do Gás que preservou o regime de consumo (transferência interna do gás, sem a participação da distribuidora) das refinarias e fábricas de fertilizantes que consumiam gás na data da publicação da Lei (março de 2009). Tais distorções promovidas pelos Estados imprimem insegurança regulatória no mercado de gás natural, visto que os agentes desse setor têm a competitividade no negócio diretamente afetada por custos adicionais aos previstos na Lei do Gás.

Um ponto que deveria ser perseguido pelo MME é a correta definição do que é o “serviço local” de gás canalizado presente, no §2º do Art. 25 da Constituição Federal (reproduzido abaixo).

“2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, **os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei**, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.”

Pela redação do §2º do Art. 25 da Constituição Federal, deveria haver uma Lei Federal para promover essa definição, situação que não ocorreu até hoje. Na inexistência de uma diretriz de nível federal, vários Estados editaram Leis com o objetivo de fechar o mercado de gás exclusivamente para atuação da distribuidora, criando empecilhos para a entrada e atuação de novos agentes (autoprodutores, autoimportadores, comercializadores e consumidores livres) em sentido radicalmente oposto aos princípios de abertura e diversificação do mercado de gás proposto pelo Programa Gás para Crescer.

A solução ideal para contornar esse problema e garantir a abertura do mercado para atuação de vários agentes seria a de que o setor de gás natural passasse a ser regulado no âmbito federal, mantendo-se o monopólio para a exploração do serviço de distribuição nos Estados.”

2) Abpip

“2) Como proposta adicional ao item **Estimulo à harmonização entre as regulações estaduais e federal**, acrescentamos o seguinte:

-Afim de evitar conflito de interesses, hoje existentes, entre as cias distribuidoras de gás, com participação estatal e o Estado Regulador, apontamos a necessidade de se estabelecer de forma clara e transparente critérios para determinação de tarifas de distribuição/movimentação cobrados hoje pelas cias de distribuição estaduais. As tarifas devem remunerar o capital investido e custo de O&M.”

3) Abrace

“A ABRACE apoia a definição de uma norma federal que ofereça diretrizes de regulamentação para harmonizar os serviços locais de gás canalizado nos Estados. Sem prejuízo do entendimento vigente acerca do Art. 25 da Constituição Federal, uma lei neste sentido poderia estabelecer diretrizes e conceitos para a relação entre uma concessionária de gás canalizado e os consumidores, e também definir as atividades que somente poderiam ser exploradas pela concessionária de gás canalizado, coibindo abusos encontrados em algumas legislações estaduais. De forma complementar, pode ser elaborada, pelo Governo Federal, uma cartilha de boas práticas, indicando quais os benchmarkings e boas práticas internacionais na normatização dos serviços estaduais de distribuição de gás natural canalizado. Tal atribuição ao Governo Federal é fundamental para garantir o amadurecimento e evolução dos mercados estaduais de gás natural que, de outra maneira, devido a conflitos de interesses mencionados anteriormente, tem pouco ou nenhum incentivo para promover ganhos de eficiência na atividade de distribuição de gás ou incentivar a atividade de comercialização nos Estados.

4) Abar

“Conforme é de conhecimento, os Estados da Federação detém o monopólio, em seus respectivos territórios, quanto aos serviços de distribuição de gás, de acordo com o artigo 25, § 2º da Constituição federal de 1988, na forma de prestação de serviço público, englobando a compra da molécula, sua distribuição e venda da mesma aos consumidores finais.”

5) Marques e Flores Advogados

“Portanto, muito bem explicam os Ministros que, em ambos os parágrafos do artigo 25 da CRFB, os destinatários da Norma Constitucional são os Estados Membros, porém, também em ambos os dispositivos, a atividade legislativa estadual está subordinada a uma regulamentação geral, expedida pela União, através de Lei.

A todas as luzes, forçoso concluir que a Lei referenciada no §2º do artigo 25 da Constituição da República é Lei Federal.

Conforme se expôs, parece-nos que a solução para a harmonização entre as regulamentações estaduais e federal exsurge do próprio dispositivo constitucional que ao exigir sua regulamentação, permite que a União, através de lei no sentido formal, estabeleça de forma efetiva o marco regulatório que irá nortear todos os Estados Membros, permitindo a unificação do setor através de única espinha dorsal, a guiar as legislações estaduais que adequarão os preceitos macro instituídos a realidade de cada região.

Portanto, a edição de uma Norma Federal é o caminho para conceder real eficácia ao § 2º da CRFB e possibilitar a harmonização entre as regulamentações do setor de distribuição de gás canalizado.”

6) Abrajet

“Pelo exposto nota-se a necessidade e a importância de uma ação no âmbito Federal para a harmonização regulatória frente aos Estados.”

7) Mendes de Almeida e Advogados Associados

“O texto constitucional originário tinha eficácia plena uma vez que a exploração se dava por empresa estatal, com exclusividade de distribuição sem exigir lei para tal. Com a Emenda Constitucional No. 5 de 1995 a exploração de ser para empresa estatal, decaiu também a exclusividade da distribuição, no entanto determinou que a exploração se dará na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para sua regulamentação.

Dai concluímos que a União está em mora legislativa desde a publicação da Emenda Constitucional No. 5, onde entendemos ser necessário impetrar Mandado de Injunção para suprir a limitação do dispositivo evitando conflitos de interesses entre os Estados e entre interessados na exploração.”

8) Fiep / Fiergs – Ciergs / Fiesc

“Sugestão de Alguns Fundamentos para a Melhoria do Setor

Ter uma regulação harmonizada (estadual/federal), ágil, transparente e aderente às necessidades do País e que proteja o Setor e não as corporações, que incentive a expansão, diversificação e otimização da cadeia do gás natural.”

9) Firjan

“Deve-se estabelecer um marco legal que todos os estados sigam na regulamentação de seus mercados, contendo linhas gerais sobre a estruturação

de agência reguladoras, revisões tarifárias transparentes e incentivos ao consumidor livre, autoprodutor e autoimportador.

Esta iniciativa deve ser liderada através do Programa Gás para Crescer e considerando o estabelecido na Constituição: “§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para sua regulamentação.”, e não através de medidas isoladas. Como por exemplo a MP 735, já convertida, que institui uma metodologia de tarifação para autoprodutores e autoimportadores.”

