



FORMULÁRIO DE COMENTÁRIOS E SUGESTÕES

CONSULTA PÚBLICA Nº 8/2019 - de 06/03/2019 a 04/04/2019

NOME: ABRACE – Associação de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres



<input type="checkbox"/> agente econômico <input type="checkbox"/> consumidor ou usuário	<input checked="" type="checkbox"/> representante órgão de classe ou associação <input type="checkbox"/> representante de instituição governamental <input type="checkbox"/> representante de órgãos de defesa do consumidor
Edital de Chamada Pública para a contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural referente ao Gasoduto Bolívia-Brasil (Rede de Transporte da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.)	
<p>Inicialmente destaca-se a importância do processo de chamada pública para contratação de capacidade de transporte do gasoduto Bolívia-Brasil, operado pela TBG. Este processo representa uma nova fronteira regulatória para o mercado, uma vez que possibilita maior transparência ao mercado e a diversificação da oferta, através da oportunidade de acesso de novos carregadores ao Gasbol. A modelagem de aferição da capacidade e tarifária passará de uma lógica bilateralmente negociada para uma condição regulada, em que a ANP terá elevada importância no acompanhamento e discriminação dos custos, riscos e na fiscalização desta atividade, por meio da homologação das tarifas e da garantia de isonomia deste processo, minimizando o máximo possível as assimetrias de informação.</p> <p>Mas esta chamada pública não representa somente uma modernização e aplicação do aparato regulatório, e sim condição à atração de novos investimentos e ao desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural. Como o transporte é uma atividade de monopólio natural e o método de cálculo tarifário reflete a lógica do custo do serviço é essencial a atenção do regulador à homologação de</p>	

valores que reflitam investimentos prudentes, isto é, ativos que estejam relacionados à atividade em questão, e à eficiência operacional e na alocação de capacidade.

Tendo isto em vista, a ABRACE apresenta a seguir suas considerações à Consulta Pública n 08/2019, que dispõe sobre o edital e o contrato de capacidade de entrada e saída na rede de transporte, operada pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG).

CONTRIBUIÇÕES À NOTA TÉCNICA Nº 007/2018-SIM – WACC E BRA

ARTIGO DA MINUTA	PROPOSTA DE ALTERAÇÃO	JUSTIFICATIVA			
CMPC	CMPC – Aspectos Gerais				
	A NT 007/2018-SIM, que determina o valor do Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC), que será utilizado como referência à taxa de retorno a ser aplicada pelo método de Fluxo de Caixa Descontado, não vem acompanhada da planilha com a memória de cálculo e base de dados. Como exemplo, pode-se citar o cálculo do parâmetro β , cujas informações detalhadas e dados para reproduzir seu cálculo são omitidos, tampouco foi apresentada a motivação para a escolha do conjunto de empresas de referência. Dessa forma, <u>sugerimos que toda base de dados utilizada para cálculo dos parâmetros seja disponibilizada no âmbito da Consulta Pública para permitir a reprodutibilidade do cálculo e a correta análise pelo mercado</u>				
	Utilizando os mesmos números da ANP e a fórmula do CMPC, encontramos valores divergentes aos apresentados na nota técnica, conforme exposto abaixo:				
		Parâmetro	Descrição	Valor Calculado	Valor ANP

CCP (antes de tributos), em termos nominais (US\$)	Metodologia CAPM	12,63%	12,63%
CCP (antes de tributos), em termos nominais (R\$)		14,84%	14,84%
CCP (antes de tributos), em termos reais		10,42%	10,42%
CCT (antes de tributos), em termos nominais (R\$)	Taxa de Juros BNDES	13,29%	13,29%
CCT (antes de tributos), em termos reais		8,94%	8,94%
CMPC, em termos nominais (R\$)	WACC	13,14%	13,32%
CMPC, em termos reais		8,79%	8,97%

Ademais, destacamos que não houve a atualização dos dados com o objetivo de refletir os custos no período de realização da chamada pública. Deste modo, sugerimos que as séries temporais apresentadas, assim como dados utilizados para cálculo do β e do custo de capital de terceiros, sejam atualizados à data mais recente: janeiro/2019.

Por fim, ao término da NT foi realizada uma comparação entre a taxa previamente estabelecida pela ANP (8,97%) e àquela determinada às transmissoras de energia elétrica (7,46%). Apoiamos o entendimento da ANP que **as duas atividades apresentam “risco comparáveis”**. Contudo, no entendimento desta Associação 1,51 p.p. de diferença é de extrema relevância e representa uma redução da ordem de **300 milhões/ano** na Receita Máxima Permitida.

CMPC – Estrutura de Capital

A ANP aprovou a metodologia proposta pela TBG para utilizar o endividamento médio da própria empresa nos últimos 10 anos – estabelecido em 28% de alavancagem. Questiona-se a utilização da estrutura de capital da própria empresa para cálculo da taxa de retorno. O objetivo da regulação de um monopólio natural é incentivar à empresa monopolista a buscar a máxima eficiência possível em seu negócio. A utilização dos parâmetros da própria empresa aproxima o método de tarifação à Regulação por Custo de Serviço, metodologia amplamente questionado na literatura por não fornecer os estímulos necessários à eficiência e produtividade.

