

**FORMULÁRIO PARA APRESENTAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA Nº
01/2018 DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SAMENAMENTO BÁSICO DO
ESTADO DO RIO DE JANEIRO**

EMPRESA: Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE

RESPONSÁVEL: Adrianno Farias Lorenzon – Coordenador de gás natural

ENDEREÇO: Setor Bancário Norte. Quadra 1. Bloco B, nº 14. Salas 701/702 – Asa Norte. CEP.: 70041-902

CIDADE: Brasília – DF

TELEFONE: (61) 3878-3500

E-MAIL: abrace@abrace.org.br/adrianno@abrace.org.br

Inicialmente, a ABRACE cumprimenta e congratula a AGENERSA por promover através de consulta pública um ambiente de discussão sobre a autorização de projetos para prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado, que dependam de suprimento de gás natural comprimido ou liquefeito no Estado do Rio de Janeiro. A discussão pública dos temas relativos ao aprimoramento regulatório das atividades a serem desempenhadas pelas concessionárias locais é fundamental para i) garantir a transparência; ii) a isonomia entre consumidores e ofertantes; e iii) o equilíbrio entre a viabilidade econômica-financeira destes projetos e a universalização dos serviços de distribuição, requisitos para a modicidade tarifária e para a eficiência dos serviços públicos prestados.

Esta eficiência deve ser perseguida pelo regulador, principalmente quando a discussão envolve potencial aumento dos custos. Este é o caso desta consulta pública, que disciplina o fornecimento de gás natural por meio de caminhões que transportam gás natural comprimido (GNC) ou gás natural liquefeito (GNL), como uma alternativa para estimular o desenvolvimento de novos mercados, em localidades que não possam ser atendidas pela infraestrutura dutoviária existente, de transporte ou distribuição. Embora este tema já tenha sido regulado na esfera federal, pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP¹, é importante que esteja também disciplinado no âmbito dos estados, sobretudo no que se refere ao repasse dos custos aos consumidores finais, mantendo-se a coerência com o plano de investimentos da concessionária local, aprovado pelo órgão regulador responsável.

¹ Portaria ANP nº 118/2000, que regulamenta, entre outros, a atividade de distribuição de GNL e Resolução ANP nº 41/2007, que regulamenta a atividade de distribuição de GNC, respectivamente:

http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/julho/panp%20118%20-%202000.xml; http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2007/dezembro/ranp%2041%20-%202007.xml

Ainda, importa ressaltar que no entendimento desta Associação, a distribuição de GNC e GNL não é uma atividade a ser desempenhada de forma exclusiva pela distribuidora local, mas uma atividade que também pode ser explorada por agentes privados, a exemplo do que acontece no estado de São Paulo. O regramento vigente – Lei nº 11.909/2009, Lei do Gás – já regulamentado no estado do Rio de Janeiro², avançou neste sentido ao definir as condições gerais para o fornecimento de gás aos consumidores livres, que poderão adquirir gás natural de qualquer agente supridor, não ficando, portanto, vinculado à oferta da distribuidora como ocorre no mercado cativo. Este foi um grande avanço regulatório, que é fundamental para o desenvolvimento de um mercado competitivo, uma vez que permite aos consumidores negociarem preço e melhores condições de contratação diretamente com os agentes ofertantes.

Do mesmo modo, a ABRACE destaca a importância de a agência reguladora também conferir ampla transparência e publicidade aos processos de autorização dos projetos de redes locais de gás natural, para que os agentes do setor possam contribuir com a melhoria da prestação do serviço de distribuição de gás natural no estado. Ao mesmo tempo em que é importante a expansão e a interiorização da rede de distribuição para atendimento a novas unidades consumidoras, a operação destas redes locais não deve comprometer a alocação eficiente dos recursos e afetar a modicidade tarifária. Do mesmo modo, tais empreendimentos não deverão comprometer, substituir e tampouco desestimular o plano de investimento dutoviário quando este se mostrar viável economicamente.

Assim, é essencial que os agentes do setor tenham acesso às informações do plano de investimento proposto pela concessionária local, de modo a contribuir com o trabalho da AGENERSA em garantir uma alocação eficiente de custos e tarifas adequadas ao serviço prestado. Quanto menor a assimetria de informação, melhor é a análise e a prudência dos investimentos e a alocação dos custos necessários ao desenvolvimento da concessão, que resulte em um nível tarifário eficiente, garantindo o crescimento sustentável do mercado de gás e, por consequência, da atividade econômica do estado.

Por fim, a ABRACE apresenta abaixo sugestões à minuta de resolução da presente Consulta Pública nº 01/2018, com o objetivo de contribuir com o processo de autorização de projetos de distribuição de gás natural via GNC e GNL e, conseqüentemente, com a promoção da alocação eficiente de recursos e da competição na comercialização do gás natural no estado do Rio de Janeiro.

DISPOSITIVO DA MINUTA (transcrever o dispositivo ao qual a contribuição se refere)	CONTRIBUIÇÃO (indicar as observações, sugestões ou críticas acerca do dispositivo)	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO (apresentar, se for o caso, sugestão de nova redação para o dispositivo)
<p>Comentário ao Considerando</p> <p>Considerando as disposições dos respectivos contratos de concessão,</p>	<p>Foram firmados, respectivamente, nos dias 1º e 10 de dezembro de 2014 o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Ceg e Ceg-Rio. Estes Termos Aditivos</p>	

² Deliberações nº 257 e 258 de 24 de junho de 2008.

<p>firmados entre o Poder Concedente e as Concessionárias.</p>	<p>alteraram as obrigações assumidas pelas Concessionárias, autorizando a distribuição de GNC por meio de gasodutos virtuais, em detrimento do abastecimento físico como anteriormente deliberado e incluído na base de ativos das distribuidoras.</p> <p>Ainda, como contraprestação à alteração promovida, as distribuidoras assumiram o pagamento adicional de outorgas compensatórias ao Estado do Rio de Janeiro, que representam os valores corrigidos dos investimentos não realizados na construção dos gasodutos físicos nos municípios cariocas. Em valores de julho de 2014, esses valores somaram R\$ 152,49 milhões para a CEG e R\$ 239,61 milhões para a CEG-Rio.</p> <p>Essa condição transfere para os clientes da Ceg e da Ceg-Rio a totalidade da responsabilidade pelo pagamento da outorga compensatória, onerando os consumidores, através das suas tarifas, pela nova atribuição das concessionárias. Atribuição esta que não tem relação direta com a concessão de distribuição de gás natural canalizado, única para qual a concessionaria tem legitimidade para operar e pela qual faz jus a uma “Receita Requerida”, necessária para manter o equilíbrio econômico e financeiro do contrato.</p> <p>Como consequência, o consumidor arcaria com o custo de capital exigido pelo Estado para permitir atividade cuja competência de regulação é da ANP e que, mais do que isto, o acionista das</p>	
--	---	--

