

O GÁS NATURAL NO BRASIL:

**ANÁLISE DOS PRINCIPAIS ASPECTOS
INSTITUCIONAIS E REGULATÓRIOS**

**/ ANÁLISE DA
SUBVENÇÃO AO ÓLEO
DIESEL NO BRASIL**

Foto: Pixabay

Revista Energia, Ambiente e Regulação
Nº 01. Outubro/2018 a março/2019
<http://rcgilex.com.br/revistaear/>

EQUIPE EDITORIAL

/ Diretor científico (RCGI)

Julio Meneghini

/ Diretor de Comunicação e Disseminação de Conhecimento (RCGI)

Gustavo Assi

/ Diretor do Programa de Política de Energia e Economia (RCGI)

Edmilson Moutinho dos Santos

/ Coordenação geral

Hirdan Katarina de Medeiros Costa

/ Editoras

Karina Ninni e Raíssa Moreira Lima Mendes Musarra

/ Conselho Editorial

Edmilson Moutinho dos Santos, Hirdan
Katarina de Medeiros Costa, Karina Ninni e
Raíssa Moreira Lima Mendes Musarra

/ Jornalista responsável

Karina Ninni (MTB 025874)

/ Projeto Gráfico e Diagramação

TEMPLE

/ Contato

rcgi.lex@usp.br

A REVISTA ENERGIA AMBIENTE E REGULAÇÃO APRESENTA PRODUÇÕES CIENTÍFICAS INTERDISCIPLINARES, ABRANGENDO IMPORTANTES ÁREAS COMO ENERGIA, CIÊNCIAS AMBIENTAIS, DIREITO E REGULAÇÃO. AO DIVULGAR CIENTISTAS E SUAS PRODUÇÕES ACADÊMICAS NACIONAIS E INTERNACIONAIS, A REVISTA APROXIMA INSTITUIÇÕES RELACIONADAS AOS TEMAS, ALÉM DE PROPORCIONAR AO LEITOR TEMAS RECORRENTES A ESSES RAMOS.

04

ENTREVISTA COM EDMILSON MOUTINHO DOS SANTOS, ECONOMISTA, ENGENHEIRO E PROFESSOR DA USP

19

O GÁS NATURAL NO BRASIL: ANÁLISE DOS PRINCIPAIS ASPECTOS INSTITUCIONAIS E REGULATÓRIOS

35

ANÁLISE DA SUBVENÇÃO AO ÓLEO DIESEL NO BRASIL

/ ENTREVISTA: EDMILSON MOUTINHO

“TRAZER A PETROBRAS DE VOLTA PARA O MERCADO DE GÁS DEVERIA SER ESTRATÉGIA NACIONAL”, AFIRMA EDMILSON MOUTINHO DOS SANTOS, PROFESSOR DA USP

Por Karina Ninni

Jornalista e doutoranda do Programa de Pós Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da USP (IEE/USP).



Foto: Arquivo pessoal



Em entrevista de uma hora e meia para a primeira edição do Boletim RCGILex, Edmilson Moutinho dos Santos, economista, engenheiro e professor associado do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP) falou sobre as perspectivas para o gás natural brasileiro, o desafio do gás do Pré-sal no contexto dos contratos de partilha, a proximidade do momento de renegociação do contrato de fornecimento de gás pela Bolívia, os compromissos brasileiros de redução de emissões e o Renovabio, e também sobre as recentes medidas aprovadas pelo Congresso que permitem à Petrobras vender seus ativos e chamar parceiros para áreas de cessão onerosa. Para ele, “deveríamos pensar maneiras de trazer a Petrobras de volta para o negócio do gás.”

De acordo com os últimos boletins mensais de petróleo e gás da ANP, cerca de metade do gás natural brasileiro já vem do Pré-sal. Como enxerga essa tendência?

Ela demonstra que a relação de forças mudou: a maior parte do gás já está vindo da nova fronteira produtiva e ela é muito nova ainda. É muito positivo que o país esteja tirando mais de 50% da produção da nova fronteira. O problema é que, como acontece com fronteiras, especialmente offshore, elas ainda não estão conectadas ao sistema logístico apropriado. Se isso já é grave para a indústria do gás como um todo – pois nosso sistema logístico de transporte e distribuição de gás em terra é emergente – a parte referente ao escoamento da nova fronteira produtora até a costa praticamente não existe. E a viabilização desses projetos na história do Brasil sempre foi muito dependente da Petrobras. É a estatal que investe, contrata e assume os riscos de toda ordem – de engenharia, tecnológicos, ambientais e, principalmente, comerciais. A importância dos riscos comerciais nos contratos de transporte de gás não deve ser negligenciada. Para viabilizar a construção de um gasoduto, é preciso não apenas o comprador do gás, propriamente dito, mas também um comprador do serviço de transporte. São os carregadores que compram esse serviço, antecipadamente, na expectativa de poderem vender o gás em datas futuras. Os gasodutos da rota 1, 2 e 3, assim como toda a infraestrutura de transporte onshore, não precisaram conviver com os riscos típicos associados a essas obras, pois a Petrobras bancou os riscos e eles passaram a ser um mero problema de engenharia.

Já a rota 4...

Ela não sai de sua fase de negociações; e tem sido dito que é uma obra dedicada à iniciativa privada. O investidor que o Estado atraiu, concentrado no Grupo Cosan, até se coloca de maneira muito agressiva, mas não encontrou ainda o modelo de negócio. Entre as dificuldades, podemos destacar: primeiro, o país não favorece esse tipo de obra, que tem longo prazo de maturação e é capital intensiva; segundo, além dos investimentos altos, os riscos são igualmente elevados, sobretudo os comerciais. Não há certeza sobre como vai evoluir a

retirada de gás do lado do consumo. Essa é a grande dificuldade para que qualquer agente privado possa exercer o papel de carregador em sua plenitude. É preciso dar urgência à logística que permitirá que o gás do Pré-sal possa chegar à costa. E creio que temos possibilidade de explorar algumas alternativas não vinculadas a gasodutos.

Poderia citar algumas?

No projeto 26 do Fapesp Shell Research Centre for Gas Innovation (RCGI), trabalhamos com visões alternativas dos modais de escoamento do gás, das zonas de produção aos consumidores finais. Três dissertações de mestrado foram depositadas em agosto e devem ser defendidas até o início de outubro de 2018. Denis Farias trabalhou com sistemas de pequena e média escala de liquefação de GNL (Gás Natural Liquefeito) em terra para posterior movimentação do gás aos consumidores finais via rodoviária. Cylon Liaw tem um olhar complementar e explora as condições de movimentação do gás por via ferroviária. Já Roberto Ignácio explora as possibilidades de plantas de liquefação offshore em pequena e média escala.

TALVEZ DEVÉSSEMOS ESTAR CRIANDO CONDIÇÕES PARA INDUZIR A PETROBRAS A VOLTAR PARA ESSE NEGÓCIO DO GÁS. DEVERIA SER UMA ESTRATÉGIA NACIONAL, PORQUE NÓS PRECISAMOS DELA NO MUNDO SUPER ARRISCADO DO GÁS. SEM ELA, TALVEZ VENHAMOS A DESCOBRIR QUE A INICIATIVA PRIVADA NÃO DÁ CONTA DE GERENCIAR RISCOS TÃO ELEVADOS E OS INVESTIMENTOS NÃO SE MATERIALIZARÃO.”

Como o governo trata essas opções alternativas em seus modelos de planejamento?

Cabe ao planejador perguntar-se o quão viável seria mudar toda uma lógica de infraestrutura gasífera concentrada exclusivamente em gasodutos. Essas visões ainda não entram nos PDEEs (Planos Decenais de Energia Elétrica), nem no cenário tecnológico dos atores que estão no mercado. Liquefazer em pequena e média escala, principalmente no mar, exige-nos pensar em toda a logística do GNL em pequena e média escala: o navio, o terminal de recepção conectado às possíveis vias de escoamento, que seriam a própria rede, ou rodovias e ferrovias, como se faz com o GLP (Gás Liquefeito de Petróleo). Trata-se particularmente de se buscar formas que viabilizem a produção do gás em campos de produção médios, pois tendo a acreditar que os grandes campos vão encontrar suas vocações. Eventualmente, serão grandes o suficiente para legitimar um navio exportador de GNL em larga escala. Nos campos muito pequenos, o gás será reinjetado ou usado nas plataformas. O problema são os médios campos.