O quadro abaixo demonstra que a estrutura de capital proposta pela TBG difere daquela das empresas do setor. Numa atividade de capital intensivo e baixo risco, é natural, e mesmo incentivado, que a alavancagem seja superior à 40%.

Dado	TBG	Comgás	TGS (Argentina)	ANEEL	Média das empresas utilizadas para o β
Capital de Terceiros	28,00%	44,53%	42,74%	48,76%	57,78%
Capital Próprio	72,00%	55,47%	57,26%	51,24%	42,22%

Ressalta-se a estrutura de capital da transportadora argentina (TGS), que, mesmo num país que ainda enfrenta dificuldade em acessar capital, tem nível de endividamento da ordem de 40%.

Desta forma, sugere-se ao regulador brasileiro estabelecer estrutura de capital semelhante às empresas do setor, da ordem de 45% de endividamento.

CMPC – β

Na visão da Abrace, o cálculo do β apresentado na NT 07/2018 demanda uma série de aprimoramentos e detalhamentos:

1. Entendemos que a amostra utilizada é pequena, além de não ter sido apresentadas as justificativas para a escolha destas empresas como referência à TBG. Apenas 14 empresas foram elencadas para dimensionar o risco relativo entre a atividade de transporte de gás e o risco de mercado. A maioria das empresas que compõe a amostra atuam no mercado americano, em que o transporte de gás possui uma lógica mais próxima de um mercado competitivo, diferentemente do modelo brasileiro, que possui condição monopolística. Deste modo, sugerimos a inclusão de outras empresas com modelo de negócio (e risco) parecidos ao da TBG. Para tanto, outras transportadoras de gás europeias, cujo modelo de Entradas e Saídas serviram de base para TBG, devem ser adicionadas à amostra.
2. Segundo a NT “*A apuração do valor dos Betas Alavancados foi realizada a partir da regressão dos retornos semanais dos últimos cinco anos de cada companhia contra o retorno do índice de mercado acionário principal onde as ações destas empresas encontram-se negociadas, sendo o período compreendido entre as semanas de 08 de julho de 2013 e 02 de julho de 2018*”. Contudo, não ficou evidente como os dados foram estimados:
 - a. A regressão dos retornos semanais são séries diárias com base nos retornos semanais? Ou Série semanal com base nos retornos semanais?
 - b. Qual índice de mercado acionário principal foi utilizado? Por exemplo, referente a bolsa de NYSE (Nova Iorque – Nasdaq), existem dois índices principais: o Dow Jones e o S&P 500. Muitas empresas têm ações negociadas em mais de uma bolsa, e não ficou claro qual mercado foi utilizado como referência para os dados.

Desta forma, conforme as premissas descritas no quadro abaixo, sugerimos a adoção do β médio desalavancado ajustado de 0,51:

Parâmetro	ANP	ABRACE
Data de Referência	08/07/2013 a 02/07/2018	03/02/2014 a 31/01/2019
Série Utilizada	Regressão dos retornos semanais	Dados diários com base nos retornos semanais
Índice de Referência dos Mercados (Bolsa)	-	<ul style="list-style-type: none"> - Dow Jones (NYSE) - S&P/TSX (TSX) - ASX200 (ASX) - IBEX35 (MEC) - BEL20 (BSE)
Beta Ajustado Desalavancado	0,61	0,51

* No último ano, o fator de tributação dos Estados Unidos foi atualizado para 27%, conforme a fonte utilizada pela ANP (KPMG).