	<p>concessionárias seria remunerado por um custo de capital do qual não incorreu - sem que haja qualquer fundamentação jurídica e técnica para isso.</p> <p>Neste sentido, consideramos e ratificamos que as margens de distribuição devem conter apenas elementos de custos envolvidos na prestação do serviço das empresas (como, por exemplo, os custos dos investimentos, os custos com pessoal e manutenção, a parcela de remuneração). Já a base regulatória de ativos deve considerar apenas os ativos envolvidos diretamente na prestação dos serviços das distribuidoras. Dito de outro modo, o abastecimento de gás natural via GNC e GNL trata-se de uma atividade acessória ao objeto da concessão e os pagamentos a título de outorga compensatória não se enquadram nas regras tarifárias ou em nenhuma metodologia reconhecida de definição da base regulatória de ativos.</p> <p>Desta forma, importa frisar que não faz sentido em os consumidores serem fortemente onerados sem nenhuma justificativa ou benefício que se origine do novo arranjo e que a fragilidade jurídica da proposta sugere haver espaço para questionamentos judiciais ao 3º Termo Aditivo dos Contratos de Concessão.</p> <p>Espera-se que o objeto de regulação ora em discussão, considere estes pontos para que o regulador possa garantir tanto o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, como a modicidade</p>	
--	---	--

	tarifária aos usuários.	
Inclusão de Considerando	<p>As atividades de distribuição de GNC e GNL já possuem regulamentações definidas pela ANP. Sendo assim, é importante citá-las nesta resolução, uma vez que a regulação desta atividade a nível estadual deverá estar coerente com o regramento previsto na esfera federal.</p> <p>A Portaria nº 118, de 11 de julho de 2000, regulamenta as atividades de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) a granel e de construção, ampliação e operação das centrais de distribuição de GNL; e a Resolução nº 41 de 5 de dezembro de 2007, regulamenta a atividade de Distribuição de Gás Natural Comprimido (GNC) a Granel, a realização de Projeto para Uso Próprio e de Projeto Estruturante.</p>	<p><u>Considerando os termos da regulação estabelecida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: Portaria nº 118, de 11 de julho de 2000 e Resolução nº 41 de 5 de dezembro de 2007 ou outros dispositivos que vierem a substituí-las.</u></p>
<p>Alteração do Art. 1º</p> <p>Art. 1º Estabelecer condições e critérios para a autorização de projetos para prestação de serviço de distribuição de gás canalizado em regiões com atendimento por redes locais, implantadas ou a serem implantadas, que dependam de suprimento de gás por Gás Natural Comprimido (GNC) ou Gás Natural Liquefeito (GNL), no âmbito da área de concessão de cada Concessionária do Estado do Rio de Janeiro.</p>	<p>A distribuição de GNC e GNL não está relacionada ao serviço de distribuição de gás canalizado que trata o § 2º do Art. 25 da Constituição Federal. Desta forma, as alterações propostas têm o objetivo de adequar o texto neste sentido.</p>	<p>Art. 1º Estabelecer condições e critérios para a <u>autorização de projetos para autorizar as Concessionárias Locais</u> para prestação de serviço de distribuição de gás canalizado <u>natural</u> em regiões com atendimento por redes locais, implantadas ou a serem implantadas, que dependam de suprimento de gás por Gás Natural Comprimido (GNC) ou Gás Natural Liquefeito (GNL), no âmbito da área de concessão de cada Concessionária do Estado do Rio de Janeiro.</p>
Alteração do § 2º do Art.	A ABRACE sugere a modificação	Art. 1º

<p>1º Art. 1º § 2º Para os fins desta Instrução Normativa, definem-se como sistema principal o conjunto de dutos e demais equipamentos de distribuição que estão interligados à Estação de Gás Natural Comprimido Supridora de Rede Estruturante de Distribuição de Gás Natural Canalizado.</p>	<p>do termo “Estação de Gás Natural Comprimido Supridora de Rede Estruturante de Distribuição de Gás Natural Canalizado” para “Estação de Transferência de Custódia – ETC, através da qual recebem gás” tendo em vista que nem sempre a concessionária investirá em projetos de compressão e liquefação de gás natural, podendo contratar este serviço de terceiros e investir somente no modal logístico para fornecimento do energético em questão.</p> <p>Esta alteração está em linha com as regulamentações estabelecidas em alguns estados, como exemplo, São Paulo e Santa Catarina.</p>	<p>..... . § 2º Para os fins desta Instrução Normativa, definem-se como sistema principal o conjunto de dutos e demais equipamentos de distribuição que estão interligados à Estação de Gás Natural Comprimido Supridora de Rede Estruturante de Distribuição de Gás Natural Canalizado de Transferência de Custódia – ETC, através da qual recebem gás.</p>
<p>Alteração da alínea b do Art. 2º b) período necessário de distribuição para viabilização da integração da rede local ao sistema principal da concessionária;</p>	<p>A distribuição de gás natural via GNC ou GNL para áreas isoladas, em que o fornecimento de gás natural via gasodutos não apresenta viabilidade econômica é importante para segmentos da indústria que têm o gás natural como recurso mais econômico e estratégico à sua produção e para a formação de novos mercados.</p> <p>Contudo, a aprovação destes projetos de distribuição de gás natural via GNC e GNL, além de levar em consideração a viabilidade técnica e econômica, deve estar coerente com o plano de investimentos da concessionária local, aprovado pelo órgão regulador.</p> <p>Isso porque, uma vez que projetos de gasodutos já tenham sido aprovados e contemplados na base de ativos da concessionária, já estarão sendo remunerados pelos consumidores finais por</p>	<p>b) período necessário de distribuição para viabilização <u>econômica e financeira</u> da integração da rede local ao sistema principal da concessionária, <u>levando em consideração o plano de investimento aprovado pela AGENERSA, após consulta pública, e publicado no sítio eletrônico da Concessionária;</u></p>

	<p>terem sido incluídos no cálculo tarifário. Deste modo, é fundamental que os projetos de distribuição em redes locais sejam analisados considerando o horizonte de integração destas regiões ao sistema principal da distribuidora, a fim de evitar a cobrança em duplicidade ou receita indevida à concessionária. Ainda, de modo a possibilitar a fiscalização dos agentes, o plano de investimentos, assim como os projetos de redes locais deverão ser disponibilizados ao público pela AGENERSA.</p>	
<p>Alteração da alínea c do §1º; Art. 2º</p> <p>c) custo da compressão/liquefação; transporte e descompressão/regaseificação;</p>	<p>Para garantir que as concessionárias buscarão a melhor alternativa e condições mais econômicas de suprimento, sugerimos a alteração em destaque, explicitando a exigência de as concessionárias apresentarem, no mínimo, três orçamentos relativos aos custos de compressão/liquefação/transporte e de descompressão/regaseificação.</p>	<p>c) <u>apresentação dos custos de</u> compressão/liquefação; transporte e descompressão/regaseificação, <u>orçados por no mínimo três empresas;</u></p>
<p>Alteração da alínea d do § 1º; Art 2º</p> <p>d) cronograma de realização das obras, inclusive a de integração da rede local ao sistema principal de distribuição.</p>	<p>Para conferir maior transparência aos agentes do setor, a ABRACE sugere que seja apresentado, para obtenção de autorização para prestação de serviço de distribuição em redes locais, não apenas o cronograma físico, mas também o financeiro.</p>	<p>d) cronograma <u>físico e financeiro</u> de realização das obras, inclusive a de integração da rede local ao sistema principal de distribuição.</p>
<p>Alteração do § 2º do Art. 2º</p> <p>§2º Devem ser apresentados estudos e termos de compromisso que demonstrem a viabilidade dos projetos de</p>	<p>Abrace sugere que esteja discriminado neste dispositivo que os termos de compromisso deverão ser assinados pelos representantes legais das concessionárias, para reforçar a responsabilidade destes</p>	<p>§2º Devem ser apresentados estudos e termos de compromisso, <u>devidamente assinado pelos representantes legais</u>, que demonstrem a viabilidade dos projetos de implantação</p>