10) Comgás

“Com relação aos questionamentos considerados na Consulta Pública para o aperfeiçoamento do Marco Regulatório sugerimos a adoção do modelo abaixo resumido, nos Estados onde não existe tal regulamentação, respeitando o estado de maturidade de cada concessão.”

11) Repsol Sinopec Brasil

“O estado de maturidade do setor de gás natural de cada Estado deve ser considerado, estabelecendo uma regra de transição para adequação única dos conceitos, e respeitando os respectivos contratos de concessão.”

12) Anace

“Por outro lado, a Constituição Federal de 1988 reservou para União a competência relativa à legislação sobre energia (art. 22, inciso IV), à exploração do monopólio das atividades afetas ao gás natural (art. 176), atividades essas caracterizadas como atividades econômicas, autorizando-lhe, inclusive, a instituição de intervenção no domínio econômico relativa à atividade de importação ou comercialização de gás natural (art.177, parágrafo 4º) e, conseqüentemente, ao planejamento e fiscalização do desenvolvimento dessas atividades (art. 174).

Fica evidente, assim, que o estabelecimento de diretrizes para a exploração e fiscalização da atividade econômica relativa à comercialização de gás natural é de competência da União.

Logo, considerando que, nos termos a Constituição federal cabe ao Estado Federado explorar, por si ou por terceiro contratado, os serviços públicos de distribuição de gás canalizado, verifica-se respeitada a exclusividade do exercício dessa atividade, da qual a comercialização é acessória, é necessário atribuir-se à União a competência para outorga da atividade de comercialização, enquanto atividade econômica autônoma.”

13) Abividro

“Por fim e de maneira não exaustiva, as proposições de aperfeiçoamento das estruturas de regulação nos Estados são, de fato, imprescindíveis. A seu turno, é bastante adequada a macro regulação federal, que já é permitida pelo art. 177 da Constituição Federal, a exemplo dos Estados Unidos, estipulando regras gerais direcionadas à construção de um mercado de gás livre e autônomo, com base em isonomia, transparência e respeito à ordem econômica.

No entanto, para que essa nova legislação não tenha sua constitucionalidade desafiada – em razão de equivocada interpretação do art. 25, §2º da Constituição, a diretiva federal deve ter o cuidado de não ultrapassar a competência estadual no que se refere aos serviços locais de gás canalizado, especificamente, e deverá contar com parecer favorável de demais entidades da Administração Pública.

Para garantia de um ambiente nacional harmônico e livre de discrepâncias, a interpretação constitucional sobre a competência legislativa envolvendo gás natural deve ser feita de maneira sistemática e global (analisando todo o contexto constitucional), de modo que o aludido art. 25, § 2º da CF não se torne um entrave para que justas proposições sejam obedecidas por todas as unidades da federação. A previsão de normas que guardem relação com a observância da ordem econômica (tema de competência federal) pode ser uma saída para garantir validade a qualquer diploma federal sobre gás natural.”

14) Tomanik Pompeu Sociedade de Advogados

“Pelo exposto, os Estados não poderiam estar legislando ou normatizando a atividade de comercialização de gás natural, cuja competência é privativa da União. Portanto, se resta evidente invasão à esfera de competência legislativa federal pelo Estado da Federação.”

15) IBP

“Nesse sentido, o MME poderia buscar junto à Procuradoria Federal e à sua Consultoria Jurídica a forma correta de se interpretar o §2º do artigo 25 da Constituição Federal:

“Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.”

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

No § 2º do Artigo 25 está claro que o Estado pode explorar, diretamente ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, entretanto, não há nenhum texto que possa dar margem para interpretar que além de explorar o serviço o Estado deve também regulá-lo.

Dessa forma, em resposta à questão colocada no âmbito do Gás para Crescer, podemos dizer que o mecanismo que poderia ser implementado para harmonização das regulações estaduais e federal é um Decreto disciplinando o que é serviço local de gás canalizado e estabelecendo a competência do MME para regular esse serviço de maneira uniforme para todo o Brasil.”

16) Fórum do Gás

“Criação, pelo Governo Federal, de uma cartilha de boas práticas para a regulamentação dos serviços estaduais de distribuição de gás canalizado.”

17) Abraceel

“Como aborda o anexo 4 da consulta, os estados apresentam diferentes estruturas e normas para regular o setor de distribuição de gás natural. A falta de maior uniformidade gera controvérsias e indefinições para os próprios agentes do setor, o que eleva a percepção de risco, reduz a atratividade e competitividade da cadeia como um todo. Ademais entende a Abraceel, que a falta de uniformidade também pode ser um impeditivo para a comercialização de gás entre os estados, diminuindo a eficiência do setor.

.....

Propostas

- i. Separação das competências de âmbito: (i) Federal, em relação a comercialização de gás natural; e (ii) Estadual, em relação ao serviço de distribuição de gás natural.

.....”

18) Apine

“Importante frisar que na época das discussões da Lei 11.909/09, um dos principais pontos de divergência entre os agentes era justamente a tarifa de distribuição a ser aplicada aos AI e AP. Coube ao Ministério de Minas e Energia

promover uma reunião em 25/11/2008, que contou com a participação dos principais agentes da indústria do gás (incluindo ABEGAS e ABAR). Esta reunião teve o objetivo de obter um consenso ao PLC 90/2007 (Senado Federal) para posterior sanção presidencial, tornando a Lei 11.909/09 (“Lei do Gás”). Assim fica evidente que a atual prática dos Estados fere os princípios estabelecidos na reunião, bem como a Lei 11.909/09.

Dessa forma a APINE defende mecanismos de incentivo a boas práticas regulatórias.”

19) Abiquim

“Nesse sentido, cabendo ao Poder Executivo da União prover a proteção dos usuários e comercializadores de gás natural, a proposta da ABIQUIM pode se materializar através do estabelecimento de Fóruns de debate, previstos em lei, sob a coordenação do MME, para a definição de diretrizes destinadas à uniformização de ações.”

20) FGV Energia

“Quanto à promoção do desenvolvimento da regulação estadual, as propostas seriam:

- Promover a criação de agências reguladoras estaduais especializadas na regulação do gás natural;
- Desenvolver “carta de princípios” visando garantir a independência das agências estaduais com relação às distribuidoras e vice-versa;
- Instituir mandado fixo nas agências estaduais, sujeito à aprovação do nome indicado, conhecimento do setor e outras exigências;
- Promover a transparência e participação dos agentes nos processos regulatórios estaduais;
- Estabelecer Benchmarks para subsidiar o processo de revisão tarifária (custo por km de rede etc);
- Discriminar os diversos componentes nas faturas de gás ao consumidor (margem, custo, de O&M, preço do gás e etc).”