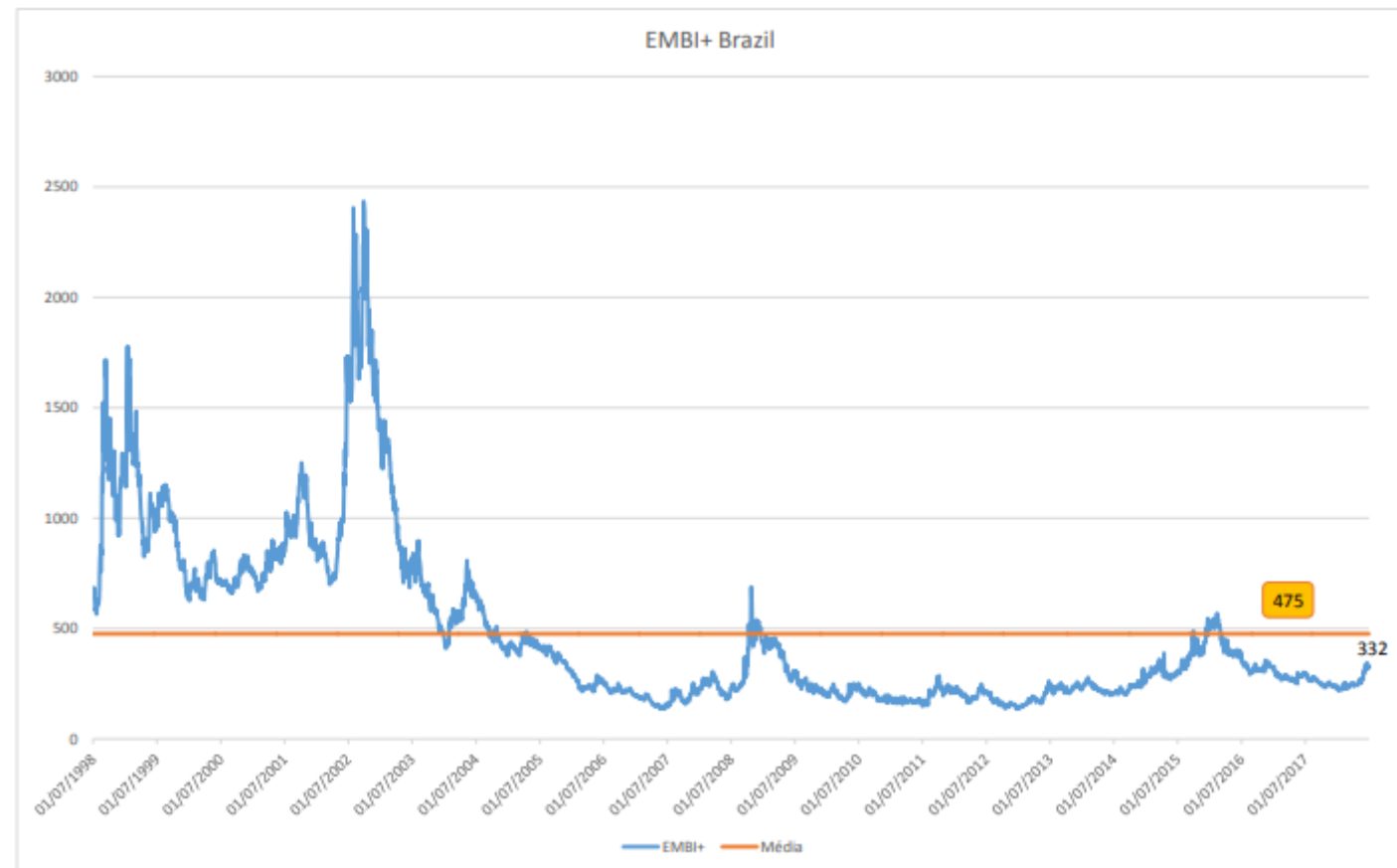
Detalhamento do cálculo do β por empresa:

Companhia	País	Bolsa onde as ações são negociadas	Beta Alavancado	Beta Ajustado	Div. LP/Equity	Tributação	Beta Ajustado Desalavancado
Pembina Pipeline Corp	CAN	NYSE	1,05	1,03	49,20%	26,50%	0,76
Inter Pipeline Ltd	CAN	TSX	1,59	1,39	130,24%	26,50%	0,71
APA Group	AUS	ASX	0,36	0,57	240,66%	30,00%	0,21
Western Gas Partners, LP	EUA	NYSE	1,09	1,06	502,94%	27,00%	0,23
Enagas S.A.	ESP	MEC	0,56	0,71	191,96%	25,00%	0,29
EQT Midstream Partners, LP	EUA	NYSE	0,92	0,94	84,80%	27,00%	0,58
Boardwalk Pipeline Partners, LP	EUA	-	-	-		27,00%	
EnLink Midstream, LLC	EUA	NYSE	1,29	1,19	205,57%	27,00%	0,48
Genesis Energy, L.P.	EUA	NYSE	1,26	1,18	57,60%	27,00%	0,83
TC Pipelines, LP	EUA	NYSE	0,93	0,95	255,25%	27,00%	0,33
Transportadora de Gas del Sur AS	ARG	NYSE	1,11	1,07	74,65%	30,00%	0,70
American Midstream Partners, LP	EUA	NYSE	0,93	0,95	126,06%	27,00%	0,50
Fluxys Belgium S	BEL	BSE	0,10	0,40	254,20%	29,00%	0,14
Southcross Energy Partners, L.P.	EUA	NYSE	1,71	1,47	99,57%	27,00%	0,85
						Média	0,51
						Mediana	0,50
						Obser.	13

CMPC – Janelas Temporais (Risco Brasil e Risk Free)

A ANP utilizou o histórico dos últimos 20 anos para projetar a Taxa Livre de Risco (r_f) e Risco País (r_b) para o próximo horizonte tarifário de cinco anos (2020 a 2024). Sob esta ótica, a ABRACE considera, primeiramente, e independente do período efetivamente selecionado, que seria mais prudente à ANP utilizar os dados mais recentes, ou seja, de janeiro/2019.

Ademais, convém avaliar se o período de 2002, onde houve picos na percepção de risco (o chamado risco-Lula) ainda representa a realidade do país.



Nota-se no gráfico acima que, no período de 2016, onde houve extrema volatilidade política, em que a presidenta sofreu *impeachment* não ocorreu o mesmo movimento de 2002. Isto demonstra a estabilidade institucional do país, argumento suficiente para retificar a utilização do período de 2002 na janela temporal para previsão do risco-país futuro.