<p>implantação das redes locais e das atividades de compressão ou liquefação e transporte e descompressão ou regaseificação, com os respectivos custos e habilitação dos potenciais contratados.</p>	<p>representantes diante o projeto.</p>	<p>das redes locais e das atividades de compressão ou liquefação e transporte e descompressão ou regaseificação, com os respectivos custos e habilitação dos potenciais contratados.</p>
<p>Exclusão do § 7º do Art. 2º § 7º - O fornecimento de gás para fins de GNC ou de GNL será sempre o da Concessionária.</p>	<p>Como mencionado nas considerações iniciais desta contribuição, um dos grandes destaques do novo marco regulatório para o gás natural no Brasil, com a promulgação da Lei nº 11.909/2009, foi a regulamentação das figuras do autoprodutor, do auto-importador e do consumidor livre, que oferecem as bases para o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás natural.</p> <p>Na contratação de GNC e GNL não é diferente. Assim, exigir que o fornecimento de gás para fins de GNC e GNL seja sempre por intermédio da distribuidora local está em desacordo com as melhores práticas de estímulo à concorrência, podendo ser considerada ilegal, dado que a comercialização é uma atividade regulada pela ANP.</p> <p>O dispositivo em questão cria uma reserva de mercado para a concessionaria local sobre uma atividade competitiva, a de comercialização de gás natural, gerando prejuízos potenciais a todos os consumidores do estado. Importante ressaltar também que não há qualquer previsão legal de garantia de que o fornecimento de gás natural através de GNC ou GNL seja de exclusividade da</p>	<p>§ 7º - O fornecimento de gás para fins de GNC ou de GNL será sempre o da Concessionária.</p>

	<p>concessionária.</p> <p>Neste sentido, a ABRACE sugere que seja excluído o § 7º do Art. 2º desta minuta de resolução.</p>	
<p>Inclusão de novos parágrafos ao Art. 2º</p>	<p>Atrasos dos projetos podem gerar implicações econômicas, financeiras e operacionais aos consumidores. Assim, sugerimos que a AGENERSA considere incluir a previsão de aplicação de penalidades, caso o atraso nos empreendimentos não seja devidamente justificado pela concessionária.</p> <p>Importa ressaltar que a eficiência da execução dos serviços a serem prestados pelas Concessionárias depende da fiscalização do órgão regulador e de ampla transparência do processo de autorização dos projetos de distribuição de gás natural em redes locais. Deste modo, sugerimos incluir dispositivo para que a AGENERSA possa analisar e promover consulta pública, dando publicidade aos projetos submetidos.</p> <p>Sugerimos também que seja incluído dispositivo para que a agência reguladora possa solicitar novas informações à Concessionária, que não foram contempladas na resolução, se assim julgar necessário. O objetivo é resguardar a agência e assegurar que a distribuidora local disponibilize todas as informações necessárias à avaliação do projeto.</p> <p>Em relação às condições de repasse dos custos, é fundamental que os agentes do setor tenham clareza e acesso aos dados associados aos projetos de</p>	<p><u>§ 7º - Em caso de atraso ou descumprimento do cronograma de que trata a alínea d, a Concessionária deverá enviar à AGENERSA as justificativas técnicas e econômicas, sob o risco de aplicação das penalidades previstas na legislação aplicável.</u></p> <p><u>§ 8º A AGENERSA deverá analisar a viabilidade econômica-financeira dos projetos, submetendo o relatório de análise e suas respectivas informações à consulta pública, garantindo ampla transparência ao processo de autorização dos projetos de distribuição de gás natural em redes locais.</u></p> <p><u>§ 9º A AGENERSA poderá solicitar à Concessionária informações adicionais sempre que julgar necessária comprovação da viabilidade econômica do projeto.</u></p> <p><u>§ 10º - As condições para repasse dos custos discriminados na alínea c, bem como as informações e análise pelo regulador referentes a estes custos deverão estar disponíveis no site da AGENERSA para avaliação e comentários dos agentes do setor, sendo sua</u></p>

	<p>distribuição local, já que as tarifas de distribuição poderão ser acrescidas dos custos envolvidos.</p> <p>Assim, a ABRACE sugere que estas informações, bem como a análise dos custos pelo regulador estejam disponíveis aos agentes interessados e sejam abertos processos de consulta e, quando necessário, de audiência pública para discutir as condições de repasse destes custos.</p>	<p><u>homologação acompanhada de prévia consulta e audiência públicas.</u></p>
<p>Alteração do § 1º do Art. 3º</p> <p>§1º Os montantes referidos aos custos adicionais serão apurados e ajustados anualmente de forma a compensar as despesas para atendimento às redes locais.</p>	<p>Mais uma vez ressaltamos a importância do papel do regulador em garantir a eficiência e adequação dos custos dos serviços a serem exercidos pela distribuidora.</p> <p>Para cumprir com este objetivo, as consultas e audiências públicas são instrumentos que podem ser utilizados pelo regulador na busca pelo aprimoramento da regulamentação, pois ampliam a transparência, favorecem a isonomia entre consumidores e concessionários e atribui legitimidade ao processo.</p> <p>É importante destacar também que a eficácia das consultas e audiências públicas é proporcional à qualidade das informações disponíveis para análise.</p>	<p>§1º Os montantes referidos aos custos adicionais serão apurados e ajustados anualmente, <u>conforme metodologia a ser estabelecida pela AGENERSA após discussão em Consulta Pública</u>, de forma a compensar as despesas para atendimento às redes locais.</p>
<p>Alteração do § 3º do Art. 3º</p> <p>§3º O repasse do custo, nos termos deste artigo, ocorrerá por ocasião da edição das correspondentes Revisões Tarifárias.</p>	<p>Mais uma vez ressaltamos a importância do papel do regulador em garantir a eficiência e adequação dos custos dos serviços a serem exercidos pelas distribuidoras.</p> <p>Para cumprir com este objetivo, as consultas e audiências públicas são instrumentos que podem ser utilizados pelo regulador na busca</p>	<p>§3º O repasse do custo, nos termos deste artigo, <u>será devidamente auditado pela AGENERSA e</u> ocorrerá por ocasião da edição das correspondentes Revisões Tarifárias, <u>após discutido com os agentes do setor através dos processos de consultas públicas e</u></p>

	<p>pelo aprimoramento da regulamentação, pois ampliam a transparência, favorecem a isonomia entre consumidores e concessionárias e atribui legitimidade ao processo.</p>	<p><u>audiências públicas.</u></p>
<p>Alteração do § 4º do Art. 3º</p> <p>§4º O limite do custo anual e global, de que trata este artigo, para aplicação nos projetos é estabelecido conforme estrutura tarifária vigente.</p>	<p>Como nas regulamentações estabelecidas nos estados de São Paulo e Santa Catarina, propomos a inclusão de um limite para repasse, pela concessionária, dos custos de compressão/transporte/descompressão e liquefação/transporte/regaseificação.</p> <p>Como exemplo, para a Comgás – concessionária de gás no estado de São Paulo – o limite para repasse é de 1%. Sendo assim, sugerimos o tratamento deste percentual como benchmarking para as concessionárias do Rio de Janeiro.</p>	<p>§4º O limite do custo anual e global, de que trata este artigo, para aplicação nos projetos é estabelecido conforme estrutura tarifária vigente <u>fica estabelecido em até 1% (um por cento) do custo total de aquisição do gás e do transporte realizado no ano civil imediatamente anterior à data da aplicação, nos termos do § 8º deste artigo, e aplicável no ano regulatório.</u></p>
<p>Inclusão de Parágrafos ao Art. 3º</p>	<p>A distribuição de GNC e GNL não está relacionada ao serviço de distribuição de gás canalizado que trata o § 2º do Art. 25 da Constituição Federal. Desta forma, as alterações propostas têm o objetivo de adequar o texto neste sentido.</p>	<p>§ 8º - A AGENERSA publicará até 31 de dezembro de cada ano os valores apurados para fins de cálculo dos limites de que trata o § 4º deste artigo.</p> <p>§ 9º - Os custos de compressão/transporte/descompressão ou liquefação /transporte /regaseificação não poderão compor os custos operacionais para fins de revisão tarifária.</p>
<p>Exclusão do Art. 6º</p> <p>Art. 6º Após Autorização desta AGENERSA, nos termos do art. 2º desta</p>	<p>A alteração do Contrato de Concessão, mediante termo aditivo, para inclusão de pagamento de outorga compensatória pelas</p>	<p>Art. 6º Após Autorização desta AGENERSA, nos termos do art. 2º desta Instrução Normativa, as Concessionárias CEG e</p>

