

Carta PRE 349/2016

Brasília, 07 de novembro de 2016.

Dr. Márcio Félix  
Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis  
Ministério de Minas e Energia - MME  
Esplanada dos Ministérios, bloco U, 8º andar  
70065-900 Brasília – DF

Ref.: Consulta Pública da Iniciativa “Gás para Crescer” - Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil

Dr. Márcio Félix,

A **APINE – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica** gostaria de reiterar a importância da iniciativa Gás para Crescer, promovida pelo Ministério de Minas Energia, para o desenvolvimento da indústria do gás natural e para a expansão do parque termelétrico a gás natural.

Desta forma, a APINE agradece a oportunidade de participar desta Iniciativa e vem por meio desta apresentar-lhe suas contribuições. Nossas contribuições foram realizadas seguindo os temas abordados em cada anexo do material da Consulta Pública.

Reiteramos nossa consideração e apreço e permanecemos a disposição para contribuir para o desenvolvimento da Iniciativa do “Gás para Crescer”.

Atenciosamente,



Guilherme Jorge Velho  
Presidente do Conselho de Administração

## ANEXO I

Nos últimos anos, a expansão da matriz elétrica, a partir de termelétricas a gás, tem encontrado bastante dificuldade devido à ausência ou baixa disponibilidade de gás natural no Brasil. Entendemos e apoiamos uma regulamentação que promova o acesso dos produtores de gás aos dutos de escoamento e às UPGNs. Ainda, considerando a existência dos atuais terminais de GNL, bem como a expectativa de novos terminais, somos favoráveis à regulamentação do acesso aos terminais de regaseificação objetivando a diversificação e aumento de oferta de gás natural importado.

Sobre as negociações da renovação do contrato de fornecimento de gás firmado entre Brasil e Bolívia, faz-se necessário o envolvimento dos agentes, incluindo os agentes termelétricos. Entendemos que caberá ao MME o suporte aos agentes na interlocução com o lado Boliviano. Considerando que parte dos 18 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás poderá ser direcionada ao setor termelétrico (empreendimentos novos e existentes) é importante compatibilizar as condições comerciais do fornecimento boliviano de gás natural com o segmento termelétrico (inflexibilidade, tempo do GSA, comprovação de reservas, garantias de fornecimento, penalidades, etc).

Cabe ainda mostrar nosso apoio à implementação de plataforma eletrônica que traga transparência às transações comerciais de gás natural entre os agentes, propiciando liquidez e a formação de um mercado secundário de gás natural.

Outra questão fundamental para o desenvolvimento da comercialização de gás natural são as dificuldades tributárias que precisam ser equacionadas para permitir as trocas operacionais, importação e deslocamento entre os Estados da Federação.

Finalmente, é importante frisar que o acesso de terceiros aos terminais de regaseificação, UPGNs e gasodutos de escoamento, a política do *gas release*, a inibição do *self-dealing*, a plataforma eletrônica e as iniciativas para promoção da abertura do

mercado somente serão efetivas se de fato houver uma diferenciação de condições comerciais ao consumidor final do gás. Desta forma, reiteramos a necessidade de se diferenciar os serviços de distribuição e comercialização do gás natural na esfera Estadual.

## ANEXO II

Baseado nos argumentos descritos neste anexo, a modalidade de entrada / saída, com acesso regulado, nos parece apropriada para promoção da abertura e liquidez do mercado de gás. Ademais, um modelo de tarifação transparente e que dê sinais econômicos sobre o custo de transporte do gás é fundamental para os agentes.

Independente do modelo de tarifação e contratação a ser definido a partir desta Iniciativa, a contratação de capacidade de gasoduto de transporte pelo agente termelétrico, seja por chamada pública ou por qualquer outro mecanismo que venha a substituí-lo, deverá ocorrer de forma coordenada ao leilão termelétrico. Atualmente, o empreendedor termelétrico pode contratar determinada capacidade de gasoduto (comprometendo-se com um *take-or-pay* como carregador de gás) e não obter êxito no leilão de energia; ou pode obter êxito no leilão de energia sem contratar a respectiva capacidade no gasoduto (risco de falta de suprimento de gás). Desta forma, deve-se estabelecer uma condição precedente na contratação de capacidade de gasoduto que vincule suas obrigações como carregador de gás ao sucesso do empreendedor no leilão de energia.

Cabe enfatizar que tanto a contratação de energia como a contratação de capacidade de gasoduto são realizadas em ambientes regulados no âmbito Federal. Desta forma, qualquer alteração na tarifa de transporte de gás, que influencie o custo operacional da usina termelétrica, deverá ser refletida no CVU desta usina. Da mesma forma, qualquer atraso na ampliação e/ou construção de um duto previamente licitado, que impacte na operação comercial da UTE, não deverá gerar penalidade ao agente termelétrico.

Adicionalmente, faz-se necessário adequar a definição do gasoduto de distribuição. Entendemos que a regulamentação existente na Lei 11.909/09 prevê, obrigatoriamente, a existência de um gasoduto de transporte entre as fontes de produção, importação, tratamento ou estocagem de gás e o usuário deste gás (concessionárias estaduais de gás,

consumidores finais, autoprodutores e autoimportadores). Um exemplo é a conexão direta de um gasoduto de distribuição a um campo de gás (ex: projeto termelétrico em “boca de poço”), que apesar de não ter previsão regulatória, de fato ocorre.

### **ANEXO III**

A APINE é favorável ao acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento, UPGNs e terminais de GNL. Entendemos que o acesso destes agentes às infraestruturas promoverá uma maior oferta de gás e um maior número de ofertantes ao mercado.

Devido à especificidade do tema, a APINE não tem opinião formada sobre o modelo a ser escolhido para cada tipo de infraestrutura de gás (UPGN, terminal de regaseificação, gasoduto de escoamento e etc.), dentre eles: (i) acesso regulado (*third part access*) ou (ii) acesso negociado, com possibilidade de aplicação da *essential facilities doctrine* em caso de negativa de acesso em função de abuso de poder dominante do detentor da instalação.

De toda forma, entendemos ser vital que a ANP seja o árbitro nas situações de conflito, em qualquer do(s) modelo(s) que venha(m) a ser escolhido(s) para cada infraestrutura.

## **ANEXO IV**

*a. No sentido da harmonização das regulações estaduais e federal, quais os mecanismos que poderiam ser implementados? Quais os incentivos ou condicionantes que poderiam ser propostos aos Estados para que façam os devidos aperfeiçoamentos no marco regulatório? Qual(is) seria(m) o(s) caminho(s) possível(is) para uma uniformização de normas para definição de autoprodutores, autoimportadores e Consumidores Livres entre estados?*

Conforme está retratado neste anexo, mesmo após a criação do autoprodutor (AP) e autoimportador (AI) pela Lei 11.909/09, é fato que sua implementação nos Estados ocorre de forma precária e com práticas discriminatórias. Desta forma há poucos incentivos ou mesmo a inviabilidade do AP, AI e consumidores livres (CL) saírem do ambiente cativo da distribuidora de gás.

Cabe enfatizar que o termo de compromisso de gás entre o agente termelétrico e a distribuidora local de gás canalizado é documento obrigatório para cadastro do empreendimento termelétrico no leilão de energia. Desta forma, as distribuidoras de gás claramente utilizam desta obrigação como poder de barganha para o aceite, por parte do agente termelétrico, de condições comerciais abusivas.

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-se 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.