Especialistas internacionais têm defendido a utilização de horizontes menores – ou até mesmo o uso de valores pontuais mais recentes – para avaliação e determinação das taxas de risco dos países (vide Aswath Damodaran - Country Risk: Determinants, Measures and Implications. 2015).

A própria ANP em processos anteriores utilizou janelas temporais mais curtas:

- Urucu-Manaus => 7 anos e 11 meses
- CPAC 2007 => proposto pela própria TBG, de 10 anos e 9 meses

Outro ponto que deve ser avaliado é a utilização de medidas estatísticas que sofram menos interferência de picos, tais como os valores verificados em 2002. É de praxe dos órgãos reguladores utilizar a mediana em séries históricas voláteis, em substituição à média simples.

Ao utilizar a mediana para janela temporal de 20 anos (1/fev/99 a 31/jan/2019):

- Taxa Livre de Risco: 3,62%
- Risco Brasil: 2,88%

CMPC – Custo de Capital de Terceiro (CCT)

A ANP aprovou o cálculo do CCT considerando a linha indireta de financiamento do BNDES, sendo:

- $CCT = TLP + 1,45\% + \text{taxa do agente}$
 - TLP calculada em 8,95% a.a
 - Taxa do agente = 2,50% a.a

Diante do exposto, surgem os seguintes questionamentos e ponderações:

1. Não se conseguiu reproduzir o valor da TLP calculado pela ANP. Valor calculado = 9,14% aa

Dado	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Valor ANP	Média 2020-2022	Média 2020-2024
a_k	0,57	0,66	0,74	0,83	0,91	1,00	1,00	-	0,83	0,90
NTN-B	5,52%	5,52%	5,52%	5,52%	5,52%	5,52%	5,52%	-	5,52%	5,52%
TLP Pré	3,15%	3,64%	4,08%	4,58%	5,02%	5,52%	5,52%	-	4,56%	4,95%
IPCA	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	-	4,00%	4,00%
TLP	7,27%	7,79%	8,25%	8,76%	9,22%	9,74%	9,74%	8,95%	8,75%	9,14%

2. Não está claro o motivo pelo qual a TBG não poderia utilizar a linha de crédito direto do BNDES;
3. Não foi explicitada qualquer informação sobre a taxa do agente financeiro em 2,50% a.a.

Por fim, cabe destacar que essa metodologia não pode ser considerada como benchmark para aplicar nesta revisão tarifária. Referências internacionais e nacionais (ANEEL e Arsesp) utilizam a metodologia de CAPM da Dívida para determinação do CCT. Neste método, o CCT é calculado pela fórmula:

$$r_D = r_l + PR + SS$$

r_l é a taxa livre de risco

PR é o prêmio de risco

SS é o *spread* adicional em função da qualificação do negócio

A TBG é uma empresa de capital fechado, e por isso não são calculados dados de *rating* por agência internacionais. Dessa forma, propomos a aplicar o SS utilizado pela Arsesp¹ no cálculo da taxa de retorno da Comgas, no valor de 3,42%. Não enxergamos prejuízo nesta equiparação, visto que a TBG tem como principal acionista a Petrobras, cujo *rating* é equivalente ao da Comgás.

O resultado do CCT utilizando a fórmula acima foi **12,52%**.

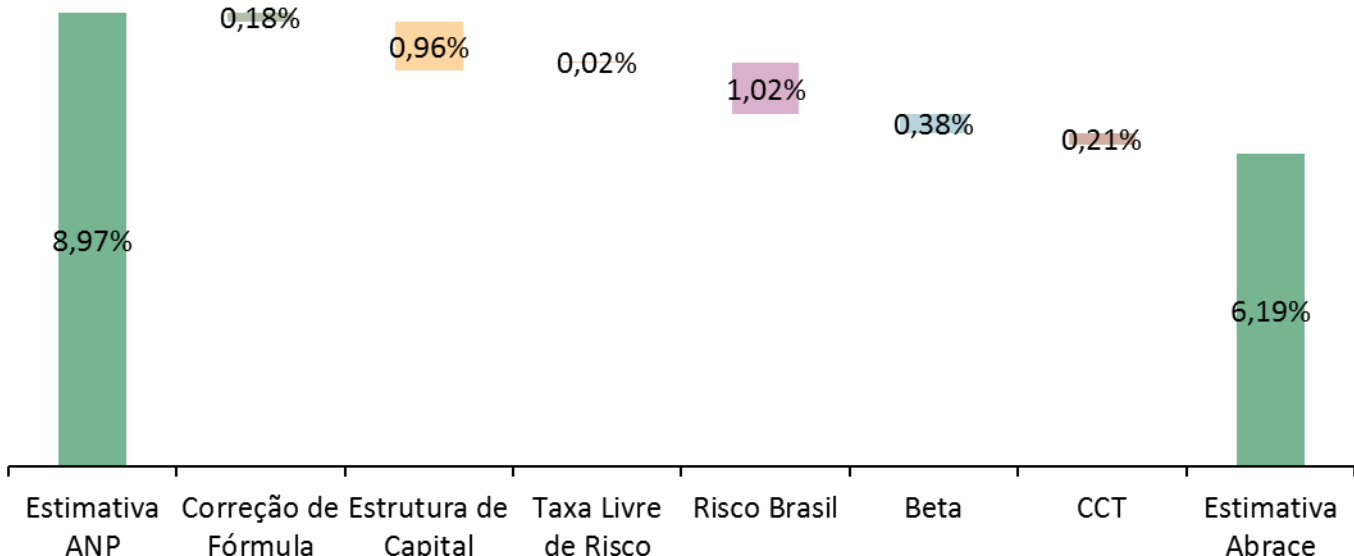
¹ NT.F-0002-2019

CMPC – Resultado Final

Diante do que foi apresentado, sugere-se à ANP utilizar as seguintes premissas para cálculo do CMPC:

- Estrutura de capital=> total da dívida = 44,53%. Conforme Arsesp/Comgas;
- Taxa Livre de Risco e Risco Brasil: Mediana no período 1/fev/99 a 31/jan/2019;
- Beta: atualização do período: 03/02/2014 a 31/01/2019
- CCT: calculado em 12,52% pelo método CAPM da dívida

O resultado final do **CMPC para à TBG, com base nas metodologias adotadas tanto pela Aneel como pela Arsesp, seria de 6,19%**

	 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>Valor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Estimativa ANP</td> <td>8,97%</td> </tr> <tr> <td>Correção de Fórmula</td> <td>0,18%</td> </tr> <tr> <td>Estrutura de Capital</td> <td>0,96%</td> </tr> <tr> <td>Taxa Livre de Risco</td> <td>0,02%</td> </tr> <tr> <td>Risco Brasil</td> <td>1,02%</td> </tr> <tr> <td>Beta</td> <td>0,38%</td> </tr> <tr> <td>CCT</td> <td>0,21%</td> </tr> <tr> <td>Estimativa Abrace</td> <td>6,19%</td> </tr> </tbody> </table>	Componente	Valor	Estimativa ANP	8,97%	Correção de Fórmula	0,18%	Estrutura de Capital	0,96%	Taxa Livre de Risco	0,02%	Risco Brasil	1,02%	Beta	0,38%	CCT	0,21%	Estimativa Abrace	6,19%
Componente	Valor																		
Estimativa ANP	8,97%																		
Correção de Fórmula	0,18%																		
Estrutura de Capital	0,96%																		
Taxa Livre de Risco	0,02%																		
Risco Brasil	1,02%																		
Beta	0,38%																		
CCT	0,21%																		
Estimativa Abrace	6,19%																		
BRA	<p>Na NT 07/2018 a ANP calcula a BRA da TBG com base nas informações contábeis referentes a 31/12/2016. O valor então atualizado à 31/12/2019 pela projeção do IGP-M de 15/06/2018.</p> <p>Na nota técnica são expostas duas metodologias:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. CRN – Custo de Reposição Novo 2. CHCI – Custo Histórico Corrigido pela Inflação <p>O primeiro método foi pleiteado pela TBG para valoração dos seus ativos, que resultou numa BRA de R\$ 6,1 bilhões, projetados para dez/2019. Esta Associação entende que a utilização desta <u>metodologia não é adequada</u> pelos seguintes motivos:</p>																		

- O relatório da consultoria EY que embasou este número não foi divulgado ao público, impedindo avaliação e crítica da sociedade;
- O regulador não possui banco de dados para questionar os números ora apresentados. Premissas utilizadas necessitam de amplo conhecimento do mercado pelo regulador, tais como ajuste de 15% para inclusão de frente e 45% para custo de instalação.
- Na literatura, a metodologia CRN é entendida como mais eficaz para incentivar novos investimentos. No caso do TBG, os novos investimentos representam apenas 3% do total da BRA.

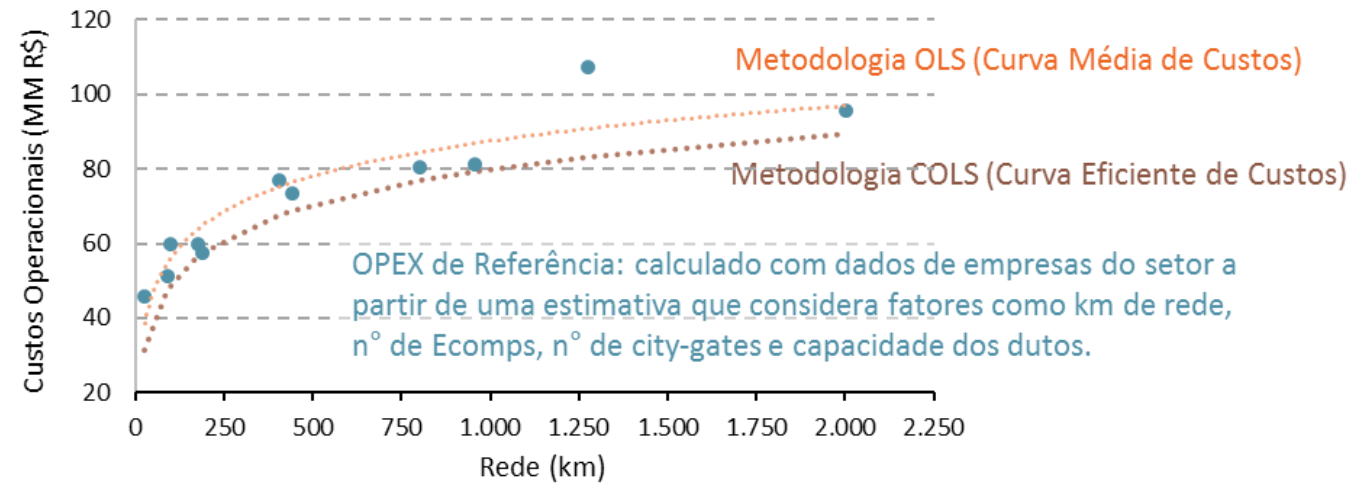
Para valoração dos ativos pelo CHCI, a ANP se baseou nos registros contábeis (base dez/2016) apresentados pela TBG. A Abrace apresenta os seguintes questionamentos e contribuições:

- Quais os ativos foram assumidos na definição da BRA? Requisita-se a publicidade da planilha de ativos, com custo original de aquisição, critérios de depreciação e atualização monetária;
- Os critérios de depreciação devem ser determinados não apenas com base nas regras contábeis, mas também no modelo de negócio estabelecido para o TCQ. As tarifas iniciais do TCQ consideravam a depreciação dos ativos em quanto tempo? Tais dados não são de conhecimento do público e devem ser considerados pelo regulador;
- Não está claro o cálculo realizado pela ANP para determinar a BRA de R\$ 2.983.056.961. Quais investimentos e depreciação considerados para 2018 e 2019?

Devido a falta de informações, a Abrace calculou a BRA base dez/2016 deflacionando o valor determinado da NT 007/2018 (R\$ 4.044.061.414):

Valores Base ANP	2016*	2017	2018	2019
Variação IGPM		-0,53%	7,55%	3,92%

	Base de Ativos Inicial		3.607.749.146	3.747.922.486	3.767.019.447
	Investimentos		59.000.000	59.000.000	59.000.000
	Depreciação		182.000.000	182.000.000	182.000.000
	Base de Ativos Final	3.627.066.362	3.484.749.146	3.624.922.486	3.644.019.447
<p>*Os valores de 2016 foram obtidos pela retirada da inflação conforme os valores publicados pela ANP (Projeção IGPM Focus – +7,04% para 2018 e +4,47% para 2019) e pelo valor de -0,53% referente à inflação de 2017. Posteriormente, todos os dados foram reinflacionados através dos valores reais de IGPM apresentados na Tabela e da expectativa apresentada pelo Boletim Focus no dia 01/02/2019 para o ano de 2019.</p> <p>Os dados de investimentos e depreciação 2017 foram retirados das Demonstrações Financeiras da TBG. Como não há informações para 2018 e 2019, os valores foram replicados.</p> <p>Com a alocação dos custos para o volume de 18,08 MMm³/dia, frente ao volume total de 30,08 MMm³/dia, a Base de Remuneração estimada é de R\$ 2.190.288.285</p>					
OPEX	<p>Causa-nos surpresa o fato de o regulador ter apresentado o custo operacional da TBG sem qualquer análise. O valor do OPEX, da ordem de R\$ 250 milhões/ano, é extremamente relevante para a definição da RMP. Agrava-se a este fato, a inexistência de proposta de instrumentos de ganhos eficiência (fator X). Reitera-se o papel do regulador de um monopólio natural em criar instrumentos que induzam ao monopolista buscar produtividade, aumentando seu lucro, mas também repassando estes ganhos aos usuários da rede.</p> <p>Dessa forma, a Abrace contribui neste processo com análise de benchmark para melhor definir o custo operacional da TBG para fins da definição da RMP. Para tanto, foram analisados os contratos da TAG e NTS e, com base nestes, traçado a Curva Media de Custos.</p>				



A curva OLS foi traçada conforme dados abaixo:

DADOS TAG	Urucu-Manaus	Malhas NE	Gasene Sul	Gasene Norte	Pilar-Ipojuca	GAL
Rede (km)	802	2.002	443	958	189	28
Nº de Ecomps	2	1	1	2	0	0
Nº de City-Gates	12	62	4	8	1	2
Capacidade (MMm³/dia)	7,10	21,58	20,00	10,30	15,00	1,50
O&M Real (MM R\$)	121	101	95	140	40	4
O&M Referência (MM R\$)	80	96	73	81	57	46