21) CDGN Logística S.A.

“O cerne do problema jurídico enfrentado pela indústria de GNC e GNL reside na interpretação equivocada do art. 25, § 2º da Constituição Federal, que vem gerando uma atuação monopolista abusiva por parte dos Estados e suas concessionárias (distribuidoras) de gás canalizado, assim redigido:

“Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.

(...)

§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para sua regulamentação. “

Mais especificamente, o problema está no fato de que os Estados e as distribuidoras de gás canalizados interpretam essa norma no sentido de que, a venda de gás natural fornecido através de um gasoduto, somente pode ser realizada pela concessionária de gás canalizado.

.....

Seja como for, o entendimento das concessionárias de gás canalizado está equivocado porque, se algum direito de exclusividade (monopólio) elas possuem, esse direito se aplica apenas com relação à comercialização de gás natural canalizado junto a consumidores finais.

.....

Na verdade, a movimentação de gás natural através de dutos para esses agentes é uma atividade disciplinada pela União através da legislação federal. Assim, nada impede que uma lei federal assegure expressamente o direito de ser construído um ramal de gasoduto de transporte para entregar gás natural a uma planta de liquefação. Da mesma forma, uma lei federal pode permitir que um produtor construa um duto para movimentar o gás natural do poço produtor até uma unidade de compressão. E assim por diante.”

22) Prof. Carlos Augusto Arentz Pereira

“Algum nível de equalização ou compatibilização dos regimes regulatórios desses Estados, possibilitaria a otimização da gestão dos processos de suprimento dos envolvidos. Um possível caminho seria talvez, não a uniformização, mas alguma adequação e aproximação das definições de autoprodutor, autoimportador, consumidor livre e da política de autorização destes agentes. Seria uma maneira de aumentar o número de agentes atuantes no mercado no médio prazo, coerentemente com os interesses dos elos em interface na cadeia naquela região.”

23) CNI

“Reconhecemos que os estados são soberanos na regulação da atividade de distribuição de gás natural encanado em seus territórios. Sem a aprovação de

uma emenda constitucional que altere o quadro legal vigente, a capacidade de atuação do Governo Federal na promoção da competitividade na distribuição é limitada e dependente de cooperação.”

24) Gasmig

“Proposta: Estabelecer metodologia de revisões tarifárias de acordo com as melhores práticas internacionais, atendendo os princípios de modicidade tarifária e da rentabilidade permitindo resguardar a sustentabilidade econômica-financeira das concessões estaduais”

25) Eneva

“Propõe-se alteração no entendimento de gás em terra explotado para projetos *gas-to-wire* como gás canalizado, no sentido de reconhecer que tais projetos constituem estrutura totalmente integrada sujeita à regulação federal, eliminando, assim, o pagamento de taxas de manutenção da infraestrutura à distribuidora estadual, especialmente nos casos em que o concessionário for responsável pela construção da infraestrutura em tela.

Além disso, a definição de autoprodutor dada pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (resolução ANP n. 51/2011) deve prevalecer sobre as definições das agências reguladoras estaduais.”

26) Arsesp

“A princípio, é importante que os estados tenham uma Agência Reguladora. A instituição de um fórum oficial de debate e agregação de entendimentos entre os estados e entre estes e a União, visando a cooperação propositiva e o debate para as divergências regulatórias com a participação do Ministério de Minas e Energia e da ANP é de sua importância, inclusive para aperfeiçoar as normas de mercado livre.”

27) EDP – Energias do Brasil

“Pelo exposto nota-se a necessidade e a importância de uma ação no âmbito Federal para a harmonização regulatória frente aos Estados. Nesse sentido, a interpretação do artigo 25 da Constituição Federal estabelece a competência estadual sobre os “serviços locais de gás canalizado”, mas não em relação à atividade de comercialização (compra e venda) do produto gás natural. Assim, em nossa visão compete à União legislar sobre a atividade de comercialização de gás natural, o que possibilita a definição de regras harmônicas para o mercado livre nas unidades da federação e a realização de transações interestaduais.”

28) Abiape

“Padronização a nível federal da elegibilidade do consumidor livre. A interpretação de que a regulamentação do tema é atribuída aos estados não é amplamente aceita, merece discussão com a sociedade e não parece estar associada a benefícios para o consumidor. Como exemplo de interpretação alternativa, aos estados estaria atribuída somente a regulação da movimentação (serviço de gás canalizado) para entregar ao consumidor, mas não do mercado gás em si (produto);”

29) Prof. Luciano de Castro

“Como dissemos acima, o ideal seria que o poder regulatório dos estados fosse restrito ao segmento da distribuição, sendo o demais definido a nível federal. O problema é que isso provavelmente não é factível, por exigir emenda constitucional a que os estados provavelmente se oporiam. No entanto, mesmo sem emenda, é do entendimento que uma lei poderia definir parâmetros básicos que uniformizassem as condições do mercado em todo o país. Quanto mais se caminhar nessa direção, melhor.”

30) Faveret & Lampert Advogados

“Em sendo assim, entendemos que o legislador federal pode estabelecer princípios básicos da concessão do serviço de gás canalizado para buscar uma padronização desse serviço a nível nacional, bem como harmonizá-lo com a legislação federal.”

31) Compagas

“Embora já existam as definições de cada tipo de consumidor na Lei do Gás, há a necessidade de se regulamentar a nível estadual como se dará o fornecimento a cada tipo de consumidor, sempre levando em consideração a preservação da capacidade de investimento das CDL’s, uma vez que cabe a elas a universalização do uso do gás natural em suas respectivas áreas de atuação.

A necessidade de elaboração de legislação específica para compra de gás por parte das distribuidoras visa atender ao dinamismo e pluralidade que se pretende para o mercado consumidor.”

Análise

Das contribuições listadas acima, percebe-se que existe necessidade e fundamentação para que a União desempenhe papel mais relevante no setor de distribuição, atuando na

uniformização de conceitos, estruturas e normas, além de divulgação e promoção de boas práticas a serem seguidas pelas distribuidoras.

Texto Final

harmonização da regulação estadual: aperfeiçoamento das estruturas de regulação e do marco regulatório nos Estados, por meio de dispositivos de abrangência nacional, por meio da qual se buscará a adoção de melhores práticas regulatórias: legitimidade, participação, transparência, *accountability*, autonomia, previsibilidade. A estrutura de incentivos deve levar à expansão do mercado de gás natural pela iniciativa privada ao menor custo possível.