Desta forma, a APINE defende mecanismos de incentivo a boas práticas regulatórias. Como sugestão de incentivo, propomos que o leilão do gás da partilha seja realizado em duas etapas. Primeiramente, caberá a ANP estabelecer diretrizes mínimas para a aplicação da figura do AP, AI e CL, considerando os princípios estabelecidos na Lei 11.909/09 em seu art. 46 §1, quais sejam: razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação. Adicionalmente, caberá a ANP avaliar quais os Estados que implementaram estas diretrizes mínimas.

Em uma segunda etapa, classificam-se os Estados para o leilão do gás da partilha. A ideia aqui é realizar um incentivo similar àquele que os produtores de biodiesel obtêm nos leilões de venda de B100: somente produtores de biodiesel que incentivam a agricultura familiar podem participar da primeira fase do leilão, onde são negociados 80% da demanda a ser contratada; todos os produtores participam da segunda etapa, onde são negociados os 20% restantes da demanda. Obviamente, a primeira fase do leilão tem preços elevados e mais atrativos aos produtores, incentivando assim a agricultura familiar.

No caso do gás da partilha, o leilão poderá ser dividido em duas fases: na primeira fase, participarão os agentes consumidores, comercializadores e apenas as distribuidoras de gás cujo Estado utiliza boas práticas de regulamentação, segundo a avaliação prévia da ANP. Em uma segunda fase, todas as distribuidoras estaduais podem participar.

*b. Diante dos desinvestimentos e do reposicionamento da Petrobras no mercado de gás natural, e da urgência de adequação, quais os ajustes de gestão e as novas competências a serem desempenhadas pelas distribuidoras? Quais serão os novos desafios para as distribuidoras na interação com uma eventual multiplicidade de agentes? Potenciais e pontos de atenção?*

A distribuidora terá um papel mais atuante, tendo que trabalhar com maior intensidade em várias disciplinas: comercial, operacional, análise de risco, etc.



No âmbito comercial, a distribuidora poderá adquirir contratos de gás natural de vários ofertantes, com prazos, curvas de volume e condições comerciais diferentes (take or pay, preços, indexadores, etc.). A distribuidora poderá, inclusive, ser um cliente de um terminal de regaseificação de GNL, comprando gás no mercado spot e/ou regulado. Desta forma, uma maior gestão de contratos da distribuidora, e mesmo do órgão regulador, será necessário.

No âmbito operacional, a distribuidora poderá operar liquidando diferenças entre a oferta e a demanda de gás da sua área de concessão, objetivando otimização dos contratos (ex: reduções de take or pay; ganhos na compra de gás spot, etc.).

No cenário atual, onde a Petrobras possui um grande portfólio de fontes de gás (gás onshore, offshore, Bolívia e GNL), uma eventual falha de suprimento em uma determinada fonte de suprimento traz pouco impacto à distribuidora. A diversificação de ofertantes de gás com portfólio de gás restrito, em um primeiro momento, trará um incremento no risco de suprimento a distribuidora. Caberá à distribuidora gerenciar e escolher um portfólio de ofertantes que reduza seu risco de desabastecimento.

Finalmente, com a viabilização do CL, AP e AI, a distribuidora terá que definir e gerenciar as migrações destes clientes entre os mercados livres e regulados, e seu consequente impacto no suprimento de gás.

*c. Quais medidas práticas de curto, médio e longo prazo poderiam ser implementadas para o desenvolvimento do mercado de gás natural?*

Como mencionado em resposta ao Anexo I, o acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento, UPGN e terminais de regaseificação, além da solução dos entraves tributários, deverá, já no curto prazo, estimular o desenvolvimento do mercado de gás.

Entretanto, somente este acesso não é suficiente para tal desenvolvimento. É preciso que as condições comerciais do gás sejam transmitidas ao longo de toda a cadeia, do produtor do gás até o usuário final.

Assim, o acesso de terceiros aliado ao incentivo através do mecanismo do leilão do gás da partilha deverá estimular às boas práticas regulatórias, tanto no âmbito Federal como Estadual.

No longo prazo, será importante comparar os impactos da adoção de boas práticas regulatórias no desenvolvimento do mercado de gás natural e da indústria nos diversos Estados.

## ANEXO V

### *Alocação de Riscos*

*17. Se por um lado a falta prolongada de suprimento de gás natural em momentos de escassez hidrológica (e alto preço da energia elétrica no mercado spot) pode ser suficiente para inviabilizar financeiramente o negócio de geração termelétrica, por outro essa cláusula de penalidade transfere riscos de natureza estranha à indústria do gás, provocando grande resistência dos potenciais supridores.*

Primeiramente, considera-se que a qualificação das partes envolvidas se mostra essencial para um modelo integrado entre o setor de energia e o de gás. Empreendedores devem ter capacidade financeira e técnica para cumprir com seus contratos e também maturidade para exigir condições de contrato bem avaliadas e equilibradas entre as partes, como alocação de risco, valoração de penalidades e garantias e condições de contrato viáveis.

O MME e EPE, com validação da ANP, deveriam exigir a qualificação do supridor de gás por meio de critérios técnicos e da experiência das empresas e qualificações financeiras, como a quantidade de GNL movimentada ou produção de gás própria e declaração de viabilidade de fornecimento de GNL.

*(I-a) Nesse sentido, qual seria a forma mais adequada de comprometer o supridor de gás natural ou GNL com a geração termelétrica?*

Antes de responder diretamente o questionamento, é importante frisar que, atualmente, a penalidade não assegura o comprometimento do supridor de gás. De fato, como os supridores de gás não aceitam a penalidade da Resolução ANEEL 583/13 na íntegra, o empreendedor termelétrico é quem assume a totalidade ou parte da penalidade desta resolução. Assim, o empreendedor termelétrico é duplamente penalizado, pois, em caso de indisponibilidades decorrentes de falta de combustível, tem de honrar sua exposição financeira apurada junto à CCEE, valorada ao PLD vigente, e de assumir a penalidade por falta de combustível que não consegue repassar ao supridor de gás.

Importante também frisar que a referida penalidade da ANEEL somente é aplicada para a falta de combustível, não sendo aplicada para indisponibilidades decorrentes de falhas de equipamento e/ou falhas diversas. Independente do motivo da indisponibilidade, o empreendedor termelétrico assume a exposição ao PLD e tem seu lastro reduzido, o que já representa uma penalidade suficientemente rígida para induzir o comportamento que se pretende incentivar, que é a geração de energia e a segurança do sistema. Desta forma, sendo a penalidade adicional às penalidades já aplicadas, propomos a eliminação da penalidade por falta de combustível (Resolução ANEEL 583/13).

Entretanto, no intuito de dar garantia ao suprimento da cadeia de gás natural, a EPE e o MME poderão estabelecer condições comerciais mínimas para o supridor a serem incluídas nos contratos de compra e venda de gás para o setor termelétrico. Nesse sentido, entendemos que uma cláusula rescisória relevante é suficiente para garantir o comprometimento do supridor no longo prazo. Já para assegurar a performance do serviço no curto prazo, penalidades pontuais de performance seriam mais adequadas para assegurar este compromisso.

Esta cláusula rescisória deverá considerar um percentual do valor de cada contrato, e não mais vínculo ao PLD, bem como as condições mínimas de desempenho para gatilho da rescisão (número de falhas, tempo da remediação da falha, etc). Adicionalmente, caberá às partes estabelecer uma penalidade a ser aplicada nos casos pontuais de ocorrências de falha correspondente ao valor do serviço prestado.

*(I-b) Em caso de eliminação da cláusula de penalidade, deixando a cargo dos agentes a livre negociação das penalidades por falta de suprimento:*

*(i) que tipo de penalidade podemos esperar que seja praticada?*

Penalidade deverá ser proporcional ao valor do serviço prestado durante o tempo de descumprimento.