<p>Instrução Normativa, as Concessionárias CEG e CEG RIO deverão providenciar termo aditivo perante o Poder Concedente para inclusão da respectiva área, com pagamento de outorga, ou não, a critério do Poder Concedente.</p>	<p>concessionárias locais já foi objeto de consulta pública no passado, a qual a ABRACE se posicionou assertivamente contrária, como pode ser observado no Parecer Jurídico elaborado pela Mundie Advogados e na Nota Técnica elaborada pela Associação, ambos anexados a esta Contribuição.</p>	<p>CEG RIO deverão providenciar termo aditivo perante o Poder Concedente para inclusão da respectiva área, com pagamento de outorga, ou não, a critério do Poder Concedente.</p>
	<p>Isto porque, essa condição transfere para os clientes da CEG e CEG-Rio a totalidade da responsabilidade pelo pagamento da outorga compensatória, onerando os consumidores, através das suas tarifas, pela nova atribuição concedida. Atribuição esta que não tem relação direta com a concessão para prestação do serviço local de gás canalizado, única atividade que a concessionaria possui legitimidade para operar, em regime de exclusividade.</p>	
	<p>Como mencionado anteriormente, não há nenhuma previsão legal que a comercialização de gás natural via GNC ou GNL é uma atividade a ser exercida de forma exclusiva pelas distribuidoras. Possibilitar a inclusão desta atividade e os respectivos investimentos envolvidos na base de ativos das concessionárias significa dizer que o consumidor arcará com o custo de capital exigido pelo Estado para permitir o exercício de uma atividade, cuja competência de regulação é da ANP (movimentação de GNC e GNL, frisa-se, não é objeto de monopólio de exploração dos Estados).</p>	
	<p>Assim, esta possibilidade de as concessionárias locais firmarem</p>	

	<p>termos aditivos aos contratos de concessão cria uma regra perversa, na qual as concessionárias negociam uma condição que pode ser mais vantajosa para ampliação de seus mercados, e ainda são remuneradas pelo pagamento da contrapartida financeira, transferindo todo o ônus aos usuários finais. Situação em flagrante desacordo com o princípio da modicidade tarifária.</p> <p>Deste modo, tendo em vista que os consumidores poderão ser fortemente onerados, a fragilidade jurídica da proposta sugere haver espaço para questionamentos judiciais caso isto seja implementado.</p>	
--	---	--

NOTA TÉCNICA

ANÁLISE DO PROCESSO Nº E-12/001/1299/2014, DOS
TERCEIROS TERMOS ADITIVOS AOS CONTRATOS DE
CONCESSÃO DA CEG E CEG RIO E DA CONSULTA PÚBLICA
AGENERSA Nº 001/2015

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES
INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES - ABRACE

Setembro de 2015

Sumário

1. Introdução.....	3
2. Breve histórico e primeiras análises.....	4
3. O processo E-12/001/1299/2014 e os Terceiros Termos Aditivos aos Contratos de Concessão da CEG e CEG Rio	10
4. Desequilíbrio Econômico-Financeiro das Concessões Em Desfavor dos Consumidores	14
5. A Consulta Pública AGENERSA nº 001/2015 e o <i>encargo tarifário GNC</i>	16
6. Considerações finais	17

1. Introdução

No início de fevereiro de 2015, foi aberta, pela Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Rio de Janeiro (AGENERSA), a Consulta Pública nº 001/2015, de título “Estímulos para a interiorização da distribuição de gás natural canalizado do Estado do Rio de Janeiro por meio do Gás Natural Comprimido - GNC”. Esta consulta visa discutir metodologia de cálculo do *encargo tarifário GNC*, de modo a eliminar o tratamento diferenciado entre consumidores de gás natural, abastecidos por qualquer uma das duas concessionárias estaduais (CEG e CEG Rio), de um projeto estruturante (caso do suprimento por GNC) e um consumidor ponto a ponto.

Este procedimento tornou visíveis diversas questões que antes estavam ocultas pelo fato de não ter acontecido nenhum tipo de discussão direta com a sociedade antes da Consulta Pública. Como problemas, são três os principais, enumerados abaixo e que serão descritos e analisados ao longo da presente Nota Técnica e pelo Parecer elaborado pela Mundie Advogados, em anexo:

- 1) Risco de não Revisão Extraordinária das margens de distribuição das concessionárias a fim de adequação da parcela de Capex, que deveria ser reduzida caso se mude o plano de investimentos. A ocorrência de não devolução de investimentos não realizados ao longo dos ciclos tarifários pelas distribuidoras de gás natural CEG e CEG Rio via modicidade tarifária aos seus consumidores ocasiona um empréstimo compulsório dos usuários para as concessionárias;
- 2) Criação de Termos Aditivos aos Contratos de Concessão das distribuidoras, que alteraram as obrigações assumidas pelas Concessionárias, além de autorizar, como contraprestação à alteração promovida, a inserção de cerca de R\$ 400 milhões à base de ativos das distribuidoras, que representam os valores corrigidos dos investimentos não realizados. Com isso, aos clientes da CEG e da CEG Rio foi incumbida a responsabilidade pelo pagamento das contraprestações, por meio de oneração das suas tarifas. Ademais, estes Termos Aditivos devem ser anulados porquanto existem diversas deficiências no processo que desencadeou em sua celebração;

- 3) Risco de criação de um encargo tarifário que onerará os consumidores pela terceira vez, pois, tendo em vista que as tarifas vigentes já refletem custos de operação e manutenção destinados ao atendimento integral do consumo previsto a partir da revisão tarifária das concessionárias para o ciclo 2013 e 2017, não há que se falar em criação de encargo tarifário. Ainda, mesmo que houvesse fundamentação técnica e econômica suficiente para a criação do encargo, o documento disponibilizado na Consulta Pública não apresenta qualquer estimativa de custos que possam ser gerados a partir da proposta.

A Abrace, portanto, busca a solução para estas questões. No entanto, como não ocorreu a devolução dos investimentos e já ocorreu o pagamento da primeira parcela das contraprestações (também chamadas de outorgas compensatórias) por meio da celebração de Termo Aditivo, o processo deve ser dificultado.

De maneira propositiva e não exaustiva, esta Associação indica como primeira solução para os problemas a promoção de debate com a sociedade, com a divulgação de todas as informações pertinentes aos processos, referentes à criação de encargo tarifário pela AGENERSA, de modo a garantir os princípios de transparência, evitar a criação de subsídios cruzados e assegurar o princípio da modicidade tarifária. Ainda, a partir de parecer jurídico elaborado pelo escritório Mundie Advogados, a Abrace reitera seu entendimento de que os 3º termos aditivos dos contratos de CEG e CEG-Rio, particularmente no que diz respeito à cobrança de outorga compensatória mediante posterior reconhecimento destes valores na base de ativos das concessionárias é nula. Finalmente, a Abrace entende que devem ser apresentados relatórios detalhados sobre o cumprimento pela Ceg e Ceg-Rio dos seus Planos de Investimentos entre 2013 e 2014, assim como as perspectivas de cumprimento dos Planos entre 2015 e 2017, de modo a se acompanhar o cronograma de investimentos e evitar que ocorra novamente a não devolução de montantes aos consumidores.