Diretriz 21

Resumo das contribuições

O tema da harmonização dos setores elétrico e de gás natural recebeu grande número de contribuições, destacando-se o que foi apresentado pela Apine, Abiape, Abiquim, Abpip, Abrace, Abraceel, Abrajet, CNI, EDP, Eneva, Engie, Favaret e Lampert Advogados Associados, FGV Energia, Gás Brasileiro, Gasmig, IBP, Petrobras, Prof. Carlos Augusto, Repsol Sinopec, Siemens, Singular Energia, Prof. Luciano de Castro e Total, sem se restringir apenas a esses.

As contribuições abrangem comentários de cunho geral, críticas a determinadas regras vigentes e também propostas, com maior ou menor grau de explicação e detalhamento. Diversos agentes estruturaram suas contribuições com base nas questões levantadas no Anexo V – Harmonização Gás Natural e Energia Elétrica –, que acompanhou o Relatório Técnico em consulta pública. A seguir são destacadas as contribuições que trouxeram com maior evidência e clareza visões a respeito das questões de harmonização gás-energia elétrica, o que não significa, todavia, que contribuições que não estejam aqui explicitadas não tenham sido ou não serão consideradas.

No que se refere à alocação de riscos entre os agentes dos setores de gás natural e de geração termelétrica, as contribuições recebidas na consulta pública confirmaram que existe espaço para se buscar adequações que contribuam para o desenvolvimento da indústria do gás natural de forma conjugada com o setor elétrico.

Nesse âmbito, diversas contribuições ressaltaram a importância de se eliminar a exigência da cláusula de penalidade por falta de combustível, atualmente estabelecida pela Resolução Aneel nº 583/2013, observando que o gerador termelétrico já tem que arcar com os custos de reposição da energia elétrica não entregue. Segundo diversos agentes, seria mais efetivo que esse tipo de penalidade fosse negociado bilateralmente nos contratos de GSA entre o gerador termelétrico e o supridor de gás natural, sendo

que a prática de mercado é que seja calculada como um percentual sobre o valor da carga não entregue.

Essa revisão, segundo algumas das contribuições, atrairia mais potenciais fornecedores de gás natural ao mercado nacional, em virtude da redução da percepção de risco por parte dos agentes, permitindo uma melhor negociação dos contratos de GSA, trazendo competitividade à geração termelétrica a gás e tornando o setor de gás mais dinâmico.

Além disso, foi destacada a importância de o gerador termelétrico observar e prever nos seus contratos as condições para o caso de a falta do combustível se dar por problemas em algum dos elos da cadeia logística, incluindo a regaseificação e gasoduto de transporte.

Alguns agentes defenderam que a falta continuada de suprimento de combustível enseje rescisão do PPA, o que traz a necessidade de se discutir quais medidas seriam cabíveis para recontração dessa energia.

Outro ponto abordado com frequência nas contribuições dos agentes foi com relação à atual necessidade de comprovação de reservas de gás natural para geração a plena carga durante praticamente todo o horizonte do contrato de energia elétrica. Diversas contribuições defenderam a aplicação de horizontes rolantes para comprovação das reservas. Alguns citaram que comprovação de reservas poderia levar em conta uma projeção mais realista de despacho, inferior a 100% do tempo ao longo do PPA. Vale observar que esses dois pontos, na prática, aplicam-se mais aos casos de reservas *onshore*. Um prazo de horizonte rolante de 5 anos foi citado por diferentes agentes, tendo sido apontado como compatível com práticas de E&P. Além disso, defende-se que esse horizonte garantiria uma antecedência mínima para que possam ser tomadas medidas pela Aneel, MME e EPE no sentido de não comprometer a segurança energética. Com relação a uma eventual redução dos prazos dos GSA, acarretando um descasamento com o PPA, as contribuições evidenciaram que isso é um ponto mais controverso. Houve agentes favoráveis, alegando potencial melhoria das condições de negociação do gás, assim como agentes contrários, destacando o risco que isso traria ao equilíbrio financeiro da termelétrica e prejudicaria a viabilização dos investimentos de longo prazo na cadeia de suprimento do gás natural, especialmente no caso de gás não associado.

Com relação ao atual regramento de reajuste dos preços dos combustíveis nas parcelas fixa e variável das termelétricas, as contribuições foram relativamente homogêneas, sugerindo a alteração da receita fixa, referente à parcela do combustível (Rfcomb), para revisões mensais, a inclusão da inflação americana na parcela em dólar do preço do GNL, indexar em dólares reajustado mensalmente no mínimo a parcela correspondente ao aluguel da FSRU na parcela fixa, desvinculação das fórmulas que compõem a receita fixa do combustível da receita variável, entre outros.

No que tange mais especificamente às contribuições acerca do modelo de suprimento de gás natural, vale destacar alguns pontos, a seguir.

A Apine comenta que o leilão puramente baseado em eficiência acarretaria, necessariamente, na aquisição de gás diretamente do comprador único, o que limitaria a liberdade de aquisição de gás pelos empreendedores termelétricos e prejudicaria a formação de um mercado competitivo e transparente. Não obstante, a associação também aponta aspectos positivos e negativos da alternativa do comprador único, indicando que esse arranjo poderia beneficiar determinados grupos de geradores termelétricos, mas não necessariamente faria sentido para um gerador verticalizado.

Alguns agentes reforçaram o pleito por permitir a contratação de geração termelétrica na base (inflexível elevada), alegando que os descontos no preço do gás natural, em relação a um suprimento flexível, podem justificar essa abordagem. Por outro lado, para lidar com a necessidade de flexibilidade do setor elétrico, são defendidas ferramentas para se gerenciar a necessidade de “take or pay” do setor de gás, tais como a criação de novas infraestruturas de gás considerando estocagem.

Mais de um agente demonstra interesse na contratação de geração termelétrica com inflexibilidade sazonal, pelo potencial de melhoria nas condições e preços de suprimento do gás, mas uma das contribuições destaca que isso leva naturalmente a contratos por quantidade, e não mais disponibilidade, além da necessidade de ajuste nos procedimentos de operação.

O conceito de CVU sazonal também é citado nas contribuições, sem maior aprofundamento, assim como a ampliação do período de geração garantida para as térmicas a GNL, de forma a garantir a efetiva utilização do combustível, minimizando as perdas.