No caso de cláusula de rescisão, sugerimos que o valor da penalidade seja equivalente a 3 ou 4 meses do valor do serviço em condições plenas de operação, similar à cláusula

estabelecida nos contratos de óleo diesel e óleo combustível assinados nos A-3 de 2005 a 2007.

*(ii) seria efetiva na atração de novos entrantes e na diversificação dos supridores?*

A eliminação da penalidade da Resolução ANEEL 583/13 deverá atrair um maior número de agentes termelétricos, que hoje não aceitam assumir a penalidade não repassada ao supridor de gás. Também deverá haver um maior número de ofertantes de gás aos empreendedores termelétricos, que atualmente não aceitam a penalidade integral.

*(iii) de que forma seriam ajustadas as estratégias de comprometimento de longo prazo com o suprimento, por exemplo em situações de escassez do insumo e/ou grandes mudanças nos preços internacionais de gás?*

O comprometimento de longo prazo viria, primeiramente, pela correta habilitação de supridores de gás natural pelos órgãos responsáveis e, eventualmente, pela aplicação da penalidade por rescisão contratual. Estas condições são necessárias para a validação do contrato de suprimento de gás pela EPE para fins de habilitação técnica em leilões de novos empreendimentos de geração.

Quanto à questão comercial, caberá ao agente termelétrico e o supridor de GNL determinar a possibilidade ou não de revisão do preço do contrato ao longo do GSA (cláusula de “*price review*”). Em caso de grandes mudanças nos preços internacionais de gás, o empreendedor poderá propor uma repactuação do CVU da usina que deverá ser analisado pela ANEEL. Da mesma forma, a ANEEL poderá propor uma alteração do CVU da usina, que somente será realizada caso o supridor do GNL aceite a repactuação do contrato de fornecimento.

*(I-c) No caso de falha de fornecimento de GNL, a multa paga pelo supridor ao comprador praticada pelo mercado equivale ao valor da carga. É possível compatibilizar essa precificação da indisponibilidade do insumo, usual no mercado de GNL, com as penalidades relativas à indisponibilidade da usina termelétrica? Como?*

Dois grandes motivos fazem com que o supridor do GNL não aceite a penalidade atual do setor elétrico: a ausência de limite de responsabilidade (*liability*) e a vinculação ao valor de PLD. O vínculo com o valor do PLD cria um desconforto aos fornecedores de GNL pelo fato de sua metodologia de cálculo sofrer alterações recorrentes, como a redução do valor teto de 822 para 388 R\$/MWh, e pela falta de transparência e previsibilidade de seu valor no médio e longo prazo.

Conforme mencionado, a penalidade praticada atualmente nos contratos de GNL é calculada como um percentual da carga não entregue. Esta penalidade, paga pelo supridor ao empreendedor, tem como premissa possibilitar ao empreendedor contratar no mercado spot uma carga para seu suprimento imediato, mesmo que isso incorra em sobre preço. Log, não seria aplicável o pagamento da penalidade prevista na Resolução ANEEL 583/13.

Desta forma, e considerando que nossa proposta é eliminar a penalidade, não há o que se comentar sobre a compatibilização das penalidades.

*(I-d) Como distribuir as responsabilidades pela falta de combustível ao longo da cadeia de suprimento (terminais de regaseificação, gasodutos de transporte, etc.)*

A penalidade proposta no item I-b-i deverá ser aplicada pelo agente de geração, de forma bilateral, a cada agente da cadeia de suprimento do gás. O contrato de fornecimento de GNL, bem como os contratos de serviço (transporte, distribuição, regaseificação, etc), deverão prever condições operacionais que irão determinar a responsabilidade individual de cada agente no descumprimento do contrato. Independente do valor e do impacto desta penalidade, caberá ao agente gerador honrar seu contrato de fornecimento de energia junto ao CCEE, como já ocorre nas indisponibilidades decorrentes de outras razões que não sejam a falta de combustível.

*18. Outro elemento são os prazos dos contratos de compra de energia elétrica (PPA) e de suprimento de gás natural (GSA), que são muito relevantes na financiabilidade dos projetos e na aderência entre os preços de energia elétrica e de gás natural.*

*(II-a) Em relação a esse aspecto, é recomendável flexibilizar a exigência de longos prazos para comprovação de gás para as usinas termelétricas, num esquema de horizontes rolantes para os contratos de gás?*

Nossa proposta é que o supridor de gás deve garantir o suprimento da térmica durante os 5 primeiros anos de operação, no mínimo. Posteriormente, o gerador termelétrico deverá provar a cada ano, e durante toda a vida do PPA em um horizonte rolante móvel, reservas suficientes para os próximos 5 anos de operação da UTE, através de seu supridor de gás.

Caso o supridor de gás não seja capaz de garantir a reserva para o próximo ciclo de 5 anos, caberá a ANEEL e a ANP abrir um processo administrativo, com a participação do agente gerador e do supridor, para buscar os melhores esforços para solução do problema. Em caso de impossibilidade de suprimento ao gerador, a ANEEL estará facultada a rescindir o PPA, sem penalidade ao agente gerador. Para exemplificar a aplicação da regra, caso o empreendedor termelétrico não comprove no ano 6 a reserva referente ao ano 11, a rescisão de seu PPA poderá ocorrer ao final do ano 10. Nesse cenário, a EPE poderia realizar um leilão A-3 ou A-5 que substituiria a energia referente ao contrato rescindido.

Importante frisar que, devido ao tempo e a previsibilidade ao qual poderá haver a rescisão do PPA, não caberá penalidade ao agente gerador.

Cabe notar que, com a abertura do mercado e um potencial aumento no número de ofertantes, é possível que a comprovação de reservas venha pela soma da comprovação de reservas de vários fornecedores. Caberá ao empreendedor buscar fornecedores que comprovem o maior período de reservas, visto o impacto direto na financiabilidade do projeto, como será visto a seguir.

*(II-b) Essa flexibilização deveria ser aplicada apenas para as termelétricas que tenham acesso a fornecedores alternativos de gás natural?*

Na realidade, a referida exigência é aplicável às termelétricas que comprovam a disponibilidade de combustível através de reservas de gás natural *on shore*. Para os empreendimentos termelétricos a GNL, cabe ao empreendedor comprovar que há

capacidade de regaseificação disponível e reservada para seu empreendimento em terminal de gás Liquefeito ou Unidade de Regaseificação, sendo necessário apresentar, ainda, LP, LI ou LO quando o referido Terminal de Gás Natural Liquefeito ou Unidade de Regaseificação não estiver em operação comercial.

Portanto, a flexibilização da exigência deve ser aplicável apenas às termelétricas que comprovam a disponibilidade de combustível através de reservas de gás natural *on shore*.

*(II-c) E como tratar o caso de indisponibilidade de gás durante o horizonte “rolante” de suprimento amparado por comprovação de contratos e das reservas?*

Cabe aqui realizar uma distinção para as indisponibilidades de gás no período cuja comprovação de gás foi realizada. Caso esta indisponibilidade tenha ocorrido por problemas conjunturais e, havendo a possibilidade de reversão da indisponibilidade no curto prazo (ex: um rompimento de um duto ou um problema na UPGN), tal indisponibilidade deverá ser tratada como descrito no item 17.

Por outro lado, caso a indisponibilidade esteja relacionada a um problema estrutural (ex: avaliação equivocada de reservas ou problemas no reservatório de gás), dever-se-á tomar as providências propostas no subitem II-a deste item 18 (processo administrativo com a participação da ANEEL, ANP e do agente termelétrico).