2. Breve histórico e primeiras análises

Para aprimorar o entendimento de todo o processo que desencadeou na abertura desta Consulta Pública, são necessárias explicações adicionais que remetem a anos anteriores. Primeiramente, nos anos de 2004 e 2005, foram firmados Termos

Aditivos aos Contratos de Concessão das Concessionárias de Gás Canalizado do Rio de Janeiro, CEG e CEG RIO. De modo resumido, estes Termos Aditivos previam a construção de gasodutos físicos¹ para abastecimento:

- pela CEG Rio, dos municípios de Angra dos Reis, Cachoeiras de Macacu, Nova Friburgo, Teresópolis e Saquarema; e
- pela CEG, dos municípios de Mangaratiba e Maricá.

Em maio de 2013, foi alterada a Lei Estadual nº 6.448, que foi promulgada com objetivo de introduzir estímulos necessários e cabíveis para que as Concessionárias de Gás Canalizado do Rio de Janeiro pudessem continuar desenvolvendo o GNC em áreas onde não existem redes de distribuição. A Lei será analisada em seção própria deste documento.

Assim, em maio de 2014, ambas as concessionárias reportaram-se à Secretaria de Estado da Casa Civil do Rio de Janeiro propondo a criação de novo Termo Aditivo a seus respectivos Contratos de Concessão, citando² que “considerando a viabilidade dos investimentos e, ainda, a modicidade tarifária, (...) pode ser realizado, de forma vantajosa, o abastecimento aos Municípios (...) através de gasodutos virtuais³ (...), sem necessidade de um duto intermediário entre ambos”. Ou seja, observa-se que os gasodutos físicos, até a data supracitada, ainda não haviam sido construídos e as distribuidoras negociavam, portanto, nova forma de distribuição de gás.

A análise realizada pela área técnica da Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviços (SEDEIS) manifestou-se favoravelmente ao uso do GNC em substituição aos gasodutos físicos, citando que o uso deste atende às melhores práticas em matéria de transporte de gás para o caso de pequenos volumes e pequenas distâncias (caso dos municípios em questão). Vale

¹ O prazo para término da construção variava de acordo com o município. Para o município de Angra dos Reis, o prazo era 2007; para Cachoeiras de Macacu, 2007; para Nova Friburgo, 2008; para Teresópolis, 2005; para Saquarema, 2008; para Mangaratiba, 2007; e para Maricá, 2008.

² Retirado das correspondências PRESI – 006/14 e PRESI – 007/14 enviadas, pela CEG e CEG Rio, disponíveis nos autos do processo administrativo E-12/001/1299/2014. Ambas as cartas possuem parágrafo semelhante.

³ Um gasoduto virtual é considerado como sendo a ligação de dois gasodutos por meio de um sistema de distribuição de GNC e/ou gás natural liquefeito (GNL), sem necessidade de um duto intermediário entre ambos.

ressaltar que a análise é um tanto superficial, sem cálculos, mas as Assessorias Jurídicas a apoiaram.

Esta SEDEIS também cita que não haveria necessidade de se aplicar penalidades previstas nos Contratos de Concessão, mesmo com as obrigações já integrando o passivo das concessionárias (e que não tiveram os prazos estipulados cumpridos). A penalidade a ser aplicada seria a “imediata perda de exclusividade contratual sobre a área objeto de determinação”, mas isto não ocorreu pois não haveria nenhuma vantagem para o Estado do Rio de Janeiro, tendo em vista que o uso do GNC configuraria em solução mais vantajosa aos consumidores, de acordo com a área técnica da SEDEIS.

Foi solicitado então, pela assessoria jurídica da SEDEIS, que a AGENERSA verificasse o impacto que os investimentos que deveriam ter sido realizados tiveram sobre a tarifa dos consumidores, com a apuração a título de restituição ou compensação por meio de novo reajuste tarifário a menor, considerando, inclusive, o fato de que a nova modalidade de prestação de serviço proposta pelas concessionárias não deixaria uma estrutura física que pudesse ser revertida em favor do Estado para utilização futura por si ou outras concessionárias a quem fossem atribuídas a prestação do serviço.

A Agência reguladora, ao realizar sua análise, cita que na 2ª Revisão Quinquenal de Tarifas das distribuidoras (2008-2012) ocorreu que:

- No caso da CEG, para os municípios de Mangaratiba e Maricá, os investimentos projetados para os gasodutos físicos não foram realizados devido à falta de oferta adicional de gás, apesar dos Termos Aditivos que preverem que esses investimentos deveriam ocorrer até 2007 e 2008. Então, foram acrescidos R\$ 12,16 milhões aos investimentos contemplados na Proposta de Revisão Tarifária para este quinquênio, valor que considerava alternativas (abastecimento por GNC e rede em polietileno) para viabilizar o abastecimento de gás aos municípios para dar cumprimento ao atendimento previsto nos referidos Aditivos.

- No caso da CEG Rio, a mesma justificativa acima foi apresentada (mas considerando os municípios de Cachoeira de Macacu, Saquarema, Teresópolis). Os investimentos, aqui, totalizavam R\$ 23,47 milhões.

Já na 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas das distribuidoras (2013-2017), cita-se que os investimentos previstos para o 2º Quinquênio não foram realizados. Então a AGENERSA determinou, para ambas as concessionárias cariocas, que fosse aplicada multa pecuniária contratual e que os montantes não investidos fossem levados à compensação nesta Revisão em favor da modicidade tarifária.

No entanto, nesta mesma revisão, verifica-se que o plano de investimentos de ambas as concessionárias novamente contempla os municípios no âmbito de construção de gasodutos físicos, como se pode observar pelas tabelas⁴ abaixo (com valores de investimentos na base de dezembro/2011):

- a) CEG (total de investimentos nos municípios de Mangaratiba e Maricá para 2013 a 2017 – R\$ 130,84 milhões):

CEG - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11						
Projeto	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gasoduto Presidente Kennedy	12,67	36,02	-	-	-	-
Gasoduto para UTE Baixada Fluminense	11,21	37,97	-	-	-	-
Adrianópolis	-	-	-	-	-	24,60
Reforço de Rede	2,28	24,96	-	-	-	-
Santa Cruz	-	17,55	-	-	-	-
Largo do Tanque	0,75	2,97	-	-	-	-
Campo Grande	1,53	4,44	-	-	-	-
Novos Municípios	-	2,16	21,72	8,15	69,13	29,69
Maricá	-	0,79	6,80	0,24	23,58	10,71
Mangaratiba	-	1,37	14,92	7,90	45,55	18,98
Biometano	-	-	-	7,50	-	-
Olimpiadas 2016	-	36,29	26,04	54,91	25,37	-
Reforço Avenida Brasil Fase 4	6,10	-	-	-	-	-
Rede Coca-Cola - Rio de Janeiro	3,63	-	-	-	-	-
TOTAL Investimentos Singulares	35,89	137,40	47,76	70,56	94,50	54,29

- b) CEG Rio (total de investimentos nos municípios para 2013 a 2017 – R\$ 205,59 milhões):

⁴ Retiradas dos arquivos da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas das distribuidoras.

