

FORMULÁRIO DE COMENTÁRIOS E SUGESTÕES

CONSULTA PÚBLICA N° 14/2016 DE 12/9/2016 a 12/12/2016

NOME: COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATARINA – SCGÁS (CNPJ – 86.864.543.0001/72)

<p>(x) agente econômico () consumidor ou usuário</p> <p>Consulta Pública sobre a aplicação de metodologias de cálculo das Parcelas do Preço referente ao Transporte que devem constar dos contratos de compra e venda de gás natural, conforme o embasamento exposto na Nota Técnica nº 11/2016-SCM, de 31 de agosto de 2016.</p>	<p>() representante órgão de classe ou associação () representante de instituição governamental () representante de órgãos de defesa do consumidor</p>
<p>SEÇÃO/SUB-SEÇÃO DA NOTA TÉCNICA</p>	<p>PROPOSTA DE REDAÇÃO</p>

“(...) o custo mais relevante a ser recuperado através das tarifas é o custo de investimento, que se referem,

Não há comentários e considerações sobre o documento e valores apresentados no campo justificativa.

Neste contexto a Nota Técnica explica:

“(...) o custo mais relevante a ser recuperado através das tarifas é o custo de investimento, que se referem, principalmente, aos custos de

<p>principalmente, aos custos de capital e à depreciação do ativo”(...)</p> <p>“ (...) as informações de custo utilizadas para se calcular as tarifas de transporte deve refletir o custo de repor as instalações de transporte no futuro.”(...)</p>	<p>capital e à depreciação do ativo”(...)</p> <p>“ (...) as informações de custo utilizadas para se calcular as tarifas de transporte deve refletir o custo de repor as instalações de transporte no futuro.”(...)</p>
<p>A utilização por parte da ANP das receitas dos contratos vigentes é justificada (pela SCM-ANP) principalmente pelo fato de que não se pode estimar com precisão o “custo de reposição” dos gasodutos, e considerar as receitas vigentes, reduziria a incerteza sobre o retorno dos transportadores sobre o investimento realizado.</p> <p>Contudo, podemos observar também na Nota técnica da ANP SCM 002-2013 que foi utilizada como base na Consulta Pública que revisou a Resolução ANP 029/2005 decorrendo então a Resolução ANP nº 15 de 14/03/2014, “Critérios para o cálculo das tarifas de transporte e aprovação das tarifas de transporte propostas pelos transportadores para os gasodutos objeto de autorização”, podemos perceber claramente a distinção já reconhecida pela ANP referente aos encargos de <u>capacidade e de movimentação</u>.</p> <p><i>(Handwritten signatures and initials are present in the bottom left corner of the page)</i></p>	<p>capital e à depreciação do ativo”(...)</p> <p>“ (...) as informações de custo utilizadas para se calcular as tarifas de transporte deve refletir o custo de repor as instalações de transporte no futuro.”(...)</p>

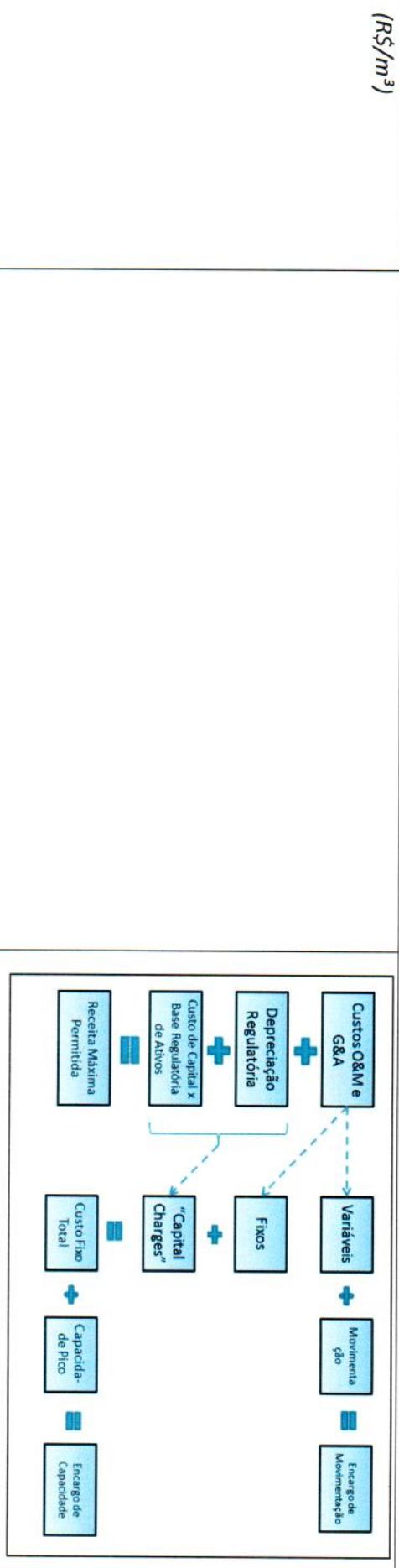


Figura 1 – Desenho Tarifário pelo método do Custo de prestação do serviço de transporte (fonte: NT SCM-ANP 02/2013)

Desta forma, os custos fixos do sistema de transporte devem ser alocados no Encargo de Capacidade, e os custos variáveis de transporte devem ser recuperados pelo Encargo de Movimentação.