*(II-d) Como adequar os prazos contratuais dos PPA (em geral mais longos) com a comprovação das reservas de gás natural praticadas na indústria de petróleo e gás natural?*

Cabe aqui esclarecer um item importante: o prazo para a comprovação de reserva não deverá estar, necessariamente, associado ao prazo do GSA. Defendemos que, durante todo o tempo do PPA, deverá haver um ou mais contratos de gás suficientes para suprir à térmica. Este(s) contrato(s) de gás deverá(ão) ter condições comerciais estabelecidas até o final do PPA, trazendo assim equilíbrio financeiro da térmica. Entretanto, a comprovação de reservas deste(s) GSA(s) deverá respeitar a regra do tempo mínimo inicial de 5 anos e do horizonte rolante, conforme subitem II-a.



*19. No caso de horizontes rolantes para comprovação do gás, o descasamento dos prazos do GSA e do PPA pode acarretar uma ampliação dos riscos relacionados à renegociação das condições de suprimento e dos preços, além do risco moral.*

*(III-a) Como conciliar GSAs de curto ou médio prazo com PPAs de longo prazo?*

Item já respondido na seção anterior.

*(III-b) A redução dos prazos dos PPAs poderia atenuar os riscos descritos, sem a necessidade de elevado esforço regulatório?*

A redução dos prazos do PPA impactaria diretamente nas taxas de financiamento. PPAs de curto prazo implicam potencialmente em uma contratação de energia a preços bastante superiores em relação aos praticados atualmente, devido ao aumento do spread bancário em consequência do risco associado ao mercado de curto prazo, o que pode dificultar ainda mais a inserção de termelétricas a gás na matriz energética.

A solução de horizontes rolantes com critérios de prazo mínimo e aviso prévio de rescisão de contrato viável para organização de novos leilões favorece a confiabilidade do suprimento de gás, permitindo inclusive o aumento do prazo dos PPAs e GSAs, o que poderia possibilitar a otimização da amortização de investimento, melhores preços de gás e ainda favoreceria o investimento em infraestrutura no país (ex. terminais de regaseificação *on-shore*).

*(III-c) De que forma é possível compatibilizar o financiamento de longo prazo com prazos mais curtos de PPA e GSA?*

Novamente, como nossa proposta é a manutenção dos prazos vigentes dos PPAs e GSAs, caberá ao empreendedor buscar supridores que comprovem o maior volume de reservas, reduzindo assim a possibilidade de falta de reservas ao longo do PPA.

No atual ambiente econômico, não vemos condições de se obter financiamentos de longo prazo, em condições competitivas, com uma diferença de prazo entre o GSA e o PPA tão relevante (ex: 15 anos de financiamento e 5 anos de PPA e GSA).

*(III-d) Estariam os bancos dispostos a aceitarem um requisito de GSA com duração inferior ao PPA?*

Abstemo-nos de opinar. Cabe notar que nossa proposta é que o GSA e o PPA tenham duração equivalente.

*(III-e) Que arranjo de prazos e modalidades contratuais do setor elétrico com o setor de gás promoveriam a diversificação de agentes, o aumento da competitividade e o desenvolvimento dos mercados?*

Acreditamos que as propostas supracitadas tendem a diversificar o número de agentes, principalmente o número de ofertantes de gás. As regras vigentes são desbalanceadas ao agente produtor de gás, já que traz um viés conservador para comprovação de reservas e extremamente punitiva nos casos de falta de suprimento.

*20. Por fim, as cláusulas de indexação de contratos são igualmente importantes.*

*(IV-a) O atual regramento de reajuste dos preços dos combustíveis nas parcelas fixa e variável das termelétricas (Portaria MME nº 42/2007) pode ser aperfeiçoado? De que forma?*

Entendemos que algumas alterações podem ser realizadas, em um curto espaço de tempo, sem grandes impactos a legislação vigente e com grandes benefícios ao setor, tais quais: inclusão da inflação americana na parcela em dólar do preço do GNL; adequação de todas as componentes que compõem o preço do GNL para média mensal; alteração da receita fixa, referente à parcela do combustível ( $Rf_{comb}$ ), para revisões mensais; possibilidade de indexar um percentual do  $Rf_{demais}$  ao dólar e inflação americana com ajustes mensais em virtude de custos associados a esta moeda (ex: afretamento de FSRU ou mesmo financiamento em moeda estrangeira).

*(IV-b) Quanto aos fatores que determinam os reajustes, permitir referências distintas para a parcela flexível e a inflexível contribuiria na negociação das condições de suprimento de gás?*

Certamente a possibilidade de incluir diferentes valores e fórmulas ao preço do GNL para as parcelas referentes aos despachos firmes e flexíveis contribuirá para as negociações. Atualmente, há grande probabilidade do GNL que irá suprir o Brasil ser precificado pela bacia do Atlântico (origens Trinidad & Tobago e EUA). Este mercado precifica o gás a Henry Hub. Entretanto, para a parcela flexível do despacho, como o supridor de GNL não vê a garantia da compra do gás no mercado brasileiro, este supridor poderá precificar esta parcela flexível pelo mercado marginal, hoje NBP ou JKM. Neste exemplo, a parcela inflexível do gás seria indexada a Henry Hub e a parcela flexível a NBP, JKM ou mesmo a composição destes dois índices, podendo o preço do gás flexível ser mais caro que o gás firme. A possibilidade de flexibilizar a fórmula de preços claramente retira incertezas no suprimento, trazendo preços mais competitivos ao setor.

### ***Modelo de suprimento de gás natural***

*21. O modelo de suprimento de gás natural é essencial para garantir a competição entre supridores e maior eficiência econômica na compra do recurso. Atualmente, nos leilões, os projetos de usinas termelétricas já participam “casados” com seu supridor de gás natural e ofertam um custo variável unitário (CVU) e inflexibilidade fixos (pré-determinados). Nesse sentido, cabe esclarecer os seguintes pontos junto ao mercado:*

*(V) Haveria benefícios em flexibilizar as declarações de CVU e de inflexibilidade nos leilões, permitindo distinção sazonal (e mesmo com maior granularidade) dos valores? Essa flexibilidade seria útil no processo de negociação do suprimento do gás natural?*

Gostaríamos de melhor entendimento da proposta de flexibilização supracitada para comentarmos. A falta de previsibilidade do despacho é uma questão muito importante para otimização de contratos de suprimento de gás.

*(VII-a) Quais as vantagens e desvantagens de um modelo que promova a realização de leilões de energia apenas por eficiência termelétrica, com a compra do gás sendo gerida por um comprador único e seu custo repassado aos consumidores? Seria esta (e suas variantes) uma alternativa eficiente?*

É necessário um amplo debate quanto à adoção de um comprador único dado suas vantagens e seus riscos. O leilão puramente baseado em eficiência acarreta, necessariamente, na aquisição de gás diretamente do comprador único, o que limita a liberdade de aquisição de gás pelos empreendedores termelétricos. Esse processo impede a formação de um mercado competitivo e transparente dado o estágio atual de desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil, o que é contrário as diretrizes do Gás para Crescer. Por outro lado, a alternativa do comprador único deve ser avaliada pelos agentes que tenham interesse em criar uma figura de mercado que assuma os riscos de suprimento para um eventual condomínio.