CEG RIO - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11						
Projeto	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gasoduto Riaito	0,52	31,70	7,07	-	-	-
Gasoduto Porto do Açu	-	-	3,19	17,04	26,62	50,05
GNC Itaperuna	-	-	0,59	2,24	-	-
GNC Araruama	-	0,59	2,24	-	-	-
Exp.Com. Paraíba do Sul	-	-	0,21	-	-	-
GNC Itaipava	-	3,10	-	-	-	-
Compressão Campos	-	-	-	4,08	-	-
PE - Cidade do Aço	-	5,39	9,96	-	-	-
UTE Resende	-	-	-	1,79	6,06	-
Novos Municípios	-	2,36	25,49	5,19	113,51	59,01
<i>Cachoeiras de Macacu</i>	-	0,38	6,41	0,23	20,51	11,36
<i>Nova Friburgo</i>	-	0,68	7,64	0,26	45,41	20,63
<i>Teresópolis</i>	-	0,32	3,40	0,14	19,07	9,52
<i>Saquarema</i>	-	0,29	3,69	2,21	17,57	9,72
<i>Angra dos Reis</i>	-	0,10	2,10	2,36	10,95	7,77
<i>GNC Cachoeira de Macacú</i>	-	0,59	2,24	-	-	-
Biometano	-	-	-	7,50	-	-
TOTAL Investimentos Singulares	0,52	43,14	48,74	37,84	146,20	109,07

Então, foram firmados, em 01 dezembro de 2014, o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Ceg e, em 10 de dezembro de 2014, o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Ceg Rio. Estes Termos Aditivos alteraram as obrigações assumidas pelas Concessionárias, autorizando a distribuição de GNC por meio de gasodutos virtuais. Ainda, como contraprestação à alteração promovida, as distribuidoras assumiram a obrigação de pagar outorgas compensatórias ao Estado do Rio de Janeiro, que representam os valores corrigidos⁵ dos investimentos não realizados (apresentados nas tabelas acima) na construção dos gasodutos físicos nos municípios cariocas. Lembra-se ainda que tais dispositivos, embora diretamente relacionados ao tema em Consulta Pública e de afetar diretamente os consumidores, não foram debatidos com a sociedade.

As outorgas compensatórias somam R\$ 392.100.000 e serão contabilizadas como ativos intangíveis na base regulatória de ativos de cada distribuidora, considerando o valor pago por cada uma. Essa condição transfere para os clientes da CEG e da CEG Rio a responsabilidade pelo pagamento das contraprestações, onerando-os através das suas tarifas.

Um dos procuradores do Estado do Rio de Janeiro quem cita, pela primeira vez, “a necessidade de pagamento de uma ‘outorga compensatória’ pelas concessionárias

⁵ Os valores de R\$ 130,84 milhões (CEG) e R\$ 205,59 milhões (CEG Rio) estavam na base de dezembro de 2011. Corrigindo-os para a base de julho/2014, resulta-se nos valores das outorgas compensatórias – R\$ 152,49 milhões (CEG) e R\$ 239,61 (CEG Rio).

em favor do ERJ e/ou a eventual necessidade de efetivação de redução tarifária daí resultante”. É interessante notar que a própria Assessoria Jurídica da SEDEIS cita que “a contraprestação direta ao Estado diverge da manifestação desta Assessoria, que aludiu expressamente ao mecanismo de redução tarifária a menor”.

Finalmente, entra em cena a Consulta Pública aberta pela AGENERSA aberta em fevereiro do presente ano. Com a promulgação da Lei 6.448/2013 e o firmamento dos últimos Termos Aditivos, as concessionárias manifestaram, ao Poder Concedente, as propostas de metodologia e cálculo de um *encargo tarifário GNC*. A Agência Reguladora, então, foi instada à apreciação das propostas.

De maneira geral, a metodologia de cálculo para o encargo proposta pelas concessionárias tem como objetivo repassar os custos de compressão, transporte, armazenamento e descompressão de GNC a todos os clientes das concessionárias, visto que a Lei 6.448/2013 prevê que o cliente que opte ser suprido por GNC deverá ter tratamento semelhante ao cliente abastecido por gás natural através de gasodutos ou de projeto estruturante de GNC. Ou seja, este cliente pagaria a mesma tarifa que um cliente abastecido diretamente pela rede de gás, respeitando-se sua classe de consumo.

Finda a análise histórica, cabem alguns questionamentos:

- Por qual motivo os gasodutos físicos não foram construídos nos municípios citados?
- Se o abastecimento por GNC é mais vantajoso aos consumidores em determinadas condições (pequenas distancias e pequenos volumes, ou mercados com risco elevado de baixa adesão de clientes), por que é necessária a criação de um encargo? E por que não foi apresentado nenhuma justificativa técnica direta?
- A decisão de se ressarcir o Estado do Rio de Janeiro mediante outorgas compensatórias foi baseada em quê, já que a primeira recomendação citada no processo E-12/001/1299/2014 versava sobre “reajuste tarifário a menor”?
- Por que as outorgas compensatórias foram contabilizadas na base de ativos das concessionárias?

Tais questionamentos, dentre tantos outros que ainda poderiam ser realizados, já presumem uma suposta nulidade dos Terceiros Termos Aditivos e deveriam anular a Consulta Pública nº 001/2015.

3. O processo E-12/001/1299/2014 e os Terceiros Termos Aditivos aos Contratos de Concessão da CEG e CEG Rio

A Abrace teve acesso à cópia do Processo nº E-12/001/1299/2014, que resultou na assinatura do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG e do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG Rio. Um breve resumo dos acontecimentos encontra-se no memorando elaborado pelo escritório de advocacia Mundie Advogados, em anexo, na seção “1. Fatos”.

Entretanto, é importante ressaltar alguns pontos presentes nos terceiros Termos Aditivos para que se compreendam os impactos que a base de usuários das distribuidoras de gás natural cariocas sofrerá caso não haja algum tipo de intervenção nesta situação. Estas questões serão tratadas nesta e nas duas próximas seções do presente documento.

O 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Ceg e o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Ceg-Rio alteraram as obrigações das duas concessionárias mediante contraprestação de R\$ 152.490.000 e de R\$ 239.610.000, respectivamente, a título de outorga compensatória. Estes montantes representam os valores corrigidos dos investimentos não realizados na construção dos gasodutos físicos nos municípios cariocas, e que estariam sendo devolvidos ao Poder Concedente como forma de punição por sua não realização.

No entanto, observa-se que os termos aditivos consideram os pagamentos realizados pelas distribuidoras, que somam R\$ 392.100.000, como ativos intangíveis e que serão contabilizados na base regulatória de ativos de cada distribuidora, considerando o valor pago por cada uma.

“2.1.2. O valor pago a título de contraprestação será considerado como ativo intangível regulatório e, dessa forma, será considerado na base de cálculo da remuneração dos ativos da Concessionária para efeitos de fixação e revisão das tarifas, na forma prevista na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, sendo

atualizado monetariamente pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, inclusive para o disposto no parágrafo 6º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a partir da data dos pagamentos da contraprestação.”⁶

Essa condição transfere para os clientes da Ceg e da Ceg-Rio a totalidade da responsabilidade pelo pagamento da outorga compensatória, onerando os consumidores, através das suas tarifas, pela nova atribuição das concessionárias. Atribuição esta que não tem relação direta com a concessão de distribuição de gás natural canalizado, única para qual a concessionária tem legitimidade para operar e pela qual faz jus a uma “Receita Requerida”, necessária para manter o equilíbrio econômico e financeiro do contrato. Ademais, tal atribuição gerará receita adicional para os acionistas da Ceg e Ceg Rio, sem a previsão de compartilhamento desse benefício com os consumidores fluminenses através da modicidade tarifária.