Há algum tempo você dizia que não via o Brasil exportando gás...

Bem, por enquanto, o gás offshore está sendo reinjetado, para aumentar a produtividade na produção do petróleo. Todos os operadores são conservadores e não desejam assumir riscos operacionais que possam conduzir a eventuais paralisações na produção de petróleo. Em algum momento no futuro, esses campos virarão campos principalmente de gás e outros destinos deverão ser encontrados para o gás. Quando são usados muitos poços injetores, em algum momento se perde produtividade e começa-se a reciclar o gás injetado, antecipando a morte do campo como um campo de óleo. Há um limite para a estratégia produtiva adotada no Pré-sal.

Você afirma que os contratos de partilha de produção não são um bom negócio para a União levando-se em conta a necessidade de dar uma destinação para o gás da União. Poderia explicar?

Os contratos de partilha foram concebidos, inicialmente, principalmente, em países emergentes que tinham uma estrutura financeira fiscal precária, como Nigéria ou Angola, onde havia risco de o Estado não conseguir receber a sua parcela nas rendas (o dinheiro) do petróleo. Esses países tinham a sua empresa estatal de petróleo (uma National Oil Company, NOC) bem consolidada. Então, esses contratos sugeriram como forma de usar a estatal como braço financeiro e fiscal do Estado. Ou seja, garantia-se que o Estado ficaria com alguma coisa da riqueza do petróleo através da parcela de produção encaminhada à NOC. Porém, globalmente, nunca se resolveu completamente os muitos problemas da transparência que nascem nos processos de venda do óleo do Estado. Muito desse óleo estatal nunca desembarca dentro do país, ele segue os caminhos exportadores. Assim, garante-se o controle do Estado sobre as rendas petroleiras geradas através da estatal do Petróleo.

No Brasil, não precisávamos disso, pois o Estado tem uma estrutura fiscal financeira que funciona bem: o Tesouro, a Receita Federal. As transferências financeiras de produtores para o Tesouro, via ANP, estão consolidadas. Os sistemas de controle das contas públicas são bem montados, há transparência. Desde a criação da ANP, nunca houve justificativas para inviabilizar o atual modelo de arrecadação. Que eu saiba não tem havido problemas com fraudes fiscais. O sistema das concessões funciona bem e o Estado leva o que lhe cabe. O mesmo modelo com pequenos ajustes teria funcionado a contento para o Pré-sal. O argumento para os contratos de partilha é de que o Pré-sal é muito mais produtivo e o Estado precisava garantir para si maior participação nas rendas petroleiras geradas. Isso é fato, mas o Estado poderia ter aumentado as taxas e cargas tributárias aplicadas nos recursos do Pré-sal, por exemplo, criando instrumentos adicionais à participação especial, já prevista nos contratos de concessão. Ele é o dono do recurso e define as regras do jogo previamente. Com os contratos de partilha surgiu a necessidade de se fazer a gestão e monetização do petróleo e gás do Estado.

Aí criaram a nova estatal, a PPSA, que, desde já precisa preocupar-se com a definição de quem fará o trading ou venda do óleo e gás estatal.

Aprovou-se há pouco a Lei nº 13.679/2018, que permite à Pré-sal Petróleo S/A a venda direta de óleo do Pré-sal.

Ora, a contratação de traders especializados na venda offshore de petróleo é cara; são operações sofisticadas e com altas taxas de administração. No entanto, se a própria empresa vai fazê-lo, quem controlará essa empresa, que faz trading offshore de petróleo em nome do Estado? Talvez autorizar a venda direta seja a única solução, mas será um perigo sempre presente de baixa transparência. Teremos de criar toda a contabilidade disso, dentro da administração estatal. Contudo, vou além: se a PPSA já tem dificuldades para comercializar o petróleo da União, como é que vai comercializar o gás da União? As quantidades de gás são expressivas, mas ele está no mar e, em princípio, distante da infraestrutura que poderia viabilizar sua monetização. Pode-se dizer que o valor desse gás, para o Estado, é zero, tanto que está voltando para a terra. Bem difícil explicar para a sociedade que um ativo público tem valor zero. Depois, quem decidiu, em nome do Estado, pela reinjeção desse gás? É um ativo do Estado cujo aproveitamento econômico está sendo postergado para 20 ou 40 anos no futuro. E como valorizar isso? Como priorizar o escoamento do gás da União se amanhã, supondo a construção da Rota 4, surgirem mercados marginais para o gás do Pré-sal? Em minha opinião, criou-se uma confusão desnecessária.

Mas grandes consumidores parecem ter interesse nesse gás do Estado.

Sim, e aumentarão as pressões dos grandes consumidores, que alegarão que o gás deve ser uma energia “muito barata”, oferecida quase sem ônus aos grandes consumos – essas movimentações já estão em andamento. O paradoxo fica, então, completo, pois o Estado terá de construir toda uma logística caríssima para dar ao gás a um preço subsidiado a ser oferecido aos grandes consumidores. Que sentido tudo isso faz? Na minha modesta opinião, há de se concentrar todos os esforços, sem distração, para os problemas reais do gás:

falta de logística e falta de mercados suficientemente robustos para facilmente absorver os excessos de oferta de gás. Este deveria ser um problema exclusivo das operadoras, sem nenhuma participação direta do Estado. Agora, algo que minimiza o problema da União é que, para uma boa parte desse gás, vai surgir um mercado formado pelos próprios operadores offshore, no mar. Há plataformas, por exemplo, que necessitam do gás, pois precisam reduzir emissões. Essas, em vez de queimarem diesel, queimarão gás em suas unidades de geração de energia. Então, para se “livrar” do compromisso de ter de vender seu gás em terra, a União poderá ofertar seu gás, localizado em lugares remotos offshore, a preços irrisórios, para os demais operadores que atuam no mar: US\$ 1, US\$ 2, US\$ 3 por milhão de BTu, no máximo. E quando os consumidores industriais, que pagam dez vezes isso, souberem, vai gerar mais confusão.

O Decreto presidencial 9.355/18 definiu normas para vendas de campos e blocos exploratórios da Petrobras, como parte da estratégia de “desinvestimento” da estatal. No final de junho o Plenário da Câmara dos Deputados aprovou o Projeto de Lei 9839/17, que permite à Petrobras transferir a outras petroleiras até 70% de seus direitos de exploração de petróleo do Pré-sal nas áreas de cessão onerosa. A sociedade recebeu muito mal essas medidas. Como você as vê?

Em 1995 aprovamos a mudança constitucional da quebra do monopólio e a nova regra do jogo foi: a Petrobras ficava com tudo que era dela até então, mas teria de comprovar capacidade de investimento e uma agenda de investimento. E, já naquela época, a estatal não detinha recursos financeiros para desenvolver todos os seus compromissos. Então definiu-se a política dos “blocos vermelhos” e dos “blocos azuis”. Se bem me lembro, os azuis eram os super bons, nos quais a estatal não queria sócios. E os vermelhos eram bons e para os quais a Petrobras se abria sem problemas para receber sócios. Houve blocos para os quais a estatal não teve capacidade de comprovar investimentos. Foram devolvidos para o governo e formaram os primeiros blocos que foram para leilão. Durante muito tempo essa foi a porta de entrada das operadoras privadas, que participavam como sócias da Petrobras, o que ajudou a aliviar

toda a ideologia que estava por trás dessas discussões, que é a mesma de hoje: “vamos vender coisas da Petrobras, vamos desnacionalizar as concessões etc.”

Os sócios trouxeram dinheiro novo, tecnologia nova, não ameaçaram a Petrobras. Todo mundo acabou aceitando “transferências de ativos”, como uma prática internacional da indústria do petróleo. Empresas de petróleo trocam ativos o tempo todo, por diferentes razões, faz parte do negócio. Lembro que, quando visitei instalações da Petrobras no Rio Grande do Norte, por volta de 2013, a produção do estado não chegava a 70 mil barris/dia. O gerente local dizia que precisaria de 1 bilhão de dólares para resgatar os 100 mil barris/dia que o estado já produzira. Ora, com um bilhão de dólares eu faria quatro ou cinco poços no Pré-sal e adicionaria quase 100 mil barris/dia. Passados 5 anos, o Estado não conseguiu reverter seu histórico de queda, e a produção está menor do que 50 mil barris/dia, com perdas terríveis de arrecadação de royalties. Se a empresa tivesse conseguido superar as ideologias e privatizado esses ativos naquela época, talvez outra empresa os visse como ativos estratégicos e tivesse feito os investimentos necessários. Casos como este só têm aumentado, englobando o Recôncavo Baiano, a Bacia do Sergipe e outras. Hoje, boa parte da Bacia de Campos está nessa situação. Praticamente todos esses ativos merecem novos olhares e novos investidores.