Com relação à adequada remuneração das usinas termelétricas, mais de um agente indica que se configura um problema quando a usina é contratada para uma finalidade de despacho e acaba exercendo outra. Destaca-se que existem diferenças tecnológicas importantes entre uma térmica destinada à geração na base e uma que presta serviços de sistema, como acompanhamento da carga, e que a remuneração deve levar em conta essas especificidades. Entre as propostas apresentadas podemos citar a precificação do custo da partida em R\$/MW e estabelecimento de um valor para a carga mínima da usina, ambos no ato do cadastramento da térmica no leilão. Em todo caso, essas contribuições destacam que as regras devem ser transparentes, antes do leilão, para não haver pedidos de repactuação de tarifas, prejuízos, desequilíbrios, etc.

Outro aspecto que norteou a consulta pública foi a busca por uma maior integração no planejamento gás-energia elétrica. Algumas contribuições enfatizaram esta necessidade, desde que o planejamento seja realmente integrado, considerando os custos e benefícios para o setor elétrico e de gás, e sem a criação de subsídios cruzados.

Diversos agentes apresentaram contribuições no sentido de se redefinir os sinais locais de forma mais efetiva, tornando mais competitivos empreendimentos que acarretem em redução da necessidade em investimentos em transmissão (e indiretamente beneficiando termelétricas a gás, que poderiam se instalar mais próximas

aos centros de carga). Foi citado que a TUST e as tarifas de transporte de gás atualmente são insuficientes para estabelecimento de sinal locacional, especialmente quanto à elevada parcela selo.

No que se refere à contratação de termelétricas como clientes-chave ou âncoras para a expansão da malha de gasodutos, diversas contribuições apontam esta como uma solução interessante, especialmente quanto à previsibilidade ao investidor e ao fator de escala na oferta do combustível. Também foi comentado um possível leilão específico de segurança eletro-energética, abrangendo os setores de gás e de eletricidade. Uma contribuição, inclusive, propõe regulamentar a geração distribuída, próxima ao centro de consumo, com diferentes características de operação (base, ponta, emergenciais, etc.).

Ainda neste tema, foram levantadas algumas propostas tais como o estabelecimento de gasodutos estruturantes (incluindo, ou não, linhas de transmissão estruturantes), de modo a abranger diversas tipologias de projetos e monetizar reservas de gás natural mais longínquas, sendo estes previstos no PEMAT e PDE, de forma a dar transparência ao processo, tendo como referência as previsões de nova oferta de gás e a demanda futura.

Diversas contribuições ressaltaram a necessidade de revisitar as regras dos leilões de energia elétrica, de modo a considerar e valorar adequadamente os atributos das termelétricas, tais como despachabilidade, segurança elétrica e segurança energética, visto que os mesmos não são captados pela a metodologia vigente de comparação (ICB). Os agentes concluem que estas mudanças levarão a uma maior participação de geração termelétrica a gás natural na base, conciliando a necessidade de segurança requerida pelo Setor Elétrico, com as características de produção de gás associado. Também são levantados aspectos referentes à obrigatoriedade da inclusão prévia destes atributos nos editais dos leilões, com o objetivo de precificação adequada pelos agentes. Por fim, as contribuições ressaltam que deve ser observado o risco de distorção na competitividade nos leilões, em face das diferentes características das fontes participantes.

Algumas contribuições frisaram a importância da contratação da capacidade do gasoduto ocorrer de forma coordenada ao leilão termelétrico. Também foram comentados aspectos referentes aos leilões de energia nova e energia velha, que, do ponto de vista da infraestrutura de gás, não há diferença. Destacou-se a importância dessas medidas não resultarem em subutilização da infraestrutura de gás e energia elétrica.

No quesito flexibilidade e inflexibilidade das termelétricas, diversas contribuições citam o papel fundamental das termelétricas como de segurança ao sistema elétrico brasileiro, levando a necessidade de diferentes tipos de contratação de geração, por meio de: (i) usinas de base com alta inflexibilidade, com menor CVU e com o objetivo de recuperação dos níveis de reservatórios hidrelétricos; e (ii) usinas flexíveis, com maior CVU e com o objetivo de dar suporte à intermitência na geração de outras fontes, acompanhamento de carga e promover serviços ancilares.

Ainda neste tema, as contribuições destacam que é necessário definir estes montantes de contratação individuais, de forma transparente e economicamente viável, podendo, inclusive, diferenciar a utilização de gás nacional e importado.

Diversas contribuições entendem que o armazenamento ou estocagem de gás natural é fundamental para garantir o correto suprimento de gás para os consumidores, trazendo estabilidade, flexibilidade e liquidez ao mercado. Devem ser avaliadas as diferentes tecnologias, *onshore* ou por meio de FSRUs, com sinais de preço eficientes e remuneração adequada pelos serviços prestados.

Entretanto, as contribuições comentam que, diante deste mercado ainda não existir no Brasil e de seus investimentos serem significativos, há necessidade de criar ou estabelecer, entre outros: incentivos iniciais, regulação específica, critérios de gestão de injeção/retirada (uma contribuição sugere que o ONS faça esta gestão) e a definição do supridor de última instância.

No que tange à compatibilização de despacho termelétrico com a entrega de GNL, considerando especialmente às termelétricas com suprimento por meio deste combustível, as contribuições apresentam algumas considerações e sugestões referentes à previsibilidade no despacho termelétrico, podendo, inclusive, possibilitar o gerador termelétrico, no ato do cadastramento da termelétrica no leilão de energia, estabelecer um tempo mínimo de despacho para a parcela flexível.

Diversas contribuições citaram que a apuração usual de indisponibilidades é suficiente, visto que se refere ao setor de E&P e que podem ser compatibilizadas e coordenadas com as indisponibilidades das termelétricas.

Diversos agentes manifestaram a necessidade de adaptação (ou desenvolvimento) das ferramentas e modelos existentes que propiciem o planejamento integrado gás-energia. Também foi mencionada a necessidade dos modelos perceberem a variação da carga e geração em patamares horários, além de características elétricas e de confiabilidade. Algumas contribuições comentam que o conhecimento e transparência de todas as informações, bem como o estabelecimento de critérios técnicos robustos e factíveis são essenciais para este trabalho.

Análise

De forma geral, as contribuições recebidas corroboraram com a apresentação das diretrizes propostas. O resultado desta consulta pública permite validar o diagnóstico dos pontos mais sensíveis na relação entre os setores de gás e energia elétrica, bem como contribui para identificar alguns caminhos mais promissores no sentido de promover o desenvolvimento da indústria do gás natural.