A compra de gás por um único agente poderia reduzir consideravelmente os custos de transação. Além disto, esta possibilidade apresenta outras vantagens, como (i) preços competitivos de aquisição de GNL em decorrência do ganho de escala, o que viabilizaria a construção de um novo terminal de GNL em determinados cenários; (ii) facilidade de logística para a utilização de terminais; (iii) mitigação dos efeitos do despacho flexível, em decorrência do por efeito de portfólio, por exemplo, onde o início do despacho de uma térmica poderia ser contrabalanceado pelo fim do despacho de outra térmica em casos de despacho em submercados distintos, o que reduziria a volatilidade de suprimento de gás decorrente do despacho das usinas térmicas em bloco. Neste modelo, o empreendedor termelétrico concentraria suas atenções na performance da sua unidade geradora (*core business*). O grande desafio desta proposta é identificar quem seria o ente responsável por realizar esta compra centralizada.

Por outro lado, uma das desvantagens em um modelo de leilão por eficiência é a diminuição do número de agentes. Atualmente, o parque de geração de térmicas a gás é representado por unidades de médio porte, com potência instalada média de 215 MW e mediana de 150 MW. Como a eficiência termelétrica está diretamente relacionada ao tamanho do empreendimento, que se estabiliza aproximadamente após 500MW de

potência instalada, é possível que um leilão por eficiência venha a contratar apenas grandes projetos, o que claramente restringe o número de agentes. Ademais, ao se realizar a expansão do sistema baseado em um número pequeno de grandes projetos, deve-se avaliar os riscos associados ao suprimento de energia.

Outra questão é que a competição entre projetos passaria a ocorrer sítio a sítio. Assim projetos localizados em regiões mais favoráveis a eficiência de usinas com turbina a gás (por exemplo, em baixas altitudes e/ou onde a temperatura ambiente seja menor) seriam beneficiados. Apesar de positivo em termos de eficiência energética local, outros fatores como distância da carga ou de linhas de transmissão poderiam ser menosprezados. Ademais, um gerador verticalizado em termos de suprimentos de gás pode preferir não participar do condomínio sob gestão deste comprador único. Face ao exposto, competição baseada em eficiência dos projetos de geração é insuficiente do ponto de vista energético global para o sistema.

*(VII-b) Como equacionar a adequada remuneração dos investimentos num modelo como esse?*

Em modelo deste tipo, a térmica seria remunerada para manter o ativo disponível e em eficiência pré-estabelecida, via receita fixa, e pelo O&M variável nos momentos de geração.

*(VII-c) Como a forma de operação da usina pode impactar na remuneração dos custos operacionais (ex.: número de partidas, rampas, tempos de resposta, etc.)?*

Há grande impacto quando a usina é contratada para uma finalidade de despacho e acaba exercendo outra. É importante que as regras sejam transparentes, antes do leilão, para não haver pedidos de repactuação de tarifas, prejuízos, desequilíbrios, etc.

Sobre a questão das rampas, o ideal é precificar o custo da partida, em R\$/MW no ato do cadastramento da térmica no leilão. Além disto, na fase de cadastro, o empreendedor deverá estabelecer um valor para a carga mínima da usina. (ex: térmicas a motor não

incorrem em grande perda de eficiência associadas ao *heat rate* quando operam fora da capacidade nominal; entretanto, térmicas a turbina perdem mais de 10% de eficiência quando despachadas a 50% da carga).

### *Aperfeiçoamento do planejamento integrado gás-eletricidade*

*22. Uma discussão fundamental no âmbito de um planejamento integrado é como fornecer sinais econômicos que fomentem investimentos com o melhor custo-benefício global, levando em conta a necessidade combinada de expansão da geração termelétrica, de transmissão de energia e da infraestrutura logística do gás natural, bem como os elevados investimentos envolvidos e as possibilidades e limitações inerentes a cada setor.*

*(VIII-a) Uma das alternativas para promover a expansão integrada de gasodutos e termelétricas a gás seria por meio de leilões coordenados, com formato ainda em aberto. O conceito fundamental passa por identificar regiões não supridas ou deficitárias de gás natural por restrição de transporte e fomentar a contratação coordenada de gasodutos e termelétricas. Essa alternativa é compatível com a busca por fornecer os sinais econômicos corretos?*

A maneira mais rápida de promover a chegada de gás até uma região é via implementação de um cliente-chave com alto volume (ex: fábrica de fertilizante, térmica, indústria química e etc.). Neste sentido, usar uma termelétrica como cliente-chave é interessante visto que seu prazo de sua implementação é bem definido (entrega de energia em 3 ou 5 anos, a depender do leilão) e o prazo de PPA (15 a 25 anos) viabiliza e dá previsibilidade ao setor do gás e ao investidor que implantará o gasoduto.

*(VIII-b) Quais fatores seriam determinantes para que esses leilões de fato contribuíssem para o desenvolvimento da indústria do gás, mantendo a competitividade da geração termelétrica?*

Primeiramente, a térmica deverá gerar uma demanda de gás grande o suficiente para permitir a alavancagem do gasoduto e portanto, viabilizar sua construção até a região que se deseja investir. Caso contrário, o custo do gasoduto tenderá a ser desproporcional ao investimento total, inviabilizando o projeto termelétrico. É importante frisar que, segundo a Lei 11.909/09 em seu artigo 4º, recursos provenientes da CIDE e da CDE poderão ser utilizados para viabilizar a construção de gasodutos com este interesse (gasodutos estruturantes).

Adicionalmente, é vital que haja disponibilidade do insumo e logística na malha existente para suprir o novo gasoduto que será construído, tanto para a demanda da térmica, como do mercado em potencial que se deseja desenvolver. Finalmente, é importante que a região que se deseja desenvolver tenha minimamente uma demanda reprimida por gás ou que haja algum diferencial específico (ex: região com reservas de potássio e/ou fosfato com a possibilidade de fabricação de fertilizante).

Assim, este gasoduto estruturante deverá estar previsto no PEMAT e deverá atender critérios de seleção estabelecidos pela EPE, o que irá permitir razoabilidade, publicidade e transparência aos agentes, tanto da indústria do gás, como do segmento termelétrico.

*(VIII-c) Que outros modelos poderiam ser mais eficazes na coordenação da expansão da infraestrutura de gás e energia elétrica?*

O desenvolvimento da infraestrutura também pode ocorrer da forma inversa ao item anterior: pode-se motivar projetos de linhas de transmissão estruturantes para regiões com reservas de gás mais distantes de gasodutos. Assim, cria-se assim a infraestrutura necessária para projetos “gas to wire”, monetizando a reserva de gás e desenvolvendo a região do entorno da térmica.

Por conseguinte, tanto o formato do gasoduto quanto das linhas de transmissão estruturantes para coordenação dos investimentos em energia elétrica e infraestrutura com interesse de incentivar o desenvolvimento do mercado de gás numa região restringe a competição nos leilões de energia já que direciona necessariamente a localização das usinas termelétricas. Logo, sugere-se que as usinas associadas a esses gasodutos ou



linhas de transmissão sejam também estruturantes. No mínimo, caso a infraestrutura logística permita uma diversidade de pontos de aproveitamento essa licitação pode ser realizada por leilões regionais.

Independente do modelo de incentivo descrito nos itens acima, a contratação de capacidade de gasoduto de transporte pelo agente termelétrico, via chamada pública ou qualquer outro mecanismo que venha a substituí-lo, deverá ocorrer de forma coordenada ao leilão termelétrico. Atualmente, o empreendedor termelétrico pode contratar capacidade de gasoduto (comprometendo-se ao um *take-or-pay* como carregador de gás) e não obter êxito no leilão de energia; ou pode ter êxito no leilão de energia sem contratar a capacidade no gasoduto (risco de falta de suprimento de gás). Desta forma, deve-se estabelecer uma condição precedente na contratação de capacidade do gasoduto que vincule suas obrigações como carregador de gás ao sucesso do empreendedor no leilão de energia.