Ao inserir os valores dos pagamentos nas bases regulatórias de ativos de cada distribuidora, essas empresas não somente serão ressarcidas por esses pagamentos como serão remuneradas por eles pelo CAPM⁷ vigente em cada ciclo. Significa dizer que o consumidor arcará com o custo de capital exigido pelo Estado para permitir atividade cuja competência de regulação é da ANP e que, mais do que isto, o acionista das concessionárias irá ser remunerado por um custo de capital do qual não incorreu.

Os consumidores não só assumem o ônus que deveria caber apenas aos acionistas das Concessionárias, mas remuneram esse capital - sem que haja qualquer fundamentação jurídica e técnica.

É importante ressaltar que, dado que não existem informações disponíveis e não há transparência no processo, a Associação calculou o impacto que os valores das outorgas causariam na Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL)⁸ das distribuidoras. A base de ativos da CEG, no início de 2015, estava orçada em R\$ 2,8 bilhões. O impacto da outorga a ser paga por esta concessionária na BRRL 2015 seria de + 5,5%. Já a base de ativos da CEG Rio, no início de 2015, estava orçada

⁶ Os dois Termos Aditivos têm a mesma cláusula.

⁷ Sigla para *Capital Asset Pricing Model* ou, em português, Modelo de Precificação de Ativos Financeiros.

⁸ Estes dados foram fornecidos na última revisão tarifária das concessionárias.

em R\$ 0,6 bilhão. Aqui, o impacto que a outorga a ser paga por esta distribuidora causa na BRRL 2015 é especialmente elevado: + 40,1%.

Da mesma maneira, é possível comparar o valor das outorgas compensatórias da Ceg e da Ceg-Rio com as suas respectivas Receitas Líquidas para o ano de 2014. No ano passado, a Receita Líquida da CEG correspondeu à R\$ 3,5 bilhões – portanto, o valor da outorga a ser paga por esta distribuidora corresponderia a 4,3% do valor arrecadado da receita líquida. Já a Receita Líquida da CEG Rio foi de R\$ 2,9 bilhões, e a sua outorga corresponderia a 8,0% deste valor.

Ainda, foi realizada uma estimativa de impacto que as contraprestações causariam nas margens de distribuição. Mesmo conhecendo o valor que será incorporado na BRRL e a estimativa dos investimentos que não serão realizados, não é possível calcular o impacto nas margens de cada segmento, visto que a estrutura tarifária não é pública no Rio de Janeiro. Ainda, a fórmula de definição da margem no RJ é de elevada complexidade e, portanto, esses números representam uma aproximação não fiel às regras tarifárias vigentes no Estado. E, novamente, existe pouca informação para realizar as estimativas da forma ideal, de modo que o cálculo que será apresentado representa o impacto médio na margem das duas distribuidoras.

Considerando que o volume movimentado pela CEG e pela CEG Rio em 2014 foi de 9,3 milhões de metros cúbicos de gás natural; que o valor das outorgas compensatórias somadas é de R\$ 395 milhões e que são divididas em três parcelas (da ordem de R\$ 131 milhões) – a primeira paga em janeiro de 2015 e as demais em 12 e 24 meses; e que a amortização desses valores como ativos intangíveis é dada linearmente em 20 anos, tem-se que:

- 1) Caso 1 - Outorgas entram na base de ativos nas datas do pagamento das suas parcelas:
 - Em 2015, o impacto na margem referente à primeira parcela seria de + R\$ 0,0142 /m³, corresponde a 6,1% da média das margens industriais;
 - Em 2016, o impacto na margem referente à primeira parcela amortizada em 5% somada à segunda parcela seria de + R\$ 0,0276 /m³; corresponde a 11,8% da média das margens industriais;

- Em 2017, o impacto na margem referente à primeira e segunda parcelas amortizadas em 10% e 5%, e somadas à terceira parcela seria de + R\$ 0,0403 /m³ corresponde a 17,3% da média das margens industriais;

As margens de distribuição devem conter apenas elementos de custos envolvidos na prestação do serviço das empresas (como, por exemplo, os custos dos investimentos, os custos com pessoal e manutenção, a parcela de remuneração). Já a base regulatória de ativos deve considerar apenas os ativos envolvidos diretamente na prestação dos serviços das distribuidoras. Os pagamentos a título de outorga compensatória não se enquadram nas regras tarifárias ou em nenhuma metodologia reconhecida de definição da base regulatória de ativos.

Essa previsão dos Termos Aditivos aos Contratos de Concessão cria uma regra perversa, na qual as concessionárias negociam uma condição mais vantajosa de ampliação dos seus mercados de atuação, e ainda são remuneradas pelo pagamento da contrapartida financeira, transferindo todo o ônus aos consumidores de gás natural. Situação em flagrante desacordo com o princípio da modicidade tarifária.

Ademais, a análise realizada pela área técnica da SEDEIS, citada na Seção 2 deste documento, quando se manifestou favorável ao uso do GNC em substituição aos gasodutos físicos, baseia-se apenas em uma dissertação de mestrado⁹, que tem como objetivo “comparar o custo de transporte de gás natural entre as tecnologias disponível no mercado para auxiliar os novos consumidores que tenham um consumo de gás e uma distância entre os locais de abastecimento e entrega que não justifique a construção de um gasoduto”. Ora, a construção de gasodutos físicos nos municípios cariocas tanto era justificável que os dois primeiros Termos Aditivos aos Contratos de Concessão das distribuidoras foram celebrados objetivando construí-los.

Conclui-se, portanto, que os consumidores são fortemente onerados sem nenhuma justificativa ou benefício que se origine do novo arranjo e que a fragilidade jurídica

⁹ López Bendezú, Marko Antonio. Avaliação Técnico-Econômico das Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gás Natural. Rio de Janeiro, 2008, 81p. Dissertação de mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

da proposta sugere haver espaço para questionamentos judiciais do 3º Termo Aditivo dos Contratos de Concessão.

4. Desequilíbrio Econômico-Financeiro das Concessões Em Desfavor dos Consumidores

Ainda, na última revisão tarifária, constatou-se que as duas concessionárias de distribuição de gás canalizado do Estado do Rio de Janeiro realizaram menos investimentos durante o terceiro quinquênio do que o planejado para o período. Esse fato tem uma consequência importante para as concessões, uma vez que os consumidores transferiram esses valores para as distribuidoras através das tarifas e as financiaram ao longo do próprio ciclo, mas sem a devida contrapartida de expansão da malha, gerando um desequilíbrio econômico-financeiro em desfavor dos consumidores.

A proposta que a Ceg e Ceg-Rio apresentaram na Consulta Pública nada disse sobre potencial necessidade de reaver os montantes previstos a título de investimentos no ciclo vigente, mas apenas detalha proposta de encargo tarifário, que encarecerá de forma imprevisível os custos dos consumidores fluminenses.

Um dos pleitos constantes da Abrace quando das Revisões Tarifárias é que a Agenera e as concessionárias devem publicar periodicamente, ao menos uma vez ao ano, uma análise do acompanhamento dos investimentos realizados pelas distribuidoras com comparação ao que foi aprovado na revisão tarifária, de forma que os interessados possam acompanhar e fiscalizar.

Os riscos advindos da não realização dos investimentos devem ser compartilhados com as distribuidoras, pois atualmente estão integralmente com os consumidores, conforme apresentado pela Abrace à Agenera em outubro de 2014 na Consulta Pública sobre Metodologia para o Cálculo do Fator X, Utilização dos Saldos de Investimentos Não Realizados e Qualidade.

Ainda que não se tenha o respaldo regulatório adequado, a falta de detalhamento na proposta das concessionárias nesta Consulta Pública impossibilita uma análise mais profunda, mas sugere a possibilidade de que as distribuidoras não cumpram com os

seus planos de investimentos novamente e, mais uma vez, invistam menos que o planejado durante o quarto quinquênio. Essa percepção se deve à opção por gasodutos virtuais em determinados projetos de expansão, potencialmente mais baratos que os gasodutos físicos originalmente contabilizados na revisão tarifária, o que irá gerar um investimento menor que o previsto e levará à repetição do problema de desequilíbrio econômico-financeiro em desfavor dos consumidores, como observado no ciclo anterior.