A mesma lógica pode ser aplicada para áreas do Pré-sal, por exemplo da cessão onerosa?

Quanto às áreas de cessão onerosa, é uma forma de antecipar negócio, antecipar investimentos. A pior coisa que pode acontecer para o país, para a empresa e para a indústria de petróleo brasileira como um todo é ter reservas paradas, estacionadas, porque o operador não tem recurso para investir e para operar. Lembrando que as brigas entre a OPEP e as grandes empresas do passado sempre foi no sentido de que aquelas empresas detinham concessões de “uma vida inteira” e, na leitura dos Estados produtores, não faziam o esforço necessário para desenvolver as áreas. O caso da cessão onerosa, sob o viés do direito da empresa de fazer uma escolha técnica, é uma boa opção, e faz parte da ordem do dia das petroleiras. E, diferente dos anos 1990, em que não havia

a percepção de que a “Era do Petróleo” pode estar ameaçada, acredito que a atualidade exige maior celeridade nas decisões de valorização desse recurso natural. Segurá-lo por muito tempo pode estar ameaçando seu valor econômico a longo prazo. É uma discussão na qual falta um pouco de bom senso.

Estudam-se 15 projetos de terminais de regaseificação em portos brasileiros. O que acha deles e quais são, em sua opinião, as perspectivas para o GNL no Brasil?

Se tivéssemos essa quantidade de terminais de GNL, concebidos de forma a descarregar o líquido, ou pelo menos parte dele, sem regaseificá-lo a bordo, seria um ganho logístico que poderíamos explorar daqui para frente. Pensar em levar esse GNL disponível na costa por rodovias ou ferrovias, onde houver. O problema é que esses 15 novos terminais seguem o modelo dos outros três, de regaseificar tudo dentro do navio. Esses paradoxos não parecem fazer sentido. Veja o caso do terminal do Porto do Açu, no Rio de Janeiro. Será que o investidor está com um modelo de negócio tão diferente, uma quebra de paradigmas? O porto certamente vai crescer e precisar de energia para suas operações, porque é excelente, uma base fantástica para suprir o próprio Pré-sal. Naquela parte do Rio de Janeiro, não tem energia disponível com o grau de segurança requerido por um porto de classe mundial. Desta forma, eles estão concebendo duas termelétricas, dentro do porto, que são a base de consumo para o terminal flutuante de GNL: uma deverá operar e outra ficará como backup. Não estão prevendo desembarcar líquido, mas está aprovado, no licenciamento ambiental, o eventual desembarque do líquido. Quer dizer, o Porto do Açu é “apagão free”: praticamente zero de chance de apagão por lá. E isso pode ser usado como chamariz para atrair empresas que queiram se instalar ali. Só que essas empresas terão de pagar a energia um pouco mais cara, que é o custo da termelétrica. Não é possível que não apareçam candidatos para comprar essa eletricidade dentro do Porto do Açu. Então, vejo sentido apenas em novas visões integradas, com ativos praticamente dedicados a um projeto maior.

Os três primeiros terminais surgiram num momento de “saia justa”, certo?

Surgiram no contexto de uma estratégia estatal num ambiente fortemente dominado por questões geopolíticas, porque estávamos preocupados com o suprimento da Bolívia e, depois, fortemente contaminado pela discussão política doméstica: havia um problema de segurança energética. As termelétricas surgiram depois do apagão, e foram construídas a toque de caixa. Logo em seguida, em 2002, 2003, começou a chover de novo, todas elas pararam e ficaram paradas por alguns anos. A Petrobras foi obrigada a comercializar o gás para quem quisesse comprar. Quando apareceu a necessidade de despachar as termelétricas, não tinha gás. E aí a Petrobras entrou em apuros com o governo, que mandou despachar as termelétricas na base e não tinha gás. E se impôs uma penalização financeira à Petrobras de tal ordem que, entre pagar a multa e construir o terminal, a estatal preferiu construir os terminais de regaseificação do Rio e de Pecém. Era uma solução emergencial. No médio e longo prazo, os custos foram elevados, pois, na maior parte do tempo, os terminais ficaram ociosos e as importações de GNL não foram firmes.

Foi uma boa solução emergencial?

Foi uma solução adequada, que só a Estatal poderia ter feito, porque não teve um sentido comercial stricto sensu. Talvez tenha se perdido menos dinheiro do que se tivéssemos ficado sem eletricidade ou pago as multas requeridas pela ANEEL. O fato resume um pouco a história de como toda a indústria de gás foi construída no Brasil. Por isso é que, olhando-a como um todo, me assusta um pouco essa ideia de estarmos transferindo toda essa responsabilidade para os privados. Porque não vejo nenhum privado com o mesmo apetite pelo risco que a Petrobras e o Estado. Talvez devêssemos estar criando condições para induzir a Petrobras a voltar para esse negócio do gás. Deveria ser uma estratégia nacional, porque nós precisamos dela no mundo super arriscado do gás. Sem ela, talvez venhamos a descobrir que a iniciativa privada não dá conta de gerenciar riscos tão elevados e os investimentos não se materializarão. Mas, se ela vier, traz os privados.

“ ESTAMOS FALANDO DE IMPORTAR GÁS DO PAÍS MAIS MISERÁVEL DO CONTINENTE, SEM ACESSO AO MAR, COM PROBLEMAS SOCIAIS BRUTAIS E QUE ENCONTRA NO GÁS EXPORTADO AO BRASIL SUA PRINCIPAL ESTRATÉGIA ECONÔMICA. O CORTE DESSAS IMPORTAÇÕES PODE TER CONSEQUÊNCIAS IMPREVISÍVEIS NA BOLÍVIA. NÓS JÁ SABEMOS O QUE ACONTECE QUANDO UM PAÍS VIZINHO FICA INSTÁVEL ECONÔMICA E POLITICAMENTE: NOSSAS FRONTEIRAS E A IMIGRAÇÃO ILEGAL SÃO INCONTROLÁVEIS.”

E nós estamos enfrentando um problema que o mundo todo começa a enfrentar agora: o gás competindo com as renováveis. Será sempre um jogo perdedor para o gás. Coloca-se lá a turbina eólica e ela vai ter de despachar primeiro. Outra regra é despachar a energia mais barata primeiro e as UHEs antigas geram energia muito barata, então despacham primeiro. Seria preciso tomar uma decisão – e ela está cada vez mais distante – de talvez colocar as termelétricas a gás durante uns 10 ou 15 anos operando mais tempo, na base. Durante esse período daríamos um jeito nos reservatórios, guardando a água, e justificariamos as bases econômicas para contratar a expansão da logística de gás, a Rota 4 ou os novos terminais de GNL, pois é preciso carga para que isso faça sentido na mão de um privado.

Nosso contrato com a Bolívia está no fim e está chegando a hora de renegociá-lo. Como acha que o país deveria proceder estrategicamente?

Esta discussão poderia estar na agenda presidencial, de todos os atuais candidatos, pois é um tema de estado, um tema geopolítico. Um primeiro argumento, a princípio contra o gás boliviano, seria: “por que importar gás se você tem um gás doméstico sedento por mercado e os mercados são escassos?” Bem, esse gás nacional ainda tem de chegar até os centros consumidores. Enquanto ele não chegar, faz sentido importar. O segundo argumento é mais favorável ao gás boliviano, isto é: “o coração da logística de importação, que é o gasoduto, está pago”. Com isso, o gás boliviano tenderá a chegar a SP mais barato do que qualquer gás doméstico poderá chegar, pois o gás nacional precisará financiar o custo da logística. Eu adiciono mais uma pimentinha nessa discussão, que é justamente a questão geopolítica. Estamos falando de importar gás do país mais miserável do continente, sem acesso ao mar, com problemas sociais brutais e que encontra no gás exportado ao Brasil sua principal estratégia econômica. O corte dessas importações pode ter consequências imprevisíveis na Bolívia. Nós já sabemos o que acontece quando um país vizinho fica instável econômica e politicamente: nossas fronteiras e a imigração ilegal são incontrolláveis. O que está acontecendo na Venezuela e em Roraima tem muito a nos ensinar. A Bolívia é um país que tem vivido bem, a economia tem crescido, a moeda deles tem

desempenho melhor do que o Real, a evolução do PIB está melhor do que a do Brasil. Muito disso é devido à exportação de gás para o Brasil. Trata-se de transação essencial para eles. Então, que sentido tem questionar esse contrato no contexto dos riscos geopolíticos que podem aparecer? Eu pensaria em renovar o contrato por mais dez anos, talvez e tentaria uma parceria comercial ampla, com algum viés bilateral, no sentido de tentar fazer o país privilegiar a compra de industrializados brasileiros. Os carros que rodam lá são japoneses. Poderiam ser brasileiros. Isso foi o que sempre faltou no contrato com a Bolívia: um acordo comercial bilateral. Descapitalizar o gasoduto, jogar o ativo no lixo, me parece falta de bom senso. Ele custou o dinheiro da nação. Antes, me parece muito mais racional construir e ampliar a parceria comercial com a Bolívia.