*(IX-a) Ainda nesse sentido, a formulação e incorporação de sinais locacionais que melhor reflitam a otimização os investimentos em transmissão de energia é necessária. Na busca por maior transparência e efetividade desses sinais, quais as vantagens e desvantagens de se promover uma mudança na forma de cálculo da TUST?*

Apesar da TUST dar um sinal locacional para a seleção do local de implementação da térmica, este sinal não é suficiente para determinar a região que se deseja realizar a expansão do sistema. É importante verificar que há inúmeras outras variáveis que influenciam a competitividade da térmica e que, quando combinadas, podem inclusive trazer um viés antagônico em relação ao sinal econômico da TUST: benefícios como SUDAM e SUDENE, diferentes alíquotas de ICMS nos Estados para aquisição de gás e maquinário, mesmo as tarifas estaduais de distribuição de gás e água contribuem com maior peso que a própria TUST.

*(IX-b) E quanto à iniciativa de promover leilões regionais?*

De fato, se for interesse do regulador motivar a instalação de térmicas em determinadas regiões, o estímulo a leilões regionais é uma alternativa. Caso isto não ocorra, as



variáveis citadas acima, aliadas a proximidade da fonte do gás (terminal de regas existente, proximidade de portos ou de gasodutos), tendem a definir o local de implementação da térmica.

Sendo interesse do regulador a promoção de leilões regionais, é importante que haja critérios técnicos transparentes de forma a não privilegiar um grupo específico de agentes e/ou fontes e/ou regiões, promovendo a ampla competição entre os agentes.

*(IX-c) Como relacionar os sinais locacionais aplicados nos leilões de energia elétrica aos sinais resultantes da tarifação de transporte de gás natural?*

Apesar da tarifa de transporte de gás ter um peso relativamente grande no  $C_{comb}$ , as diferentes tarifas de transporte de gás propostas na Consulta Pública 14/2016 da ANP não são suficientes para dar um sinal locacional adequado aos leilões de energia.

*26. Adicionalmente, o desenvolvimento de recursos de gás natural não associado podem agregar flexibilidade na logística de suprimento e viabilizar novas formas de contratação, podendo se constituir como instrumentos de redução dos custos de gás e geração termelétrica.*

*(X-a) Qual o ponto de equilíbrio entre flexibilidade e inflexibilidade termelétrica, para uma matriz elétrica que necessita, e continuará necessitando, de despachabilidade?*

A resposta para esta questão é bastante complexa visto que a teoria nem sempre consegue acompanhar a prática. Atualmente, mesmo que o ponto de equilíbrio resultasse em térmicas 100% flexíveis, é bastante árduo conseguir contratos de GNL de longo prazo, totalmente flexíveis, em um ambiente sem previsibilidade de despacho.

Cabe ressaltar que o ritmo de contratação de térmicas flexíveis tende a depender, principalmente, da evolução das energias renováveis intermitentes (eólica e solar). Logo, é possível que cada vez mais o equilíbrio pese para a flexibilidade, embora não necessariamente a contratação de térmicas 100% flexíveis seja possível.

Desta forma, tão importante quanto o equilíbrio entre flexibilidade e inflexibilidade é a relação entre montante de energia intermitente *versus* energia flexível (despachável). Caberá a EPE definir esta relação e incentivar os leilões termelétricos, não somente olhando o atendimento da carga, mas também a manutenção desta relação (intermitente x parcela flexível da térmica).

Assim, considerando tanto a carga como a relação citada acima, o sucesso dos leilões indicará se o sinal de preço e o nível de inflexibilidade estão ajustados (CVU, ICB, etc).

*(X-b) E nesse sentido, como revelar a justa precificação da flexibilidade do suprimento de gás natural?*

É difícil avaliar a justa precificação, visto que a própria proporção de gás associado e não associado no âmbito nacional vem mudando ao longo do tempo, o que deve maximizar o valor da flexibilidade. Ainda, dependendo da região e do produtor de gás, pode ocorrer a completa impossibilidade de ter um contrato totalmente flexível. Desta forma, a precificação tende a ser diferente por região, supridor, etc. Como referência, o preço do GNL flexível, em alguns casos, supera em mais de 15% o valor do GNL 100% firme, sendo que grande parte dos produtores de GNL se negam a fazer um contrato com uma flexibilidade inferior a 50%.

Especificamente no mercado de GNL, em virtude da sobre oferta estrutural existente para os próximos anos, a diferença de preços do GNL firme x flexível encontra-se na faixa de 15%. Entretanto, na medida em que o mercado de GNL volte a ficar equilibrado, esta diferença poderá voltar a patamares superiores a 20%, como ocorria no passado.

*27. Investimentos em estruturas de estocagem de gás natural podem ser muito úteis na otimização do uso dos recursos energéticos e para atenuar os efeitos da variabilidade da demanda, especialmente em um cenário de desverticalização da indústria do gás.*

Primeiro é importante mencionar que existem diferentes tecnologias de estocagem subterrânea que oferecem diferentes benefícios. Contudo, a localização e dimensão dessas infraestruturas dependem das condições geológicas e proximidade com a rede de

transporte de gás. Assim, para propor a melhor solução, o investidor de estocagem deve conhecer as necessidades dos clientes em termos de volume e taxa de injeção e retirada.

*(XI-a) Em que dimensão a estocagem de gás natural será necessária? Quais sinais econômicos e regulatórios seriam fundamentais para viabilizar esses investimentos no médio e longo prazo?*

Um ponto importante é que essa infraestrutura exige investimento significativo com necessidade de operação de longo prazo para garantir o retorno adequado dos investimentos. Por ser uma infraestrutura nova no Brasil, incentivos devem ser promovidos de modo a garantir a contratação de longo prazo e a oferta dos seus benefícios (flexibilidade, segurança do suprimento, diminuir a infraestrutura necessária para atendimento a demanda máxima, valorizar a capacidade ociosa da infraestrutura possibilitando a entrega do gás quando houver disponibilidade) ao setor de gás. A correta remuneração dos investidores em estocagem deve levar em conta todos os seus benefícios serviços proporcionados ao sistema.

Destaca-se atualmente alguns desafios regulatórios que estão associados a estocagem de GNL em FRSUs e podem ser generalizados para outros tipos de estocagem: não há segregação de estoque entre o gás dos clientes; é necessário realizar uma conta balanço para harmonizar entradas e retiradas de gás pelos clientes ao longo do tempo; é importante definir regras claras para a responsabilidade na reposição dos estoques e seus impactos entre os clientes da estocagem.

*(XI-b) Como compatibilizar o despacho termelétrico (flexível ou inflexível) com a entrega de cargas de GNL (discretas)?*

A compatibilização do despacho com a entrega das cargas de GNL pode ocorrer com a estocagem de gás (item descrito acima) e também com uma melhor previsibilidade do despacho. Para o supridor de GNL, a previsibilidade no despacho é tão importante quanto a própria flexibilidade da UTE. Esta previsibilidade do despacho está relacionada tanto às datas de nominação das cargas quanto a duração do despacho.

Sobre a previsibilidade em relação à nominação das cargas, é importante afirmar que os supridores e os terminais de GNL trabalham com calendários anuais, realizados com antecedência de cerca de 6 meses (ADP – *annual delivery plan*). Durante o processo de elaboração do ADP, o empreendedor deve estabelecer um cronograma com as datas de chegada de cada navio no terminal de regas. Para o despacho inflexível, o gerador termelétrico sazonaliza sua parcela de inflexibilidade junto ao ONS e estabelece suas cargas no ADP do supridor de GNL e terminal de regas. Entretanto, para as cargas flexíveis, o potencial despacho semanal do ONS inviabiliza a elaboração de um ADP, o que reduz bastante o número de supridores a ofertar ao mercado brasileiro. Um paliativo ao empreendedor termelétrico é a utilização de estocagem via FSRU, atualmente extremamente cara.