Conforme descrito na NT 002/2013 da SCM-ANP:

(...) "Os custos fixos são os que não variam com a quantidade de gás movimentada. São constituídos pelos custos de investimento e

pelos custos de O&M que independem do volume transportado, além das despesas de G&A, tributos, seguros, etc. Os principais determinantes dos custos fixos são: (i) extensão do gasoduto; (ii) o volume máximo a ser transportado em um dia de pico.

Já os custos variáveis são aqueles que variam com a quantidade de gás movimentada. São basicamente os custos de operação e manutenção relacionados à compressão (gás combustível, lubrificantes, eletricidade, entre outros) e perdas de gás. Os principais determinantes dos custos são: (i) a distância percorrida pelo gás; e (ii) o volume movimentado. "(...).

Ainda, a Resolução ANP nº 15 de 14/03/2014 em seu artigo 8º define que:

(...) Art. 8º A tarifa de transporte aplicável ao Serviço de Transporte Firme será estruturada, no mínimo, com base nos seguintes encargos:
 I – Encargo de capacidade de entrada: destinada a cobrir os investimentos relacionados à capacidade de recebimento, e

<p>os custos e as despesas fixos da prestação do Serviço de Transporte Firme;</p> <p>II – encargo de capacidade de transporte: destinado a cobrir os investimentos relacionados à Capacidade de Transporte;</p> <p>III – Encargo de capacidade de saída: destinado a cobrir os investimentos relacionados à capacidade de entrega;</p> <p>IV – Encargo de movimentação: destinado a cobrir os custos e as despesas variáveis com a movimentação de gás. (...)</p>
<p>Contudo, já é reconhecido na Resolução ANP nº 15 de 2014 a divisão da Tarifa de transporte entre parcela de capacidade e de movimentação. Em seu Art. 5º prevê que o Serviço de Transporte deve considerar dentre outros;</p> <p>(...) custos, tais como a distância entre os pontos de recebimento e de entrega, a Capacidade de Transporte, o volume movimentado, (...).</p> <p>Entretanto, a Resolução ANP 52/2011, que trata do registro</p>

dos contratos de Transporte junto a ANP busca considerar uma tarifa de transporte que considere os diferentes pontos de retirada e de entrega e possa existir uma separação entre o preço da molécula e o preço do transporte.

Observando o já descrito, podemos verificar que o contrato vigente da SCGÁS do tipo TCO (boliviano) possui na composição do custo a parcela da molécula e a parcela de transporte, sendo que a parcela de transporte esta dividida em parcela de movimentação e parcela de capacidade.

A parcela de movimentação contida nos contratos TCO, em tese; é utilizada para cobrir os custos variáveis do gasoduto, e a parcela de capacidade estaria presente no contrato para recuperar os custos fixos ou decorrentes basicamente da instalação ou investimento e depreciação do gasoduto com alguma consideração sobre custos de O&M.

O método apresentado pela ANP apresenta como resultado para a tarifa de transporte aplicável à Região Sul o valor de R\$/ m^3 0,2989.

Atualmente a SCGÁS possui os custos de transporte de seu contrato (base | agosto 2016) conforme segue:

Tabela 2 – custos de transporte atuais do contrato da SCGÁS

Tarifa de Transporte - US\$/MMBtu	1,7711
CC – Capacidade - US\$/MMBtu	1,6391
TC – Movimentação - US\$/MMBtu	0,1320
Câmbio considerado (1º dia do ano) (R\$/USD)	4,0387
Tarifa de Transporte – R\$/m ³	0,2668

Obs.: fator de conversão do gás de R\$/m³ para R\$/MMBTU = 26,8081.

Contudo, se extrapolarmos o valor do transporte descrito na Nota técnica da ANP, considerando o gás com as mesmas especificações do consumido pela SCGÁS nas condições de referência:

Tabela 3 – custos de transporte Calculados pela SCM – ANP
(estimado em US\$/MMBTU)

Tarifa de Transporte Calculada	0,2989
Tarifa de Transporte (SCM/ANP) - US\$/MMBtu	1,9840

Podemos observar que a metodologia utilizada pela ANP obtém um valor de tarifa de transporte superior a atual tarifa de transporte paga atualmente pela SCGÁS.