Como vê a questão das emissões de GEEs em um contexto como o brasileiro – país que está às voltas com a descoberta de grandes jazidas de óleo e gás e caminha para ser um dos grandes produtores mundiais nos próximos anos?

No 4º Congresso Brasileiro de CO₂ na Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, no Rio de Janeiro, assisti a uma série de palestras de autoridades brasileiras. Boa parte delas enaltecia o Renovabio como sendo “a cartada” brasileira no âmbito da redução de emissões de GEEs. Mas um dos professores presentes, expert em modelagem climática, disse, em sua palestra, que era “totalmente contra o Renovabio” e que os compromissos assumidos em Paris eram insuficientes para garantir que a temperatura da terra não suba mais que os 2o C recomendados. Apontou que seriam necessárias soluções de emissões negativas, como por exemplo a biomassa com CCS (Carbon Capture and Storage). Segundo ele, a produção de eletricidade com biomassa e CCS garantiria carros elétricos com pegada negativa, e não com pegada zero, como se diz hoje a respeito do etanol. Deveríamos, portanto, abandonar a ideia de biocombustíveis para veículos leves, já que o mundo veicular leve será elétrico, e usar a terra para produzir biocombustíveis empregados apenas em nichos onde a eletricidade não tem como entrar. Vamos supor que o professor esteja certo. Imagine o quanto vai demorar até que a sociedade entenda o que ele está falando, que pressione os seus políticos e que isso se traduza em novas políticas públicas. Muitos anos serão

necessários apenas para aquecer os debates contrários à atual política pública, já que o Renovabio ainda é pensado como solução e não como problema. Portanto, ainda que os modelos climáticos apontem cenários mais catastróficos, todas as lógicas de decisão precisam ser revistas e reformuladas, e isso requer muito tempo. No setor do gás a situação ainda é pior, porque não existem políticas públicas consolidadas para ele. Ou seja, temo que a janela para o gás esteja se fechando precocemente. Talvez a janela do etanol também venha a se fechar, mas resistirá junto aos diferentes grupos de interesse. Não vejo grupos similares a defender e enaltecer o papel do gás nos mercados energéticos brasileiros.

O que você pensa sobre o Renovabio?

Em curto prazo, ele cria instrumentos vistos como positivos; cria os créditos de carbono. Parece criar maneiras de autofinanciamento que permitem à indústria, sempre muito conservadora, propor avanços em termos de investimento, dar uns passos a mais, como produção de etanol de segunda geração, ou de bioeletricidade, ou biogás. Coisas que todo mundo sabe que precisam ser feitas. ■

O GÁS NATURAL NO BRASIL: ANÁLISE DOS PRINCIPAIS ASPECTOS INSTITUCIONAIS E REGULATÓRIOS

*NATURAL GAS IN BRAZIL: ANALYSIS OF THE MAIN
INSTITUTIONAL AND REGULATORY ASPECTS*

1. RESUMO

Esse artigo objetiva apresentar propostas para a realização de aprimoramentos institucionais e legais que contribuam para o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, especialmente em relação a sua comercialização. Diante disso, inicialmente, realiza-se um breve histórico do referido mercado no Brasil. Em seguida, são trazidos os principais aspectos jurídicos-regulatórios e institucionais do gás natural. Depois, são disponibilizadas informações sobre a iniciativa Gás para Crescer, especialmente em relação ao Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407, de 2013 (“Substitutivo”). Por fim, são realizadas as considerações finais, por meio da análise do contexto atual do gás natural.

PALAVRAS-CHAVE

GÁS NATURAL; REGULAÇÃO; GÁS PARA CRESCER.



2.ABSTRACT

This article aims to present proposals for institutional and legal improvements that contribute to the development of the natural gas market in Brazil, especially in relation to its commercialization. In the light of this, initially, a brief history of this market in Brazil is carried out. Next, the main legal-regulatory and institutional aspects of natural gas are brought forward. Then, information on the Gas for Growth initiative is made available, especially in relation to the Substitute to Draft Law 6407, 2013 (“Substitute”). Finally, the final considerations are made through the analysis of the current and future context of natural gas.

KEYWORDS

NATURAL GAS; REGULATION; GAS TO GROW.

INTRODUÇÃO

No Brasil, a indústria de gás natural se encontra em estágio emergente. Diante disso, considerando a possibilidade de expansão deste mercado, a partir da iniciativa do “Gás para Crescer”, foram propostas diversas medidas para a sua aceleração e desenvolvimento no país, tais como: (i) promoção da competição por meio da entrada de diversos agentes nesse setor; (ii) atração de investimentos por capital privado; e (iii) livre acesso às informações. A reunião de tais propostas culminou na elaboração do Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407, de 2013 (“Substitutivo”).

Neste contexto, marcado pela necessidade da adoção de medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, a análise das possíveis contribuições é justificada com vistas à diminuição das incertezas que prejudicam o desenvolvimento do mercado no país.

A metodologia empregada nesse artigo consiste na análise da literatura pertinente, dos atos normativos, como as leis, os decretos, as resoluções e as portarias, além dos relatórios, dos estudos técnicos realizados por instituições setoriais, como o Ministério de Minas e Energia (“MME”), a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (“ANP”).

O artigo está estruturado a partir desta Introdução. Na parte 1 apresenta breve histórico do mercado de gás natural no Brasil, especialmente relacionado a sua evolução regulatória. A parte 2 exhibe os principais aspectos institucionais e jurídico-regulatórios do mercado de gás natural no país. Na parte 3, são trazidas informações detalhadas sobre a iniciativa Gás para Crescer e apresentadas as considerações sobre o Substitutivo em trâmite no congresso nacional, assim como nossas conclusões.

1. O GÁS NATURAL NO BRASIL: HISTÓRICO DO MERCADO

Em 1854, o gás natural importado começou a ser utilizado no país, com a instalação de lâmpadas para a iluminação pública da cidade do Rio de Janeiro. Posteriormente, sua utilização foi expandida a partir da região Sudeste para as demais do país. A produção interna de gás natural, a partir da exploração de bacias de petróleo onshore, foi iniciada no estado da Bahia, em 1950.

Anos depois, por volta de 1980, a exploração da Bacia de Campos começou a ser realizada no Rio de Janeiro. Naquela época, a utilização do gás natural estava predominantemente relacionada ao setor industrial do Brasil.

Em 1987, houve a instituição do Plano Nacional para o Gás Natural (PNGN) e, na década posterior, de 1990, para o aumento da oferta do gás natural no país, ainda muito incipiente, foi iniciada a construção do gasoduto Bolívia-Brasil – o GASBOL, que permitiria a importação do insumo pelo Brasil a partir do país vizinho¹, que passou a ser, por muitos anos, a principal fonte de recebimento do insumo.

Também em 2006, no campo de Lula, localizado na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, foram encontradas as primeiras reservas de petróleo e gás natural na camada Pré-sal.

Desde então foram descobertas diversas outras reservas que, apesar de

1 MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson et al. Gás Natural: estratégias para uma energia nova no Brasil. ANNABLUME Editora. 2001. Página 216.

serem de difícil exploração² e possuírem custo elevado, confirmaram o Brasil como um dos países de maior produção e exportação no mundo.