Adicionalmente, os supridores de GNL, que aceitam a possibilidade de despacho semanal do ONS, cobram hoje um valor de cerca de US\$ 0,3-0,5 / MM BTU a mais do gerador termelétrico. Esta tarifa serve para reservar um espaço em terminal de regaseificação de um mercado líquido de GNL, caso o Brasil não possa receber o navio em função da ausência de demanda termelétrica. Desta forma, uma redução das datas de nominação da parcela flexível reduziria o preço do GNL e, por conseguinte, aumentaria o número de ofertantes. Uma nominação mensal (PMO) seria uma alternativa para redução da volatilidade do despacho. Outra alternativa é o despacho em datas específicas alinhadas ao ADP (ex: uma térmica de 500 MW, 100% flexível, necessita de 8 navios de GNL por ano, desta forma o ONS teria 8 datas pré-estabelecidas no ADP de despachar a térmica).

Finalmente, quanto à previsibilidade relacionada à duração do despacho, nossa sugestão é possibilitar o gerador termelétrico, no ato do cadastramento da térmica no leilão, estabelecer um tempo mínimo de despacho para a parcela flexível da termelétrica. A partir deste tempo mínimo, todos os despachos flexíveis desta térmica deverão ser múltiplos deste tempo mínimo. Durante este tempo mínimo, o  $C_{comb}$  da térmica deverá ser fixo, de forma a mitigar as variações do preço do GNL e do dólar ao longo deste tempo mínimo de despacho. Neste contexto, o empreendedor termelétrico pode escolher o tempo mínimo de despacho equivalente ao consumo de um navio de GNL, dando assim previsibilidade a toda a cadeia de suprimento de GNL. Este tempo mínimo deverá

ser considerado no cálculo do  $\Delta k$ . De forma a mitigar um aumento drástico no valor do  $\Delta k$ , recomendamos que o gerador termelétrico possa escolher um tempo diferente dos atuais 60 dias para o despacho antecipado.

*28. Ressalta-se que o despacho termelétrico “na base” também possui entraves devido à necessidade de manutenção da infraestrutura de E&P, que resulta na sua indisponibilidade e penalidades, e da estratégia comercial de produção do petróleo.*

*(XII) Tendo isso em vista, seria necessária alguma regra especial de despacho para acomodar esta necessidade, ou a apuração usual de indisponibilidades é suficiente?*

A apuração usual é suficiente. É importante considerar o desenvolvimento do mercado de gás natural e, por consequência, a criação do mercado secundário para responder a questão acima. No caso de eventuais faltas de suprimento de gás por indisponibilidade da infraestrutura de E&P, não acomodadas no TEIF e IP declarados pelo empreendedor termelétrico, este empreendedor deverá buscar, no mercado secundário de gás natural, um gás para ser utilizado como *backup*. Adicionalmente, até a criação do mercado secundário, o MME deverá criar um mecanismo que possibilite o uso do gás da partilha para este fim.

*29. É reconhecido que as termelétricas fornecem serviços e produtos que poderiam ser tratados de forma separada, tais como segurança energética e elétrica, atendimento à ponta, acompanhamento da curva de carga.*

*(XIII-a) Como reconhecer os produtos e serviços oferecidos pelas usinas termelétricas, além do suprimento energético?*

O mercado de eletricidade tem como característica intrínseca o balanceamento quase instantâneo entre oferta e demanda. Portanto, os geradores devem ser capazes de acompanhar a curva de carga a todo o momento. No entanto, os requisitos exigidos destes agentes no momento da contratação de energia não são suficientes para distinguir

as condições de qualidade proporcionadas por cada produtor. Ou seja, o mercado trata a energia elétrica para suprimento energético indistintamente, como uma commodity.

Além do suprimento energético, outros serviços prestados por geradores podem agregar qualidade ao suprimento de energia no intuito de possibilitar o funcionamento apropriado da rede e atendimento da carga, como auto-restabelecimento e controle secundário de frequência. Estes serviços são regulamentados pela ANEEL e conhecidos como serviços ancilares, embora não sejam avaliados pelo mercado quando da contratação de energia elétrica. Em face ao exposto, nota-se que o serviço de acompanhamento da demanda atualmente não é reconhecido como serviços ancilares e tão pouco remunerado na contratação da energia.

*(XIII-b) Como definir e precificar esses produtos e serviços de forma adequada?*

A remuneração dos serviços ancilares foi discutida em Audiências Públicas da ANEEL, sendo realizada atualmente por pagamentos anuais que visam o ressarcimento dos custos incorridos pela prestação dos mesmos. Nesta linha, os leilões de energia consideram apenas as características técnicas e condições operativas das usinas necessárias para o suprimento de energia elétrica. Quaisquer outros serviços prestados pelos geradores, além daqueles previstos nos certames, devem ser remunerados via encargos.

É possível que a prestação destes serviços pelos geradores seja previamente incluída nos editais dos leilões e precificada pelos agentes. No entanto deve-se observar o risco de distorção na competitividade nos leilões, em face das diferentes características das fontes participantes. Esse desafio pode ser solucionado por leilões específicos por tipo de serviços e produtos. Uma sugestão é a divisão dos certames em duas modalidades: (i) geração de energia na base (serviço de segurança energética) e (ii) acompanhamento da carga por geração flexível.

Além do exposto, serviços e produtos eletro-energéticos distintos exigem do empreendedor térmico contratação e logística de combustível adequadas. Logo, deve-se associar às modalidades de contratação descritas acima exigências de contratos de

fornecimento específicos (pouco flexíveis para o serviço de segurança energética e flexíveis para o serviço de acompanhamento da carga).

*(XIII-c) De que forma seria possível incentivar a maximização dos benefícios intrínsecos a cada tipo de usina?*

Atualmente, o critério de precificação não valora particularidades dos serviços prestados pelos projetos termelétricos e o benefício que esses projetos agregam ao sistema. Com uma correta precificação do benefício de cada fonte, os agentes são estimulados a realizar os investimentos necessários para a prestação desses serviços. Como discutido na pergunta anterior, uma alternativa para viabilizar a prestação desses serviços no futuro é a contratação de energia por meio de leilões específicos para cada modalidade de serviço prestado. Por outro lado, é fundamental a remuneração dos empreendedores atuais pelos custos incorridos na prestação do serviço de acompanhamento de carga. Essa remuneração poderia ser realizada via encargos como sucede no caso de serviços ancilares. Adicionalmente, poder-se-ia criar regras que incentivem eficiência e não apenas regras que penalizem as ineficiências de forma a maximizar os benefícios intrínsecos a cada tipo de usina.

*(XIII-d) A expansão deve fomentar a especialização das usinas termelétricas, por serviço?*

O problema de acompanhamento da curva de carga é sobreposto pela característica intermitente das usinas eólicas e solares que tem participado de maneira relevante da expansão de capacidade instalada do sistema. Por conseguinte, cada vez mais se torna necessário a utilização de usinas termelétricas com características de geração flexível que permita o acompanhamento das variações da carga líquida. Neste âmbito, a especialização das usinas termelétricas é importante, pois distingue a contratação em serviços segurança energética (geração constante de base) e acompanhamento de carga (geração flexível). A contratação do serviço de acompanhamento de carga deve, inclusive, estar associado à contratação de cada projeto de expansão da geração por meio de fontes intermitentes. Em paralelo, deve ser avaliado o impacto nas condições



comerciais e operacionais dos agentes que prestam estes serviços atualmente. Por exemplo, caso mal dimensionada, a geração termelétrica na base levará o deslocamento da geração das usinas hidrelétricas levando a GSF sistêmicos, além de vertimentos desnecessários (turbináveis).