Ressalta-se que o não cumprimento dos planos de investimentos conforme aprovados em revisão tarifária têm impactos também nas previsões de Custos Operacionais e da Base Regulatória de Ativos, o que agrava ainda mais o desequilíbrio econômico-financeiro das concessões.

Dessa forma, a Agência deve cuidar para que qualquer alteração de investimentos e custos operacionais em relação ao previsto seja refletida nas tarifas. No presente caso, as alterações podem ser significativas, o que implica a necessidade de uma revisão tarifária extraordinária, sob o risco de as tarifas vigentes deixarem de refletir a realidade das concessões, causando um desequilíbrio econômico-financeiro das concessões em desfavor dos consumidores.

Adicionalmente, destaca-se que ao não cumprir o plano de investimentos no âmbito da concessão, as concessionárias acumulam saldos financeiros disponíveis para aplicação em ambiente fora da concessão, onde as taxas de retorno em geral têm a Selic como referência. O saldo permanecerá com as distribuidoras até o final de 2017, caracterizando-se como um empréstimo compulsório para a distribuidora à custa dos consumidores. Esta prática, além de se opor aos princípios da boa prática regulatória, torna-se ainda mais danosa, quando vista sob um prisma de cenário econômico desfavorável para as cadeias produtivas. Assim, a devolução desse saldo deve considerar também o custo de oportunidade dos consumidores entre 2013 e 2017.

Diante do exposto, caso seja comprovado o respaldo regulatório e aprovada a substituição de gasodutos físicos por gasodutos virtuais, o que não se espera, a Abrace solicitou à Agenera que fosse realizada imediatamente uma revisão tarifária extraordinária para contemplar ajustes no plano de investimentos.

Além disso, desde a primeira Revisão Tarifária, observa-se um padrão histórico de descumprimento dos planos de investimentos pelas concessionárias. Como já explicado acima, esse fato gera uma consequência direta de desequilíbrio econômico-financeiro em desfavor dos consumidores, descumprindo o princípio de modicidade tarifária.

Entretanto, também se observa que em todas as revisões tarifárias as concessionárias solicitam a inclusão em seus planos de investimentos justamente dos investimentos não realizados no ciclo anterior. Esse fato mantém as margens de distribuição constantemente elevadas, considerando que a parcela referente a investimentos tem peso significativo na margem de distribuição. Essa sistemática deve ser alterada pela Agência, que deve garantir que, no próximo ciclo tarifário, os planos de investimentos não incluam novamente esses mesmos investimentos em gasodutos físicos que agora possam vir a não serem realizados.

5. A Consulta Pública AGENERSA nº 001/2015 e o encargo tarifário GNC

Esta Associação entende que, tendo em vista que as tarifas vigentes já refletem custos de operação e manutenção destinados ao atendimento integral do consumo previsto a partir da revisão tarifária para o ciclo 2013 e 2017 não há que se falar em criação de encargo tarifário a ser pago pelos consumidores da Ceg e Ceg-Rio.

Assim, a proposta colocada em consulta pública implicará, se aprovada, na criação de encargo que onerará duplamente os consumidores das concessionárias, gerando, inclusive, transferência indevida de recursos dos consumidores para a concessionária. Esta situação poderá gerar questionamentos judiciais.

Ademais, ainda que houvesse fundamentação técnica e econômica suficiente para a criação do encargo, o documento disponibilizado na consulta pública não apresenta qualquer estimativa de custos que possam ser gerados a partir da proposta. Não houve transparência no processo e, este fato, por si só, já seria suficiente para questionar a criação do encargo.

O memorando elaborado pelo escritório de advocacia Mundie Advogados coloca muito bem quando cita que “o que se verifica, em verdade, é uma benesse às

Concessionárias, que não foram punidas pela não realização de investimentos, mas beneficiadas com a possibilidade de atender, via gasodutos virtuais, áreas que já estavam obrigadas a atender desde a celebração dos 1ºs e 2ºs Termos Aditivos e cujos investimentos correlatos foram e serão considerados para fins de revisão tarifária, tudo em detrimento dos usuários, que foram/serão onerados com a consideração destes investimentos nas tarifas e, a prevalecer a proposta submetida à Consulta Pública, ainda serão obrigados a arcar com o encargo tarifário para interiorização da distribuição do gás natural canalizado por meio de GNC”.

Resumidamente, o encargo visa repassar custos de compressão, transporte e descompressão de projetos ponto-a-ponto de GNC a todos os usuários que utilizem a rede de gás das concessionárias cariocas. O encargo deverá ser estimado previamente e gera uma conta gráfica, que registra as diferenças entre os valores efetivamente desembolsados pela concessionária para arcar com os custos de GNC e os valores correspondentes arrecadados, contidos nas tarifas, pelo encargo. Apesar de o saldo da conta gráfica ser atualizado mês a mês, o encargo é calculado de modo a possuir vigência trimestral.

O encargo tarifário vigente para o trimestre em questão é dado pela divisão do saldo da conta gráfica no último dia do primeiro mês do trimestre anterior e pelo somatório do volume de gás distribuído a todos os usuários da rede de gás natural das Concessionárias, faturados no mesmo trimestre de aplicação no ano anterior, utilizado como estimativa para o trimestre em questão.

Em um primeiro momento, o que se pode compreender do mecanismo proposto pela concessionária é que, quando a conta gráfica possuir saldo positivo (custos de GNC maiores que o arrecadado pelo encargo), atualiza-se o cálculo do encargo trimestral e este é repassado aos consumidores via acréscimo na tarifa. Da mesma forma, o saldo negativo (custos de GNC menores que o arrecadado pelo encargo) desta conta corrente é compensado ao consumidor por meio de uma redução na tarifa devido à inexistência ou redução do encargo no trimestre de referência.

6. Considerações finais

Considerando as justificativas expostas neste documento, a Abrace propõe que a Agência promova novo debate com a sociedade, com a divulgação de todas as informações pertinentes ao processo e garantindo que a proposta da Ceg e da Ceg-Rio tenha o detalhamento necessário, visto que o encargo proposto pelas concessionárias não encontra respaldo técnico, econômico ou jurídico para sua implantação.

Ainda, é imperativo que se abra um canal de debate com a sociedade acerca do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de cada distribuidora, uma vez que o mesmo foi firmado sem nenhuma consulta prévia, em desacordo com os princípios de transparência, e ainda onerando indevidamente as tarifas por meio de outorgas compensatórias. Estas outorgas não devem ser inseridas nas bases de ativos das concessionárias, uma vez que esse fato transfere aos consumidores a responsabilidade pelo pagamento dos investimentos não realizados, onerando-os duplamente. Deve-se atentar também ao fato de que as distribuidoras não foram penalizadas com as sanções previstas pelos primeiros Termos Aditivos.

Ademais, de modo a se acompanhar o cronograma de investimentos e evitar que este tipo de problema possa novamente acontecer, a Abrace sugere que sejam apresentados relatórios sobre o cumprimento pela Ceg e Ceg-Rio dos seus Planos de Investimentos entre 2013 e 2014, assim como as perspectivas de cumprimento dos Planos entre 2015 e 2017. Os relatórios devem conter análise sobre os impactos de eventual não cumprimento dos Planos das tarifas de distribuição, e indicação sobre qual a necessidade de revisão tarifária extraordinária.