Segundo dados da ANP, em seu Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural³, em fevereiro de 2018 a produção do Pré-sal totalizou 1,763 milhão de boe/d, correspondendo a 53,3% do total produzido no Brasil. Foram produzidos 1,408 milhão de barris de petróleo por dia e 56 milhões de metros cúbicos diários de gás natural por meio da exploração de 83 (oitenta e três) poços.

Após a contextualização do momento atual sobre a exploração do petróleo e do gás natural no país, passa-se à análise dos aspectos institucionais e regulatórios do gás natural no país.

2. ASPECTOS JURÍDICO-REGULATÓRIOS E INSTITUCIONAIS DO GÁS NATURAL

Constituem-se como monopólio da União (i) a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; e (ii) o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem (Art. 177, I e IV, da CF/88).

2 As bacias no Pré-sal estão localizadas em profundidades que variam de 1.000 a 2.000 metros de lâmina d'água e entre 4.000 e 6.000 metros de profundidade do subsolo.

3 O mencionado Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, disponível em: <http://www.anp.gov.br/WWWANP/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural> Acesso em 06 de maio de 2018.

Cabe aos Estados a exploração direta, ou mediante concessão, dos serviços locais de gás canalizado (artigo 25, §2º, da CF/88).

Além das previsões constitucionais, a indústria do gás natural no Brasil é regulamentada por diversas leis e resoluções, inseridas nas mencionadas esferas administrativas: a federal e a estadual. No entanto, neste estudo, serão consideradas apenas as principais, quais sejam, a Lei do Petróleo (Lei 9478/1997) e a Lei do Gás (11.909/2009).

Na Lei do Petróleo são disciplinados os objetivos da política energética nacional por meio do aproveitamento racional das fontes de energia, da preservação do interesse nacional, principalmente em relação ao meio ambiente, aos interesses dos consumidores, de forma que se garanta a expansão do mercado, a livre concorrência e a atração de investimentos privados.

Nesta Lei são descritas normas gerais para a exploração e produção do petróleo e do gás natural que são realizadas diretamente ou por meio de concessão, conforme disposto na Lei nº 9.478/1997, ou da partilha de produção, nos termos da Lei nº 12.351/2010, ou, ainda, da cessão onerosa (Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010).

SEGUNDO DADOS DA ANP, EM SEU BOLETIM MENSAL DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL, EM FEVEREIRO DE 2018 A PRODUÇÃO DO PRÉ-SAL TOTALIZOU 1,763 MILHÃO DE BOE/D, CORRESPONDENDO A 53,3% DO TOTAL PRODUZIDO NO BRASIL. FORAM PRODUZIDOS 1,408 MILHÃO DE BARRIS DE PETRÓLEO POR DIA E 56 MILHÕES DE METROS CÚBICOS DIÁRIOS DE GÁS NATURAL POR MEIO DA EXPLORAÇÃO DE 83 (OITENTA E TRÊS) POÇOS.

Em quase a totalidade dos casos se adota o regime de concessão, em que a(s) empresa(s) privada(s), geralmente organizadas em consórcio, são contratadas pela União após a realização de licitações públicas. Nesta hipótese, a iniciativa privada assume o risco exploratório em relação à descoberta do hidrocarboneto (petróleo e gás). Caso a descoberta seja declarada comerciável, torna-se necessário o pagamento de participações governamentais.

Já o regime de partilha é adotado, majoritariamente nas áreas do polígono do Pré-sal e em algumas outras consideradas estratégicas. Nestes casos, a(s) empresa(s) contratada(s) dividem com a União Federal tanto o petróleo quanto o gás natural, extraídos na área explorada. Aqui, o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) é responsável por determinar se serão realizadas rodadas de licitações ou se a Petrobras, diretamente, realizará a exploração. Ainda, a Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010 autorizou a União a cessão onerosa à Petrobras de até cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo, tendo como contraprestação o pagamento de títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado.

Ressalta-se que, com o Pré-sal, houve um aumento da arrecadação pública, considerado em participações governamentais advindas de contratos, relativas aos bônus de assinatura e aos royalties, a seguir especificados.

Os bônus de assinatura, previstos no artigo 7º, I, da Lei nº 12.3014, constituem recursos a serem pagos à Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA), como forma de remuneração pela gestão dos contratos de partilha de produção.

Essencial destacar que, segundo disposição da Lei nº 12.858/2013, tanto os recursos da União advindos dos royalties quanto aqueles oriundos das participações especiais devam ser parcialmente destinados às áreas da educação e da saúde, em cumprimento à disposição constitucional do artigo 214, caput e 196 da Carta Magna.

No mesmo sentido, a mencionada lei também disciplina as aplicações de parcela dos recursos destinados aos Estados, permitindo o desenvolvimento de pesquisas em tecnologia, necessárias à expansão da indústria pátria.

A Lei do Petróleo também trata dos aspectos institucionais do setor de energia, já que institui o CNPE e a ANP. O CNPE⁴ tem a função de assessorar o Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia, em coordenação com as demais políticas públicas do país, considerando o aproveitamento racional dos recursos do país, as especificidades de cada região, fomentando o desenvolvimento de energias renováveis e de baixo impacto ambiental.

Já o MME formula e implementa as políticas para o setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com os princípios e objetivos da política energética nacional.

A ANP é uma autarquia federal que tem como finalidade a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis.

Já a Lei do Gás trata das atividades relativas ao transporte, ao tratamento, ao processamento, à estocagem, à liquefação, à regaseificação e à comercialização de gás natural.

4 O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia. Sua estrutura e funcionamento estão dispostos no Decreto nº3.520, de 21 de junho de 2000, disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3520.htm Acesso em 06 de maio de 2018.

As atividades econômicas de transporte de gás natural podem ser exercidas por empresas ou consórcio de empresas, por meio de autorizações e concessões.

As autorizações são atos administrativos precários, ou seja, emitidos unilateralmente pelo poder público, por prazo indeterminado, que possibilitam a realização de atividades de particulares, utilizando-se os bens públicos, por conta e risco dos primeiros, e se aplicam aos gasodutos de transporte⁵ que envolvam acordos internacionais. Já as concessões são realizadas após processo de licitação pública, a partir da assinatura de contratos bilaterais, vigentes por prazo determinado, para a realização de atividades, também por conta e risco do particular. São aplicáveis a todos os gasodutos de transporte, quando estes forem considerados como de interesse nacional (Parágrafo Primeiro, do Artigo 3º, da Lei do Gás).

O acesso aos gasodutos de transporte e a cessão de suas capacidades já são atualmente permitidos pela Lei do Gás, apesar de permanecerem práticas ainda incomuns.

A estocagem e o acondicionamento de gás natural são realizados apenas por meio de concessões. As atividades de importação e exportação dependem apenas de autorização.

A distribuição, regime de serviço público, é um monopólio natural⁶. Tal condição ocorre quando, pelas características físicas e logísticas do produto – no caso, o gás natural, se torna inviável a permanência de diversos concorrentes.

5 O gasoduto de transporte é aquele por meio do qual são realizadas movimentações de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural, segundo consta no inciso XVIII, do Artigo 2º, da Lei do Gás.

6 COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros. A distribuição de Gás Natural e seus aspectos Regulatórios. Trabalho científico apresentado no 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Salvador, 2005.

A comercialização de gás natural, prevista na Lei do Gás, permite a compra e venda de gás natural no ambiente de contratação regulada e livre. No entanto, como demonstrado a seguir, ainda permanecem ausentes as regulamentações necessárias à concreta realização de transações de gás natural, entre particulares, no mercado secundário.

Passa-se à análise das principais alterações propostas pela iniciativa Gás para Crescer e do respectivo Substitutivo.

3. A INICIATIVA “GÁS PARA CRESCER” E O SUBSTITUTIVO

Diversos entraves têm impedido a expansão do mercado de gás natural brasileiro, tornando-o deficitário e pouco competitivo. Diante disso, para o aprimoramento da legislação e da regulação de gás natural, mencionada nos itens anteriores, nasceu a iniciativa “Gás para Crescer”, coordenada pelo MME, a fim de realizar análises essencialmente relacionadas ao desenho de um novo mercado de gás no país.

Neste contexto, o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural (CT-GN), instituído pela Resolução CNPE nº 10, de 14 de dezembro de 2016, no âmbito Gás para Crescer constituiu subcomitês temáticos que apresentaram propostas específicas para o aprimoramento sobre os principais temas relacionados à indústria do gás⁷.