Desta forma, a tarifa de movimentação do contrato TCO da

SCGÁS, que têm vigência até março do ano de 2020, deveria refletir os custos relacionados à distância percorrida pela molécula, custos de operação e manutenção relacionados à movimentação do gás e a tarifa de capacidade estaria prevendo a recuperação dos investimentos e depreciação do gasoduto, com base na sua distância considerado no projeto inicial e associado as capacidades máximas de movimentação do projeto.

Podemos observar que se o entendimento for este, a parcela de movimentação de **us\$/MMBtu** 0,1320 deveria estar remunerando os custos variáveis e a parcela de capacidade fixos do GASBOL para o contrato da SCGÁS. Contudo seria de se esperar que após a depreciação completa do gasoduto, a parcela de capacidade fosse reduzida significativamente para valores que passassem a considerar, por exemplo, um “custo de reposição” para o gasoduto a partir de abril de 2020. Destaca-se que este custo de transporte já considera as retiradas no limite de movimentação contratual da SCGÁS.

A tarifa de transporte esperada para o caso da SCGÁS seria inferior aos atuais **us\$/MMBTU 1,7711** o que está abaixo do valor encontrado na Nota técnica da ANP de **us\$/MMBTU 1,9840**.

<p>(...) “Uma vez decidida a adoção da tarifação por Entrada/Saída e definido o custo total a ser recuperado pelas tarifas com base nas receitas dos contratos de transporte vigentes, é necessário tomar duas decisões.” (...)</p>	<p>Considerar a receita dos contratos de transporte vigentes para determinação dos custos unitários dos dutos que deve ser recuperado pelo método de tarifação escolhido pela SCM-ANP, pode levar a uma situação em que o transportador seria remunerado com base na receita calculada considerando a recuperação de todo o investimento, por exemplo, do GASBOL que, em tese, estaria totalmente depreciado a partir de abril de 2020, sendo que o custo de reposição não deveria ser o mesmo do custo de implantação do gasoduto novo, o que pode estar levando a uma distorção na premissa de cálculo utilizada pela ANP.</p>
<p>(...) “pelas razões acima expostas, o método de tarifação considerado mais apropriado ao caso brasileiro aparenta ser o tipo Entrada/Saída.” (...)</p> <p>e,</p> <p>(...) o GASBOL somente utiliza fluxo reverso na sua região Norte: (...)</p>	<p>Não há. Há comentários e considerações sobre o documento e valores apresentados no campo justificativa.</p> <p>A Nota técnica SCM-ANP de Agosto de 2016 destaca como o melhor modelo de tarifação para os gasodutos de transporte no Brasil o método de tarifação tipo Entrada/Saída com a premissa de que o custo total a ser recuperado em tarifas deverá ser com base nas receitas dos contratos de transporte vigentes.</p> <p>Entretanto, a NT SCM-ANP de junho 2013 e na NT SCM-ANP de 2016 destaca:</p> <p>(...) A tarifação com base na distância é recomendável para malhas de transporte com predominância de gasodutos longos e unidirecionais, (...)</p>

<p><i>Neste sentido cumpre destacar que vários gasodutos importantes do sistema de transporte já são bidirecionais (GASDUC III, Trechos Norte e Sul do GASENE, Trecho Norte do GASBOL e Pilar-Ipжуca). (...)</i></p>	<p>Como descrito na NT SCM-ANP de agosto de 2016</p> <p><i>(...) o GASBOL somente utiliza fluxo reverso na sua região Norte: (...)</i></p> <p><i>Neste sentido cumpre destacar que vários gasodutos importantes do sistema de transporte já são bidirecionais (GASDUC III, Trechos Norte e Sul do GASENE, Trecho Norte do GASBOL e Pilar-Ipжуca). (...)</i></p>
<p><i>(...) “Convém ressaltar quer a PETROBRAS informou em uma planilha, de forma declaratória, os valores de capacidades</i></p> <p>Não há. Há comentários e considerações sobre o documento informou em uma planilha, e valores apresentados no campo justificativa.</p> <p>As premissas utilizadas pela SCM-ANP para obtenção das tarifas utilizam como base dados informados de forma “declaratória” pela PETROBRAS, fato este que merece atenção haja vista a importância do tema. A transparência no procedimento é importante, visto que a obtenção dos custos</p>	