	<table><tr><th>DADOS NTS</th><th>Malhas SE</th><th>Malhas SE II</th><th>GASDUC III</th><th>GASTAU</th><th>GASPAJ</th></tr><tr><td>Rede (km)</td><td>1.276</td><td>404</td><td>178</td><td>98</td><td>93</td></tr><tr><td>Nº de Ecomps</td><td>5</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td>Nº de City-Gates</td><td>30</td><td>4</td><td>3</td><td>3</td><td>1</td></tr><tr><td>Capacidade (MMm³/dia)</td><td>43,80</td><td>49,40</td><td>11,40</td><td>20,00</td><td>5,00</td></tr><tr><td>O&M (MM R\$)</td><td>56</td><td>60</td><td>42</td><td>74</td><td>49</td></tr><tr><td>O&M Referência (MM R\$)</td><td>107</td><td>77</td><td>60</td><td>60</td><td>51</td></tr></table> <p>Utilizando a OLS, determina-se que o custo operacional da TBG em R\$ 100,47 milhões/ano (para 30,08 milhões m³). Para 18,08 milhões m³, o OPEX seria de R\$ 60 milhões/ano, valor que Abrace defende para determinação da RMP da TBG.</p>	DADOS NTS	Malhas SE	Malhas SE II	GASDUC III	GASTAU	GASPAJ	Rede (km)	1.276	404	178	98	93	Nº de Ecomps	5	1	0	0	0	Nº de City-Gates	30	4	3	3	1	Capacidade (MMm³/dia)	43,80	49,40	11,40	20,00	5,00	O&M (MM R\$)	56	60	42	74	49	O&M Referência (MM R\$)	107	77	60	60	51
DADOS NTS	Malhas SE	Malhas SE II	GASDUC III	GASTAU	GASPAJ																																						
Rede (km)	1.276	404	178	98	93																																						
Nº de Ecomps	5	1	0	0	0																																						
Nº de City-Gates	30	4	3	3	1																																						
Capacidade (MMm³/dia)	43,80	49,40	11,40	20,00	5,00																																						
O&M (MM R\$)	56	60	42	74	49																																						
O&M Referência (MM R\$)	107	77	60	60	51																																						
Receita Máxima Permitida	<p>Utilizando os parâmetros citados, calcula-se Receita Máxima Permitida defendida pela Abrace:</p> <ul style="list-style-type: none">i. CMPC = 6,19%ii. BRA = R\$ 2.190.288.285iii. OPEX = R\$ 60.389.770																																										

Fluxo de Caixa (mil R\$)	1	2	3	4	5
(+) Receita	R\$408.975,46	R\$408.975,46	R\$408.975,46	R\$408.975,46	R\$408.975,46
(-) Custos Operacionais	R\$60.389,77	R\$60.389,77	R\$60.389,77	R\$60.389,77	R\$60.389,77
(-) G&A (Dado CPAC 2009)	R\$39.058,98	R\$30.593,18	R\$31.433,72	R\$31.031,37	R\$32.424,15
EBITDA	R\$309.526,71	R\$317.992,51	R\$317.151,97	R\$317.554,32	R\$316.161,54
(-) Depreciação	R\$109.393,62	R\$109.393,62	R\$109.393,62	R\$109.393,62	R\$109.393,62
EBIT	R\$200.133,09	R\$208.598,89	R\$207.758,35	R\$208.160,70	R\$206.767,92
IR	-R\$68.045,25	-R\$70.923,62	-R\$70.637,84	-R\$70.774,64	-R\$70.301,09
LDIR	R\$132.087,84	R\$137.675,27	R\$137.120,51	R\$137.386,06	R\$136.466,83
Investimento (Dado	R\$167.791,26	R\$72.431,17	R\$87.385,16	R\$58.752,48	R\$58.066,34
Valor Residual					R\$2.087.746,61
FCL	R\$73.690,20	R\$174.637,72	R\$159.128,97	R\$188.027,20	R\$2.275.540,71
VPL	R\$0,00				
TR	6,19%				
BRA	R\$2.190.288,28				

O gráfico abaixo ilustra o impacto de cada variável que produziu a redução da RMP.

	<p>MM R\$</p> <p>1,029,61</p> <p>11,49</p> <p>111,91</p> <p>286,63</p> <p>160,87</p> <p>49,74</p> <p>408,98</p> <p>Redução de 60%</p> <p>Receita Média Fluxo de Caixa TBG</p> <p>Ajustes de NCG, Créditos de PIS/COFINS e IR</p> <p>Atualização da Taxa de Retorno</p> <p>Atualização simplificada considerando depreciação e investimentos de 2017</p> <p>Aplicação da Metodologia OLS</p> <p>Simplificações Consideradas com base em valores de 2017</p> <p>Valor Abrace</p>
CONTRIBUIÇÕES AO EDITAL	
ARTIGO DA MINUTA	CONTRIBUIÇÃO
2.4.Transição ao Regime Entradas e Saídas	<p>Sugerimos a inclusão, do “Princípio da Neutralidade” no Edital da Chamada Pública, para garantir o tratamento isonômico às ações de balanceamento que poderão ser executadas tanto pelos carregadores como pelos transportadores. Este princípio é previsto no Regulamento 312/2014 da Comissão Europeia em seu art. 29. <i>In verbis</i>:</p> <p><i>O operador da rede de transporte não deve ter lucros ou prejuízos com o pagamento ou o recebimento de encargos de compensação diária, encargos intradiários, encargos relativos a</i></p>