7 Os subcomitês do Gás para Crescer: (a) SC1 – escoamento, processamento e regaseificação de GNL; (b) SC2 – transporte e estocagem de GN; (c) SC3 – distribuição; (d)

A reunião de tais propostas culminou na elaboração do Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407, de 2013⁸ (“Substitutivo”) protocolado em 21/11/2017 pelo Relator, Dep. Marcus Vicente (PP-ES). Em 06/12/2017, após prazo regimental de emendas, o Substitutivo com nova redação foi encaminhado em 17/04/2018 para a Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados aos cuidados do Relator Dep. Marcelo Squassoni (PRB-SP). Das 31 emendas, foram acatadas 11, sobretudo, conforme explicitado pelo Dep. Marcus Vicente, foram modificados conceitos do art. 3º, também foi estendido o prazo para certificação de independência de transportador, além de ser prescrita a realização de consulta pública para definição da receita máxima de transporte e da tarifa de transporte de gás natural. Ainda, alterou-se o texto do substitutivo para assegurar a adequação dos contratos de serviço de transporte, com intuito de não prejudicar os Transportadores⁹.

De acordo com o Deputado, as definições constantes do art. 3º foram alteradas com o objetivo de deixar mais claro o papel de agentes da indústria do gás natural, a classificação de gasodutos de transporte e de transferência, bem como ressaltar o respeito ao § 2º do art. 25 da Constituição Federal, que cuida da competência estadual sobre os serviços de gás canalizado.

Além das alterações citadas pelo Dep. Marcus Vicente, constata-se que o texto do Substitutivo retoma o regime de autorização para a exploração da atividade de transporte de gás natural no país, atualmente tratada na Lei do Gás como passível de concessão.

SC4 – Comercialização; (e) SC5 – Aperfeiçoamento da estrutura tributária; (f) SC6 – Matéria Prima; (g) SC7 – Aproveitamento do Gás da União e (h) SC8 – Integração com o Setor Elétrico.

8 Esse PL tinha sido apresentado em 24/09/2013 pelos Deputados Antonio Carlos Mendes Thame (PSDB-SP) e outros, que: “Dispõe sobre medidas para fomentar a Indústria de Gás Natural e altera a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009”. Disponível em: <http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>. Acesso em: out. 2018.

9 Texto do Substitutivo, datado de 06/12/2017. Disponível em: <http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>. Acesso em: out. 2018.

Gustavo Mano, em palestra no RCGI¹⁰, não se mostrou otimista com as alterações propostas no PL 6.407/2013, ao comentar o texto datado de 21/11/2017. Segundo o advogado, os problemas regulatórios existentes são de origem constitucional e a nova propositura legislativa não traz melhoras para os principais atritos regulatórios existentes. O primeiro problema, de acordo com a visão de Gustavo é o impasse entre os dois monopólios existentes na cadeia econômica do gás - o da União no upstream e o dos Estados no downstream. O segundo problema, não resolvido, é a não diferenciação técnica entre gasodutos de transporte e de distribuição, impasse este que coloca em conflito as regulações da ANP e as normas estaduais. O terceiro problema citado que não é resolvido pela nova Lei é a questão da conexão entre redes de distribuição do gás. Também foram pontuadas pelo palestrante outras incoerências no PL, como o art. 35, que fala de distribuição. Este artigo seria considerado inconstitucional, pois se trata de lei federal regulando matéria privativa às leis estaduais. O artigo 36 também foi criticado, pois, para Gustavo Mano, não cabe à ANP autorizar que as distribuidoras comprem dos produtores¹¹.

O professor Floriano de Azevedo Marques Neto¹², atual diretor da Faculdade de Direito da USP, apontou cinco principais pontos do Substitutivo: (1) regulação do preço do gás no upstream; (2) criação de um mercado secundário do gás; (3) redução a zero da alíquota do PIS/COFINS sobre gás; 4) criação do Operador do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural (ONGÁS); e (5) definição do papel do Executivo federal na política nacional de gás, além de alterar a Lei de Gás abrindo as redes de gasodutos a terceiros e pondo fim à verticalização.

10 MANO, Gustavo. Seminário sobre Gás e Regulação - Substitutivo ao PL 6407/13. 11 de dezembro de 2017. RCGI, São Paulo, SP.

11 Ressaltamos que esse texto comentado por Gustavo Mano se manteve semelhante na versão do Substitutivo datado de 17/04/2018.

12 MARQUES NETO, Floriano de Azevedo. Seminário sobre Gás e Regulação - Substitutivo ao PL 6407/13. 11 de dezembro de 2017. RCGI, São Paulo, SP.

DESTACAMOS A ÍNFIMA INTEGRAÇÃO ENTRE OS SETORES DE GÁS NATURAL E DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, COM A TOTAL AUSÊNCIA DE UMA REGULAÇÃO INTERSETORIAL, JÁ QUE TANTO O SETOR DE GÁS NATURAL QUANTO O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA ESTABELECEM SUAS NORMAS DE FORMA INDEPENDENTE E MUITAS VEZES EM MOMENTOS DISTINTOS.

Quanto ao primeiro ponto, Floriano afirma que o Substitutivo “acerta no diagnóstico, mas erra na prognose”. O problema existente no upstream do gás é de ordem concorrencial, competindo muito mais ao CADE do que à própria ANP. Infelizmente, a precificação falha em remediar adequadamente este caso. Também há dificuldade em se precificar o gás de tal maneira, dada, por exemplo, a suscetibilidade de oscilações em função do ritmo da indústria, uma grande consumidora de gás natural.

Floriano chegou a questionar a viabilidade de um mercado livre de gás no Brasil, dadas as condições físicas, econômicas e regulatórias da rede. Em comparação ao setor elétrico, que tem ampla capilarização e chega a ter redundâncias em certas áreas, o setor de gás tem gargalos que impedem a concretização deste tipo de mercado. Foi também colocada a discussão acerca da constitucionalidade do PL neste ponto, pois, na lógica de controle de preços, trata-se o upstream de petróleo como atividade econômica. Segundo Floriano, não basta ter autorização legal para precificar uma commodity em ambiente de atividade econômica. Entretanto, isto não torna a atividade imune à concentração, pois pode-se fazer uma regulação estrutural e vedar condutas anticoncorrenciais.

Em relação ao mercado secundário, Floriano mostra preocupação em criá-lo em torno de uma indústria que não tem uma matriz energética de fácil conversão. Como o mercado primário terá prioridade, existe o risco de que, uma vez restabelecida a demanda de gás, os consumidores do mercado secundário fiquem sem fornecimento, trazendo inúmeros problemas contratuais para o setor.

Quanto à criação do ONGÁS, que se assemelha ao modelo do ONS do setor elétrico, Floriano também o vê de maneira crítica, embora seja um entusiasta do modelo posto em prática pelo ONS. Segundo o professor, a lei não toca no ponto central do problema da integração nacional da rede de gás: a cisão federativa que envolve a interação entre transporte e distribuição. Foi frisado que não é possível se criar um efetivo operador nacional se a rede não for integrada nacionalmente. Para que tal integração aconteça, Floriano propõe um sistema nacional de gás em que distribuidoras e transportadoras, sob a égide da ANP e de agências locais, possam regular a rede de maneira com que esta seja operada nacionalmente.

Além das considerações de Gustavo Mano e Floriano de A. Marques Neto, ressaltamos, que o Substitutivo propõe no art. 34, o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais como as Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), os gasodutos de escoamento e os terminais de GNL, atualmente concentrados na Petróleo Brasileiro S.A. (“Petrobras”).

Ademais, o Substitutivo propõe a fiscalização das atividades integrantes da indústria do petróleo e do gás natural, a garantia do suprimento de derivados do petróleo em todo território nacional, a fiscalização do adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques Estratégicos de Combustíveis e do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis; a articulação com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive de apoio ao CNPE.

Constata-se que ao proprietário ou operador de instalações de escoamento, processamento, transporte, estocagem e terminais de gás natural passa a ser obrigatória a disponibilização, em meio eletrônico acessível aos interessados, de informações sobre as características de suas instalações, os serviços prestados, as

capacidades disponíveis, os dados históricos referentes aos contratos celebrados, as partes, aos prazos e às quantidades envolvidas, na forma de regulação da ANP.