Ademais, a presença de argumentos conflitantes entre os agentes revela que é preciso aprofundar e especificar as propostas de alteração a fim de ampliar o entendimento e de

contribuir para a formação de consenso, ou ao menos de um ponto de equilíbrio entre os distintos interesses em jogo.

Um dos pontos mais fundamentais diz respeito à demanda por flexibilidade no suprimento do gás natural. Será preciso um aprofundamento na avaliação dos níveis possíveis de inflexibilidade suportados pela nossa matriz elétrica, bem como buscar mecanismos que permitam um melhor gerenciamento da necessidade de “take or pay” do setor de gás. A importância de se revisitar a forma e o prazo de comprovação de reservas de gás natural nos leilões de energia é praticamente um consenso e que se tem a perspectiva de que poderá ser mais bem equacionada, sem prejuízo da segurança energética.

Ideias como as de leilões por eficiência e com comprador único de gás natural são mais controversas e demandam bastante cautela. Por outro lado, fica cada vez mais evidente que é preciso ter mais clareza sobre a forma de despacho das usinas termelétricas, conforme a função que irá desempenhar (operação na base, operação flexível, acompanhamento de carga ou serviços ancilares), pois isso implica sensivelmente nas características dos projetos e na tecnologia das máquinas, bem como nos custos de investimento, de operação e manutenção.

Outro ponto controverso está relacionado a eventuais alterações e descasamento nos prazos de PPA e GSA. Se por um lado, uma eventual possibilidade de redução no GSA poderia promover maior flexibilidade aos agentes termelétricos, por outro, poderia expô-los a um maior risco e dificultar a financiabilidade de empreendimentos termelétricos ou de produção de gás natural.

Em relação à exigência da cláusula de penalidade por falta de combustível, estabelecida pela Resolução Aneel nº 583/2013, é senso comum entre os agentes de que ela deve ser eliminada em contratos de suprimento de gás natural. Os agentes alegam que a substituição dessa cláusula por outra, definida em acordo bilateral entre as partes, poderá trazer benefícios tanto para o setor de gás natural quanto para o de energia elétrica, como redução dos preços de ambas as “commodities” e maior dinamização dos setores. Entretanto, ainda é necessário avaliar as consequências desta medida e estabelecer condições mínimas que garantam a segurança do suprimento.

Senso comum também foi observado na necessidade de alteração no regramento de reajuste dos preços dos combustíveis nas parcelas fixa e variável das termelétricas. As diversas contribuições giraram em torno de desvinculação das fórmulas que compõem a parcela fixa da variável, reajuste mensal para ambas as parcelas e inclusão de outros índices de reajuste, como o da inflação americana.

As contribuições reforçaram a importância e necessidade da maior integração no planejamento gás-energia elétrica. É evidente a necessidade de transparência das informações, de modo a criar um ambiente mais propício para o desenvolvimento dos mercados de gás natural e energia elétrica.

Tendo como condição básica a busca pela segurança eletro-energética do sistema brasileiro, o desenvolvimento dos mercados de gás natural e energia elétrica, bem como a eficiência técnica e econômica desses setores, são importantes: (i) avaliar amplamente a proposta de contratação de termelétricas como âncoras para a expansão da malha de gasodutos; (ii) adaptar e revisar as regras e condições dos leilões de energia elétrica; (iii) reavaliar a forma de despacho de termelétricas que utilizem GNL como combustível; (iv) avaliar e definir os critérios para o correto desenvolvimento do armazenamento de gás natural no país; e (v) adaptar e desenvolver ferramentas e modelos que contemplem os dois setores.

Texto Final

revisão do relacionamento entre a indústria do gás natural e o setor elétrico: rediscussão sobre alocação de riscos na relação entre os setores e o modelo de suprimento de gás natural para geração termelétrica, bem como valorização do planejamento integrado gás-energia elétrica, com destaque para: as penalidades aplicáveis na relação entre os setores; a forma e prazo de comprovação de reservas e dos contratos de gás natural e energia elétrica; compatibilização da remuneração com a forma de despacho; possibilidades de contratação de geração termelétrica com diferentes inflexibilidades e atributos, inclusive como âncoras para a expansão da malha de gasodutos; os critérios de reajustes dos contratos; as regras e condições dos leilões de energia elétrica; os critérios para desenvolvimento do armazenamento de gás no país; o desenvolvimento de ferramentas e modelos para os dois setores.

Diretriz 22

Resumo das contribuições

Foram recebidas dezoito contribuições para a diretriz sobre o aproveitamento do gás natural da União, proveniente dos contratos de Partilha, sendo elas da Abegás, Abiquim, Abrace, Abraceel, Apine, Comgás, Compagas, EDP, FGV Energia, FME, Fórum do Gás, Gasmig, IBP, Petrobras, Prof. Carlos Arentz, Repsol, Siemens e Strategy&.

Embora nenhuma dessas contribuições sugira alteração na diretriz, há várias sugestões para a proposição de políticas públicas, procedimentos para comercialização do gás natural, restrições para agentes comercializadores, aplicação dos recursos obtidos com a comercialização, entre outros.

Análise

As contribuições recebidas estão em linha com a diretriz em questão. Algumas delas apresentam sugestões para a proposição de políticas relativas à comercialização dos volumes de gás natural produzidos sob o regime de Partilha que couberem à União. Essas sugestões serão endereçadas para o grupo técnico a ser constituído para tratar sobre o tema.

Texto Final

aproveitamento do gás natural da União, em bases econômicas, como instrumento de política pública para o desenvolvimento integrado do mercado de gás natural, levando-se em conta a prioridade de abastecimento do mercado nacional.

Diretriz 23

Resumo das contribuições

Foram recebidas onze contribuições para a diretriz 23, sendo da Abegás, Abrace, Apine, Arsesp, Comgás, FME, Fórum do Gás, Gasmig, Petrobras, Prof. Carlos Arentz e SCGás.