*(XIII-e) As ferramentas computacionais disponíveis necessitam de aperfeiçoamento para capturar estes serviços?*

É importante destacar que a metodologia de quantificação da necessidade de energia flexível para o sistema deve ser transparente e considerar a capacidade de prestação deste serviço por outras fontes. Para tanto as ferramentas computacionais utilizadas atualmente precisam de aperfeiçoamentos para capturar as necessidades elétricas de atendimento a carga e não apenas energéticas do sistema. Ou seja, além de atendimento energético nos patamares de carga semanais, os modelos devem perceber a variação da carga e geração intermitente em patamares horários, além de características elétricas e de confiabilidade.

*30. Por fim, é evidente a importância de institucionalizar ferramentas computacionais de apoio ao planejamento integrado de gás natural e energia elétrica, com o objetivo de demonstrar as sinergias e quantificar os benefícios dessa abordagem.*

*(XIV-a) Quais as principais características e aspectos de modelagem destas ferramentas?*

*(XIV-b) Quais precisam ser adaptados ou desenvolvidos?*

*(XIV-c) Quais as formas de incorporar essa abordagem na atual estrutura de ferramentas e planejamento dos setores?*

A integração entre suprimento energético (geração x transmissão), logística de transporte de gás são as principais necessidades e aspectos de modelagem destas ferramentas. Atualmente, não existem ferramentas de planejamento de domínio público que contemplem características peculiares do segmento de gás. O único modelo de



domínio público é o modelo NEWAVE que representa as UTEs de forma simplificada. Seria interessante o mercado ter informações sobre a utilização das infraestruturas de gás, de forma a possibilitar a determinação de desenvolvimento potencial, considerando restrições de infraestrutura. A transparência de informações é essencial para possibilitar a identificação de restrições de infraestrutura na cadeia do gás e possibilitar o planejamento de despacho.

## **ANEXO VI**

Primeiramente, cabe ressaltar a importância de uma transição estruturada e segura do atual gestor da malha de gasoduto para qualquer outro agente que venha a ser criado para realizar tal atividade. Ainda, a APINE é favorável à qualquer conceito que promova a diversificação de ofertantes, que estimule o mercado secundário de gás e que possibilite o acesso não discriminatório de múltiplos agentes à malha de gasoduto.

Entretanto, com as informações disponíveis neste anexo, ainda não está claro quais serão as reais autonomias, atividades, responsabilidades e delegações do novo gestor independente da malha (ex: o gestor poderá interferir na operação do terminal de regas? Caso esta interferência gere um custo de sobre estadia do navio ao agente comprador da carga de GNL, como o pagamento desta sobre estadia será tratado?).

Desta forma, a APINE sugere um aprofundamento das discussões entre os agentes, liderados pelo MME, antes de tecer seus comentários sobre o gestor independente.

## **ANEXO VII**

Primeiramente, a APINE é plenamente favorável ao uso do gás da partilha para a promoção de um mercado secundário de gás, promoção da liquidez e etc.

Adicionalmente, como exposto no Anexo IV, os leilões do gás da partilha podem ser utilizados como instrumento para motivar a harmonização da regulamentação nas esferas Estaduais e Federais. Além disto, como exposto no Anexo V item 28 XII, o gás da partilha também poderá remediar eventuais problemas de falta de lastro de gás à termelétrica.

Cabe salientar que a diversificação de ofertantes de gás ocorrerá a medida que haja um processo previsível e contínuo de leilões de blocos exploratórios, sejam eles no regime de partilha ou concessão. Além disto, é importante que haja uma transparência na comercialização do gás, bem como nas expectativas de volume a serem ofertados ao mercado.

Finalmente, é importante frisar que a APINE é contra a qualquer tratamento diferenciado ou subsídio do gás da partilha por segmento de consumo. Defendemos um

tratamento isonômico para os segmentos que utilizam o gás como matéria-prima, geração de eletricidade, industrial, GNV, não-industriais e etc.

## **ANEXO VIII**

De forma geral a APINE apoia as iniciativas em curso para alteração e uniformização das regras relacionadas ao ICMS entre os Estados da Federação.

É importante salientar que sendo o gás natural o principal insumo em uma termelétrica a gás, e considerando que grande parte da saída de energia da térmica é diferida (operações interestaduais), há de fato um acúmulo de ICMS pelo gerador termelétrico. Cabe aqui citar, que a Iniciativa do Gás para Crescer não aborda esta problemática.

Outra questão tributária relevante para a cadeia do gás são as diferentes interpretações entre os Estados para a tributação de ICMS para ToP ou SoP (*take or pay ou ship or pay*). Nossa posição é que não deve haver incidência de ICMS, visto que não há ocorrência do fato gerador (circulação de mercadoria ou transporte interestadual).

Sobre o SWAP operacional, atualmente a tributação do ICMS do gás natural se dá na origem e é atrelada ao fluxo físico. Os carregadores e transportadores têm dificuldades para emissão dos documentos fiscais, com risco de autuação por descumprimento da legislação. Neste ponto corroboramos a solução desta Iniciativa: que o faturamento da venda do gás natural seja feito pelo fluxo contratual ao invés do fluxo físico.

Como explicitado anteriormente, a APINE é favorável a abertura dos terminais de regaseificação à terceiros. Entretanto, para que haja clareza relativa à forma de tributação, uma definição do conceito da atividade de regaseificação por terceiros tem que ser definida: prestação de serviços (com incidência de ISS) ou industrialização por encomenda (com incidência de ICMS). Tal conceito deve estar alinhado com o entendimento do STF e STJ sobre o assunto, ou seja:

a) o ISS não incide nas operações de industrialização sob encomenda de bens e produtos que serão utilizados como insumos em processo de industrialização ou de circulação de mercadoria, pois incidirá o ICMS. Neste caso, deve ser avaliada a possibilidade de suspensão do ICMS e IPI.

b) Por outro lado, quando o produto industrializado sob encomenda for destinado para uso da própria empresa encomendante na qualidade de consumidora final, incidirá o ISS.

Ainda, é importante considerar a necessidade de revisão da tributação e legislação para compartilhamento de cargas no FSRU. Parte dos FSRUs contém tanques que segregam o GNL dentro do navio. Entretanto a existência dos tanques está relacionada a questões de segurança operacional e não há a possibilidade de segregar o GNL entre os agentes que utilizam o terminal. Assim, o GNL importado por um agente será utilizado pelos demais agentes do terminal. Posteriormente, deverá haver um balanço de entradas e retiradas de GNL entre todos os usuários do terminal. Este “swap temporal” entre agentes deverá ser regulamentado.

Finalmente, ainda sobre a importação do GNL, faz-se necessária a criação de uma regulamentação, via instrução normativa da Receita Federal, do desembaraço aduaneiro do GNL, levando em conta as suas especificidades. Hoje o uso da mercadoria (regaseificação) ocorre antes do desembaraço aduaneiro. Ainda sobre a importação do gás, é imprescindível uma definição do Estado para o qual deve ser recolhido o ICMS da importação de gás: estabelecimento onde se efetuou o despacho aduaneiro de importação ou do estabelecimento importador do produto.