Outrossim, destacamos a ínfima integração entre os setores de gás natural e de geração de energia elétrica, com a total ausência de uma regulação intersetorial, já que tanto o setor de gás natural quanto o setor de energia elétrica estabelecem suas normas de forma independente e muitas vezes em momentos distintos. Porém, observa-se que o Substitutivo não trata dessa interação.

Ainda, ao analisar o Substitutivo e a própria Lei do Gás é possível encontrar diversas disposições semelhantes. Diante disso, verificamos que o Substitutivo pouco acrescenta para o desenvolvimento do mercado de gás, existindo inúmeras questões que precisarão de maiores debates. Concluindo, averiguamos que os desafios não se resolvem com esse substitutivo. Conforme advogou Maria D'Assunção Costa, “o país não precisa de uma nova Lei do Gás, mas sim harmonizar a regulação já existente¹³.” ■

13 COSTA, Maria D'Assunção. “Não precisamos de uma nova Lei do Gás”, diz expert em regulação energética. Disponível em: <http://rcgilex.com.br/nao-precisamos-de-uma-nova-lei-do-gas-diz-expert-em-regulacao-energetica/>. Acesso em: 04 out. 2018.

/ ARTIGO

ANÁLISE DA SUBVENÇÃO AO ÓLEO DIESEL NO BRASIL

ANALYSIS OF THE DIESEL SUBSIDY IN BRAZIL

1. RESUMO

O Congresso Nacional aprovou, no dia 5 de setembro deste ano, a Medida Provisória nº 838 que estabeleceu uma subvenção de R\$ 0,30 por litro para todos os produtores e importadores de óleo diesel rodoviário. Essa subvenção pode representar um gasto total de R\$ 9,5 bilhões, que virão de corte em programas sociais do orçamento público. Esse valor é para assegurar aos produtores e importadores de óleo diesel um valor acima do preço do mercado internacional, pois nele estão embutidos tarifas, custos de frete e custos de importação. Apesar da maior parcela do diesel consumido no Brasil ser produzido nas refinarias da Petrobras, os preços pagos pelos consumidores brasileiros, excluindo-se os tributos e outros custos são cerca de R\$ 0,30 por litro mais altos que os pagos pelos consumidores de países ricos, como os Estados Unidos e Canadá. Em vez da subvenção, o Governo Brasileiro deveria ter proposto uma redução de tributos, somente para a parcela importada, fazendo com que os preços nas refinarias sejam compatíveis com os dos outros países que produzem óleo diesel. A boa notícia é que, no fim de 2018, acaba essa subvenção.

PALAVRAS-CHAVE

SUBVENÇÃO; DIESEL; CONGRESSO NACIONAL; MEDIDA PROVISÓRIA.

1.ABSTRACT

The Brazilian Congress has approved on the fifth of September of this year the Provisional Measure nº 838 that established a R\$ 0,30 per liter subsidy granted to all producers and importers of road diesel. The total subsidy may reach R\$ 9.5 billion, coming from public budget social programs cuts. International Parity Prices (IPP) to be received by producers and importers reflect market costs, such as quotes, freight costs, import costs. Despite most of the consumed diesel being from Petrobras refineries installed in Brazil, the prices paid by Brazilian consumers, excluding taxes and other costs, are around R\$ 0,30 per liter higher than the paid by American consumers. Instead of subsidy, the Brazilian Government should be proposed a tax reduction just for the imported diesel, making diesel refinery gate price compatible to other producing countries. The good news is that approved diesel subsidy finishes at the end of 2018.

KEYWORDS

SUBSIDY; DIESEL; NATIONAL CONGRESS;
PROVISIONAL MEASURE.

O Congresso Nacional aprovou, no dia 5 de agosto, o Projeto de Lei de Conversão referente à Medida Provisória – MPV nº 838, de 30 de maio de 2018, que concede subvenção, com recursos do Orçamento Geral da União – OGU, para o óleo diesel rodoviário comercializado no Brasil. Assim sendo, a subvenção alcança tanto o óleo diesel rodoviário produzido no Brasil quanto o importado.

A partir de cortes no OGU, foram concedidas subvenções de R\$ 0,07 por litro, entre 30 de maio e 7 de junho de 2018 e serão concedidas isenções de até R\$ 0,30 por litro, entre 8 de junho de 31 de dezembro de 2018. O valor total das subvenções pode chegar a R\$ 9,5 bilhões. Atingido esse valor, a subvenção deixará de ser paga.

O valor da subvenção será determinado a partir da diferença entre o preço de referência para a comercialização (PR), calculado a partir de metodologia estabelecida pela Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, e o preço de comercialização para a distribuidora (PC), definido pelo Poder Executivo federal.

O preço de referência poderá considerar o Preço de Paridade de Importação (PPI), ou seja, o preço pelo qual o óleo diesel importado deveria ser vendido no Brasil, podendo ser considerada a margem para remuneração dos riscos inerentes à operação de importação e ser fixado regionalmente.

O período de apuração da subvenção a ser paga ao comercializador será de, no máximo, 30 dias. O valor será calculado a partir da compensação das diferenças positivas ou negativas entre o preço de comercialização para a distribuidora e o preço de referência para a comercialização de óleo diesel.

A subvenção será determinada a partir de um preço médio do óleo diesel inferior ou igual ao preço estabelecido pelo Poder Executivo federal. Além disso, o produtor ou importador deverá autorizar a ANP a obter as suas informações fiscais relativas à comercialização e à importação de óleo diesel junto à Secretaria da Receita Federal do Brasil do Ministério da Fazenda.

A SUBVENÇÃO SERÁ DETERMINADA A PARTIR DE UM PREÇO MÉDIO DO ÓLEO DIESEL INFERIOR OU IGUAL AO PREÇO ESTABELECIDO PELO PODER EXECUTIVO FEDERAL. ALÉM DISSO, O PRODUTOR OU IMPORTADOR DEVERÁ AUTORIZAR A ANP A OBTER AS SUAS INFORMAÇÕES FISCAIS RELATIVAS À COMERCIALIZAÇÃO E À IMPORTAÇÃO DE ÓLEO DIESEL JUNTO À SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL DO BRASIL DO MINISTÉRIO DA FAZENDA.

A MPV nº 838/2018 foi regulamentada pelo Decreto nº 9.403, de 7 de junho de 2018, e pelo Decreto nº 9.454, de 1º de agosto de 2018. Além desses Decretos, foi editado o Decreto nº 9.391, de 30 de maio de 2018. Foi reduzido de R\$ 0,05 por litro para zero a Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide) incidente sobre o óleo diesel.

Também foi reduzido de R\$ 0,4615 por litro para R\$ 0,3515 por litro a cobrança de Pis/Cofins, o que representa uma redução de R\$ 0,11 por litro. Houve, então, uma redução de R\$ 0,16 por litro de Pis/Cofins e Cide por litro de óleo diesel. Somadas essas reduções de R\$ 0,11 e R\$ 0,05 à subvenção de R\$ 0,30, chega-se à redução de R\$ 0,46 por litro de diesel.

A ANP, por meio da Resolução nº 743, de 27 de agosto de 2018, regulamentou a metodologia de cálculo do preço de referência para a concessão de subvenção econômica à comercialização de óleo diesel para os períodos descritos no Decreto nº 9.454, de 1º de agosto de 2018.

No dia 30 de agosto de 2018, a ANP publicou os novos valores de preço de referência, bem como os preços de comercialização, resultantes da subtração de R\$ 0,30 por litro dos preços de referência, como, segundo a Agência, determinado pelo programa de subvenção¹.

1 Disponível em <http://www.anp.gov.br/noticias/4717->

Os preços mostrados na Tabela 1 estarão vigentes de 31 de agosto a 29 de setembro de 2018, nos termos do Decreto nº 9.454/2018.

Conforme mostrado na Tabela 1, os produtores e importadores podem receber R\$ 2,60774 por litro de óleo diesel comercializado. No entanto, o preço estimado do óleo diesel no Golfo Americano é de R\$ 2,30774.

Desse modo, povo brasileiro deverá pagar pelo óleo diesel produzido e refinado a partir do petróleo produzido na província petrolífera do Pré-sal R\$ 2,61 por litro, sendo R\$ 2,31 por litro nos postos revendedores, excluídos os tributos, os custos e as margens de transporte, distribuição e revenda.