As contribuições, em sua maioria, ressaltaram a importância do apoio do Governo Federal aos agentes interessados, especialmente as distribuidoras de gás canalizado e geradoras termelétricas, nas negociações com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Algumas sugeriram o Ministério de Minas e Energia promover debates com os agentes do setor para a definição dos mecanismos mais eficientes para a contratação do gás boliviano e discussão das barreiras às negociações. Também sugeriram o Ministério atuar com o Governo Boliviano para estabelecer as bases, regras gerais e padronização dos contratos, visando viabilizar diferentes agentes brasileiros negociarem diretamente com a YPFB. Foram levantadas ainda questões sobre a contratação de capacidade de transporte no Gasbol, balanço de gás da Petrobras e demais produtores e participação de outros atores relevantes no Comitê Técnico Binacional Brasil-Bolívia.

Análise

As contribuições recebidas não sugerem mudanças no texto da diretriz em análise e as várias sugestões apresentadas podem ser discutidas no âmbito da sua implementação.

Texto Final

apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas, de forma a coordenar as atividades e fomentar a interação e coordenação dos agentes eventualmente interessados na contratação.

Diretriz 24

Resumo das contribuições

Em relação à diretriz 24, foram recebidas contribuições da Abegás, Abrace, Engie, FGV Energia, Fórum do Gás, IBP, Prof. Luciano de Castro, Sistema Firjan, Strategy& e TBG.

A maioria dessas contribuições manifesta concordância com a diretriz, apoiando a criação de um comitê ou de um fórum para a discussão da transição. Algumas ressaltam a importância do estabelecimento de uma agenda, da possibilidade de participação de representantes de toda a cadeia produtiva do gás natural e da transparência e publicidade das decisões. Houve ainda proposições de etapas para o período de transição.

Algumas ainda comentam sobre a necessidade de fortalecimento da ANP para assegurar a independência e autonomia para regular e fiscalizar o setor de gás natural, bem como sobre a atribuição de algumas responsabilidades para a ANP durante o período de transição.

Estas questões serão discutidas na implementação da diretriz, por meio da criação de um comitê com a participação de representantes do Governo e de agentes da indústria do gás natural. Em relação à diretriz, não tendo manifestação de discordância, não haverá alteração.

Análise

As contribuições recebidas não sugerem mudanças no texto da diretriz em análise. As várias sugestões e questões levantadas nas contribuições poderão ser discutidas na implementação da diretriz, por meio da criação de um comitê com a participação de representantes do Governo e de agentes da indústria do gás natural. Dessa forma, não haverá alteração na diretriz.

Texto Final

promoção de transição segura para o modelo do novo mercado de gás natural, de forma a manter o funcionamento adequado do setor.

CONCLUSÃO

Este Relatório apresenta a análise das contribuições recebidas por meio da Consulta Pública da Iniciativa Gás para Crescer, objeto da Portaria MME nº 490, de 6 de outubro de 2016, e que ficou aberta durante o período de 3 de outubro e 7 de novembro de 2016, no Portal de Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia.

Foram recebidas contribuições de um total de cinquenta e cinco participantes, os quais representam parcela relevante dos diversos elos da cadeia de gás natural, como produtores, transportadores, comercializadores, distribuidoras, consumidores, além de juristas, especialistas técnicos e órgãos governamentais.

As contribuições, de modo geral, expressaram concordância com as diretrizes estratégicas apresentadas no documento “Diretrizes Estratégicas para o Desenho de Novo Mercado de Gás Natural”. Muitas delas ainda aprofundaram no sentido de sugerir modelos de implementação das diretrizes ou comentaram sobre detalhes a serem observados.

Vale ressaltar que a análise das contribuições teve como foco as sugestões que, de uma forma ou de outra, impactassem as diretrizes estratégicas elencadas no documento disponibilizado para consulta pública. E as diretrizes estratégicas definidas a partir dessa análise servirão de base para a proposição de uma minuta de Resolução CNPE.

O detalhamento para a implementação das diretrizes será objeto de discussão das etapas subsequentes da iniciativa Gás para Crescer, com ampla participação dos agentes, podendo ser realizada no âmbito do Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural, cuja criação pretende-se ser feita por meio dessa mesma Resolução CNPE. Esse Comitê Técnico poderá ainda propor as prioridades, a agenda e o cronograma de implementação, com a participação dos agentes do setor de gás natural na sua definição.

Por fim, considerando as contribuições recebidas, algumas diretrizes foram alteradas ou removidas. A seguir, está a nova relação com as diretrizes atualizadas como resultado da análise das contribuições:

1. **remoção de barreiras econômicas e regulatórias às atividades de exploração e produção de gás natural:** realização de leilões de blocos exploratórios de forma regular, incluindo áreas vocacionadas para a produção de gás natural, especialmente em terra.
2. **implementação de medidas de estímulo à concorrência** que limitem a concentração de mercado e promovam efetivamente a competição na oferta de gás natural.

3. **estímulo ao desenvolvimento dos mercados de curto prazo e secundário, de molécula e de capacidade**, baseado em mecanismos de negociação de mercados concorrenciais.
4. **promoção da independência comercial e operacional dos transportadores**: inibir práticas oportunistas que configuram barreira à entrada de novos agentes nos segmentos concorrenciais da indústria do gás natural.
5. **reforço da separação entre as atividades potencialmente concorrenciais, produção e comercialização de gás natural, das atividades monopolísticas, transporte e distribuição**: não permitir que empresa de produção/comercialização ou outra a ela relacionada assuma a tarefa de operação de qualquer duto de transporte, favorecendo o acesso não discriminatório, a transparência e a alocação eficiente de capacidade.
6. **instituição do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN)**, composto pela malha existente de gasodutos de transporte e expansões futuras, e por outras instalações que sejam necessárias para a operação eficiente do sistema.
7. **implantação de modelo de Gestão Independente e Integrada do STGN**, que propicie os incentivos adequados à promoção do acesso não discriminatório, à eficiência na operação do STGN e à transparência das informações de capacidade e utilização do sistema.
8. **avaliação de implantação do Sistema de Entrada-Saída para reserva de capacidade de transporte**: esse modelo permite a contratação separada de capacidades de entrada ou de saída e a comercialização de gás de forma independente de sua localização na rede, o que aumenta o número de agentes aptos a negociar entre si e favorece a formação de mercados secundários e a competição na oferta.
9. **implantação de medidas para assegurar que o sistema tarifário relacionado ao transporte de gás natural seja não discriminatório e tenha sinais econômicos adequados**, devendo refletir os custos incorridos na prestação do serviço e prover a sinalização adequada para o investimento em infraestruturas de transporte.
10. **aumento da transparência das informações** relativas à formação de preços, características técnicas, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros.
11. **incentivos à redução dos custos de transação da cadeia de gás natural e ao aumento da liquidez no mercado**, por meio da disponibilização de ferramentas eletrônicas, padronização de contratos, promoção do desenvolvimento de *hubs* de negociação de gás natural e outras medidas que contribuam para maior dinamização do setor.