<p>de transporte máximas de cada seção dos gasodutos de transporte, sem, no entanto, apresentar os documentos essenciais para a validação dos mesmos, a saber: o memorial de cálculo hidráulico do escoamento e/ou relatório de simulação termo-hidráulica.”(...)</p>	<p>unitários para cada seção de gasoduto considerado é obtida a partir deste dado, e esta informação deveria no mínimo ser validada pela ANP.</p>
<p>(...) “ Dessa forma, e conforme exposto na subseção anterior, é necessária a redução gradual da cobrança do custo de ociosidade representado pelo componente postal da PT às Distribuidoras”(...)</p>	<p>Não há. Há comentários e considerações sobre o documento representado pelo componente postal da PT às Distribuidoras”(...)</p>
<p>(...)Ainda com relação à cobrança do custo de ociosidade, se propõe que a distribuição do custo da</p>	<p>(i) A premissa de Demanda utilizada pela PETROBRAS para os cenários de oferta e demanda, considera o somatório das QDC's (quantidades diárias contratadas) pelas distribuidoras em 2016, bem como consumos de usinas termoelétricas (UTEs) e outros consumos internos. Neste caso merece atenção que, caso se pretendeu aplicar à metodologia na forma de “tarifa selo” ou adicional de reserva de capacidade para o caso de capacidades empenhadas em projetos termoelétricos, estes poderiam ser desconsiderados no cálculo, pois, SMJ, abordam capacidades de transporte não disponíveis para as distribuidoras, pois precisam estar reservadas para o “despacho” das Usinas, e poderiam ser repassadas diretamente para as Usinas em questão, desta forma, as capacidades empenhadas em projetos exclusivos e UTEs</p>

<p>ociosidade da cada gasoduto individualmente, de acordo com os seguintes critérios (ver Tabela A2 no Anexo da presente Nota Técnica):"</p> <p>(...)</p>	<p>poderiam não ser consideradas no cálculo para o mercado.</p> <p>A capacidade disponível atualmente nos gasodutos do Sul do país, pode ser observada como uma premissa original de projeto, no caso do GASBOL, estas capacidades ociosas já teriam sido custeadas nos contratos TCO pelo encargo de capacidade e garantia de recebimento ("ship or pay"), uma expectativa para as distribuidoras que tenham suportado estes contratos até o momento, conforme já explicitado é que as tarifas de transporte se reduzissem significativamente para valores próximos as tarifas de movimentação, com as parcelas de capacidade revistas apenas no sentido de prever investimentos em um custo de reposição por exemplo.</p>
<p>Poderia ser considerado pela ANP o fato de que algumas distribuidoras podem encerrar seus contratos vigentes (TCQ) com significativos volumes de capacidades pagas e não utilizadas, e estes volumes, em tese, significariam que há disponibilidade de capacidades no sistema que não precisariam no momento ser repassadas ao mercado, haja vista que nunca foram reservadas e já não estão sendo utilizadas na prática.</p> <p>Estas capacidades ociosas não consideradas poderiam vir a ser reguladas quando da sua efetiva necessidade ao</p>	

		<p>sistema de transporte, podendo ser tratadas como tarifas de transporte extraordinárias, interruptíveis ou até incrementais as tarifas de transporte ora discutidas na Consulta Pública.</p>
		<p>A Nota Técnica não apresenta com clareza uma planilha com a memória de cálculo utilizada nem com as variáveis de entrada e premissas utilizadas, desta forma é difícil avaliar se as premissas de fluxos, arcos, capacidades, dentre outros poderiam ter sido consideradas de forma diferente.</p> <p>Não há. Há comentários e considerações sobre o documento da PT calculada pela PETROBRAS e pela SCMI/ANP a partir da Abordagem A-S” (...)</p> <p>Também não é possível buscar por validar o método utilizado ou propor ajustes nas premissas devido à dificuldade de obter a informação utilizada, a disponibilização da planilha e algoritmos utilizados, bem como a relação de premissas e variáveis de entrada consideradas seriam importantes para que fosse possível sugerir modificações ou ajustes possíveis na aplicação da metodologia ou modelo.</p> <p>(...) “V –Cronograma de Aplicação de Metodologias e Cálculo para Alocação dos Custos de transporte nas</p> <p>Não há, há comentários e considerações sobre o documento e valores apresentados no campo justificativa.</p> <p>A Consulta Pública não apresenta uma proposta de resolução ou um detalhamento do modelo com memória de cálculo, planilha para utilização do modelo, etc. Sugere-se que a modelagem seja disponibilizada aos interessados (Planilha, etc) bem como os dados de forma organizada,</p>

Parcelas de Transporte
dos Contratos de Compra
e Venda de Gás
Natural. (...)

para que seja possível uma melhor avaliação das premissas e dos resultados do modelo inclusive na forma prospectiva.

Audiências públicas e Consultas Complementares sobre o tema também são sugeridas.

Juntamente com o Cronograma de aplicação, poderia ser apresentado um detalhamento do modelo, e disponibilizado para os interessados, com as premissas de entrada e saída (Planilhas ou algoritmos implementados para obtenção dos valores) na forma de uma Resolução.

Este formulário deverá ser encaminhado à ANP para o endereço eletrônico: scm@anp.gov.br.



Cósme Polèse
Diretor Presidente



Marco Francesco Patriarchi
Diretor de Administração e Finanças



Rafael Rodrigo Longo
Diretor Técnico e Comercial