Tabela 1 - Preços do óleo diesel de 31 de agosto a 29 de setembro de 2018

Região	Preço de referência (R\$ por litro)	Preço de comercialização (R\$ por litro)
Norte (sem Tocantins)	2,5281	2,2281
Nordeste (mais Tocantins)	2,5592	2,2592
Centro-Oeste	2,7094	2,4094
Sudeste	2,6277	2,3277
Sul	2,6143	2,3143
Média	2,60774	2,30774

O custo de extração do Pré-sal já é inferior a US\$ 7 por barril². Adicionados ao custo de extração outros custos como depreciação e amortização, de exploração, de pesquisa e desenvolvimento e de comercialização, entre outros, o custo total de produção pode chegar a US\$ 20 por barril.

novos-precos-de-referencia-e-de-comercializacao-do-oleo-diesel. Acesso em 20 de setembro de 2018.

² Disponível em <https://br.reuters.com/article/topNews/idBRKBN1AQ2PQ-OBRTTP>. Acesso em 20 de setembro de 2018.

Como o custo médio do refino é de US\$ 3 por barril³, o custo de produção do óleo diesel, com participação governamental direta, estimado em US\$ 17 por barril, é da ordem de US\$ 40 por barril, o que corresponde a cerca de R\$ 165 por barril.

Como um barril tem 158,98 litros, o custo de produção do óleo diesel é de cerca de R\$ 1,04 por litro. Assim sendo, a Petrobras receberá R\$ 2,61 por litro por um produto que lhe custa R\$ 1,04 por litro, o que representa uma margem de lucro operacional de 151%.

Propõe-se, então, que a sociedade brasileira pague, nos postos revendedores, no máximo R\$ 2,31 por litro, que não haja subvenção e que, apenas para a parcela importada, haja redução de Pis/Cofins de R\$ 0,3515 por litro para R\$ 0,0515.

Em 2014, foram produzidos 126,47 bilhões de litros de derivados nas refinarias nacionais. Nesse ano, foram produzidos 49,68 bilhões de litros de óleo diesel A. Em 2017, as distribuidoras venderam 54,77 bilhões de litros de óleo diesel.

Se em 2018 forem consumidos os mesmos 54,77 bilhões de litros, serão consumidos cerca de 5,48 bilhões de litros de biodiesel. Somado esse consumo aos 49,68 bilhões de litros de capacidade das refinarias, chega-se a uma capacidade nacional de produção de 55,16 bilhões de litros. Assim, o Brasil poderia ser autossuficiente em diesel. Como eventuais importações seriam residuais, a perda de arrecadação de Pis/Cofins também seria residual.

Em suma, existe uma solução simples que mantém a rentabilidade da Petrobras e dos importadores dentro dos padrões internacionais e não transfere para a sociedade brasileira o ônus de pagar pelo óleo diesel um preço acima do mercado internacional. ■

3 Disponível em <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/precos-e-custos>. Acesso em 20 de setembro de 2018.

Foto: Arquivo pessoal



/ FERNANDA MUNARI CAPUTO

Graduada em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo (PCU/SP, 2011), com especializações em Contratos Empresariais, pela Fundação Getúlio Vargas (FGV, 2015), e em Direito da Energia, pelo Instituto Brasileiro de Direito da Energia (IBDE, 2016). Mestranda em Ciências no Programa de Energia, pela Universidade de São Paulo (IEE/USP).
fernanda.caputo@comerc.com.br

Foto: Arquivo pessoal



/ HIRDAN KATARINA DE MEDEIROS COSTA

Advogada especialista em Petróleo e Gás Natural formada pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN). Especialista em Processo Civil pelo Instituto Brasileiro de Direito Processual (IBDP). Mestre em Energia e Doutora em Ciências pelo Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (PPGE/USP). Mestre em Direito de Energia e de Recursos Naturais pela Universidade de Oklahoma (OU), nos Estados Unidos. Pós-Doutora em Sustentabilidade pela Escola de Artes, Ciências e Humanidades da USP (EACH/USP). Pós-Doutoranda em Energia no Instituto de Energia e Ambiente da USP.
hirdan@usp.br

**/ PAULO CÉSAR RIBEIRO LIMA, PHD**

Foi funcionário do Banco do Brasil e servidor do Banco Central. Depois de se formar em engenharia, na Universidade Federal de Minas Gerais, foi aprovado em concurso da Petrobras, onde trabalhou por cerca de 16 anos. Por ter sido o primeiro colocado, escolheu o Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes), onde trabalhou no desenvolvimento de tecnologias para exploração e produção de petróleo em águas profundas. Fez mestrado em engenharia na Universidade Federal do Rio de Janeiro e doutorado na Universidade de Cranfield na Inglaterra. Sua tese de doutorado foi premiada como a melhor tese da Escola de Engenharia. Também foi professor da Universidade Estadual do Norte Fluminense, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE e do Instituto de Ensino Superior Planalto. Em 2002, fez concurso para Consultor Legislativo do Senado e da Câmara dos Deputados para a Área de Economia-Minas e Energia; foi aprovado em ambos. Ao longo dos seus 15 anos de trabalho como Consultor Legislativo, participou ativamente do processo legislativo no Congresso Nacional, com destaque para os novos marcos legais do Pré-sal, dos royalties para a educação e saúde, dos biocombustíveis, do setor elétrico e do setor mineral. Depois de 38 anos de trabalho formal, aposentou-se no dia 30 de abril de 2018. Atualmente, é consultor da Advocacia Garcez em Brasília.

paulocesar.lima@camara.leg.br

PERIODICIDADE E ENVIO DE ARTIGOS

A Revista é publicada semestralmente de forma regular e ininterrupta em versão exclusivamente eletrônica. A primeira edição foi ao ar em setembro de 2018. Os artigos devem ser enviados exclusivamente para o e-mail: rcgi.lex@usp.br nos termos descritos a seguir.

DIRETRIZES PARA OS AUTORES

Os textos recebidos são apreciados inicialmente pelo editor-chefe, que encaminhará para avaliação por membros do Conselho Editorial e, eventualmente, por pareceristas ad hoc.

As normas de apresentação do texto para o envio do artigo são:

- O arquivo deve ser enviado em formato 'DOC' ou 'DOCX'.
- A primeira página deve apresentar: a) título do trabalho; b) autoria: nome completo do(s) autor(es), formação acadêmica, filiação institucional, e-mail, telefone e endereço para correspondência.
- A segunda página deve conter: a) título em português e inglês; b) resumo em português e abstract em inglês, contendo entre 100 e 150 palavras, com indicação de 3 a 5 palavras-chave.
- Os artigos devem ter 10 mil caracteres com espaços (incluindo notas e referências bibliográficas).
- **Formatação:** tamanho do papel: A4 (21 x 29,7 cm); margens superior e esquerda: 3 cm; inferior e direita: 2 cm; Fonte: Times New Roman, corpo 12; Espaçamentos: 1,5 entre linhas.
- As referências bibliográficas devem estar de acordo com as normas estabelecidas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).
- As notas, quando houver, devem ser colocadas ao final do texto (Nota de fim).
- Ilustrações e tabelas devem ser enviadas em arquivos separados.
- Ilustrações devem ser enviadas em JPG, com resolução mínima de 96 dpi.
- O encaminhamento dos textos para o Boletim implica a autorização para publicação e aceitação de eventuais edições necessárias para adequação ao formato do Boletim e ao seu padrão editorial.

POLÍTICA DE TAXAS PARA PROCESSAMENTO DE ARTIGOS

A Revista não cobra taxas de leitores ou de processamento e publicação dos artigos

A Revista Energia, Ambiente e Regulação é uma publicação semestral do RCGILex, plataforma criada para aglutinar e analisar os marcos legais e regulatórios aplicados ao setor brasileiro de gás natural, bem como incentivar comentários e discussões entre os principais especialistas em gás natural no Brasil. A ferramenta RCGILex foi concebida no âmbito do Fapesp Shell Research Centre for Gas Innovation (RCGI), iniciativa que reúne mais de 300 pesquisadores dedicados a estudos sobre a utilização sustentável do gás natural, biogás e hidrogênio, além de gestão, transporte, armazenamento e uso de CO₂.

Todos os responsáveis por esta Revista são pós-graduandos do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP), uma das instituições membro do RCGI. O IEE/USP apoia todas as iniciativas de disseminação científica do grupo que, além desta Revista e da ferramenta RCGILex, mantém um website atualizado semanalmente e uma newsletter bimestral, e organiza palestras e workshops abertos ao público sobre questões regulatórias do setor do gás e do setor energético.