12. **reavaliação dos modelos de outorga de transporte, armazenamento e estocagem**, levando em consideração o desenho de novo mercado de gás natural.

13. **revisão do planejamento de expansão do sistema de transporte**, que poderá considerar instalações de armazenamento e estocagem, além de maior integração com o planejamento do setor elétrico.

14. **estímulo ao desenvolvimento de instalações de estocagem de gás natural**: a existência de instalações de estocagem de gás natural permite, entre outras, reduzir a exposição ao risco de supridores, distribuidoras e consumidores, incentivar a atuação de comercializadores e melhorar a capacidade do mercado de lidar com situações de contingência.

15. **regulamentação do acesso de terceiros aos dutos de escoamento**: medida que poderia contribuir para uma maior disponibilização de oferta de gás natural ao mercado. Tal medida visa incentivar a oferta do serviço de movimentação por parte de terceiros, o que pode segregar o risco na cadeia de valor do gás natural, além de permitir o compartilhamento dos custos de escoamento do gás natural entre os agentes da exploração e produção, potencialmente reduzindo o custo unitário de disponibilização do gás natural no mercado.

16. **regulamentação do acesso de terceiros a UPGNs e terminais de regaseificação**: aplicação da *essential facilities doctrine*. As atividades de processamento e de regaseificação de gás natural não são monopólios naturais e atualmente no Brasil podem ser acessadas por meio de negociação direta com o proprietário da UPGN ou do Terminal de Regaseificação. A negativa de acesso a esse tipo de instalação pode impactar na concorrência a montante da cadeia. Desta forma, a *essential facilities doctrine* impõe aos titulares de instalações essenciais o dever de negociar com seus competidores. Esta doutrina foi implantada pelos Estados Unidos da América. Sua origem é o caso *Terminal Railroad Combination*, de 1912. Seu princípio é de que a recusa de acesso pode constituir um abuso da posição dominante por parte do incumbente, precisando ser justa e motivada.

17. **aperfeiçoamento da estrutura tributária no setor de gás natural**: adequação e modernização das regras tributárias no cenário de múltiplos agentes, considerando as questões referentes ao transporte de gás natural (desvinculação dos fluxos físico e contratual), ao compartilhamento de infraestrutura de GNL e às operações interestaduais e de importação.

18. **harmonização da regulação estadual**: aperfeiçoamento das estruturas de regulação e do marco regulatório nos Estados, por meio de dispositivos de abrangência nacional, por meio da qual se buscará a adoção de melhores práticas regulatórias: legitimidade, participação, transparência, *accountability*, autonomia, previsibilidade. A estrutura de incentivos deve levar à expansão do mercado de gás natural pela iniciativa privada ao menor custo possível.

19. **revisão do relacionamento entre a indústria do gás natural e o setor elétrico:** rediscussão sobre alocação de riscos na relação entre os setores e o modelo de suprimento de gás natural para geração termelétrica, bem como valorização do planejamento integrado gás-energia elétrica, com destaque para: as penalidades aplicáveis na relação entre os setores; a forma e prazo de comprovação de reservas e dos contratos de gás natural e energia elétrica; compatibilização da remuneração com a forma de despacho; possibilidades de contratação de geração termelétrica com diferentes inflexibilidades e atributos, inclusive como âncoras para a expansão da malha de gasodutos; os critérios de reajustes dos contratos; as regras e condições dos leilões de energia elétrica; os critérios para desenvolvimento do armazenamento de gás no país; o desenvolvimento de ferramentas e modelos para os dois setores.

20. **aproveitamento do gás natural da União, em bases econômicas, como instrumento de política pública para o desenvolvimento integrado do mercado de gás natural,** levando-se em conta a prioridade de abastecimento do mercado nacional.

21. **apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas,** de forma a coordenar as atividades e fomentar a interação e coordenação dos agentes eventualmente interessados na contratação.

22. **promoção de transição segura para o modelo do novo mercado de gás natural,** de forma a manter o funcionamento adequado do setor.

RELAÇÃO DOS PARTICIPANTES DA CONSULTA PÚBLICA DA INICIATIVA GÁS PARA CRESCER

Abar - Associação Brasileira de Agências de Regulação
Abegás - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
Abiape - Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia
Abiogás - Associação Brasileira de Biogás e Biometano
Abiquim - Associação Brasileira da Indústria Química
Abividro - Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro
Abpip - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás
Abrace - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
Abraceel - Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
Abraget - Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas
Anace - Associação Nacional dos Consumidores de Energia
Anfavea - Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
Apine - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
Arsesp - Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
CDGN Logística - CDGN Logística S.A.
CNI - Confederação Nacional da Indústria
Comgás - Companhia de Gás de São Paulo S.A.
Compagas - Companhia Paranaense de Gás
Dittrich Advogados
EDP - Energias do Brasil
Eneva - Eneva S.A.
Engie - Engie Brasil
Faveret & Lampert Advogados Associados
FGV Energia - Centro de Estudos de Energia da Fundação Getúlio Vargas
Fiemg - Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais
Fiep - Federação das Indústrias do Estado do Paraná
Fiergs - Federação das Indústrias do Rio Grande do Sul
Fiesc - Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina
Fiesp - Federação das Indústrias do Estado de São Paulo
Firjan - Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
FME - Fórum Nacional de Secretários Estaduais de Minas e Energia
Fórum do Gás - Fórum das Associações Empresariais Pró-Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural
Gas Energy
GasBrasiliano - Gasbrasiliano Distribuidora S.A.
Gasmig - Companhia de Gás de Minas Gerais
Geostock
IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Marques & Flores Advogados
Mendes de Almeida e Advogados Associados

Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.
Repsol - Repsol Sinopec Brasil
SCGás - Companhia de Gás de Santa Catarina
Siemens - Siemens Ltda
Singular Energia
Statoil - Statoil Brasil
Stogas
Strategy&
Sulgás - Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul
TCMB - Tauil & Chequer Advogados associado a Mayer Brown LLP
TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.
Tomanik Pompeu Sociedade de Advogados
Total - Total E&P do Brasil Ltda
Prof. Adjunto Carlos Augusto Arentz Pereira
Prof. Luciano de Castro
Paulo F. de Lima