	<p><i>ações de compensação e outros encargos relacionados com as suas atividades de compensação, que são consideradas como todas as atividades realizadas pelo operador da rede de transporte para o cumprimento das obrigações estabelecidas no presente Regulamento.</i></p> <p>O princípio da neutralidade tem por objetivo evitar comportamentos oportunistas por parte do transportador, que poderia provocar ações de arbitragem na prestação dos serviços necessários ao balanceamento da rede ou na cobrança de penalidades indevidas relativas ao desequilíbrio do sistema para aumento de sua receita. A previsão no edital deste princípio garantirá o tratamento tarifário eficiente.</p>
2.5 – Contratos Legados	<p>No item 2.5.4 do edital consta que os contratos legados foram aditados para torna-los compatíveis com o novo regime por entradas e saídas, que está sendo utilizado para alocação da capacidade de transporte no sistema TBG. No entanto, não há clareza em relação às regras de isonomia para operacionalização destes contratos pelo transportador. Em que pese o exercício do direito adquirido pelo carregador incumbente na adaptação destes contratos, as regras de operacionalização devem ser razoáveis para que não imponham riscos ou custos elevados aos carregadores que poderão contratar capacidade nesta chamada pública.</p> <p>Para exemplificar este ponto, fazemos referência ao <u>direito de preferência da Petrobras</u> para nominar capacidade diária de transporte nos pontos de saída, ficando o direito de nomeação dos carregadores vencedores restrito à capacidade não utilizada pelo incumbente (item 2.5.5 do edital e cláusula segunda do apêndice II do anexo III do contrato). Entendemos que o critério adotado para esta operação impõe riscos demasiados ao novo carregador, uma vez que seria compulsório ao carregador vencedor nominar em outro ponto de saída, inserido na zona de saída contratada, que pode não estar interligado ao seu ponto de consumo. Uma zona de saída pode englobar várias cidades ou até mesmo, inteiramente, um estado. Desta forma, a Petrobras utilizando de sua preferência poderia impor congestionamento contratual a determinados pontos do sistema, impedindo o acesso do novo carregador que contratou capacidade na chamada pública.</p>

	<p>A ABRACE reconhece o direito adquirido do carregador incumbente, mas também reconhece que este direito não é absoluto, não devendo ser permitida a assunção de custo e risco ao carregador interessado decorrente desta preferência. Neste contexto, solicitamos maiores esclarecimentos do regulador sob quais critérios o motivaram a aceitar tal formato de alocação. Este esclarecimento é relevante para garantir ampla transparência a potenciais carregadores durante o processo negocial e decisório de contratação de capacidade. Caso sejam percebidos quaisquer riscos decorrentes da preferência alocativa dos contratos legados, o transportador deverá realizar os ajustes necessários ao edital e ao contrato.</p>
5 – Aspectos Comerciais da Contratação de Capacidade	<p>No item 5.1.2 está previsto a publicação detalhada pela TBG da rede de transporte e da simulação termo hidráulica, considerando as condições técnicas e o fluxo esperado de gás, dentre outras informações. No entanto, os dados não foram atualizados no site da transportadora, conforme previsto pela RANP nº 11/2016. Outras informações exigidas por esta resolução também se encontram pendentes. Ressalta-se que este tipo de informação é imprescindível para a adequada avaliação do mercado em verificar a capacidade técnica do gasoduto e qual a proporção desta capacidade, e os custos relacionados, está sendo ofertada ao mercado.</p> <p>Ainda, o Relatório de Monitoramento de Utilização da Capacidade dos Pontos Relevantes, publicado pela TBG, traz a análise atual dos volumes programados em relação aos contratados, indicando a ociosidade relativa para cada ponto de entrega e recebimento. Porém, como o próprio relatório destaca tais valores <i>dizem respeito única e exclusivamente às capacidades físicas de cada ponto isoladamente. Para definição da capacidade ociosa do sistema de transporte, faz-se necessária uma análise integrada dos demais elementos do sistema, tais como compressores, duto, válvulas, etc, e ainda deve-se levar em consideração as parcelas associadas ao Gás de Uso no Sistema [GUS] e à Margem Operacional.</i> [g.n]</p> <p>Neste sentido, entendemos necessário que o edital traga o detalhamento da metodologia e cálculo da capacidade máxima de transporte a ser ofertada, apresentando os critérios para apuração da margem operacional e do gás de uso do sistema. Com as informações disponibilizadas pelo transportador não é possível conhecer a capacidade técnica do gasoduto, e dos pontos de entrada e saída, e qual o volume mínimo necessário para o GUS, considerando a contratação de toda capacidade disponível ou o cenário</p>

	<p>base apresentado no edital. Há esse dado na planilha que acompanha o contrato e o edital. Porém não há qualquer detalhamento da metodologia utilizada para cálculo desses valores.</p> <p>Diante do exposto, para que possamos ter uma análise aprofundada dos riscos e custos que estariam sendo assumidos pelos carregadores interessados e, no limite, repassados aos consumidores, seria necessário que houvesse maior transparência dos dados e da metodologia utilizada, possibilitando a reprodução pelo mercado do cálculo de capacidade, incluindo o GUS. Frisa-se que o mercado desconhece a potencial ociosidade do sistema de transporte da TBG e este é o momento adequado para que esta análise seja feita, com transparência da potencial gerência da flexibilidade do sistema. Mas, como menciona o próprio relatório da transportadora, citado acima, é preciso avaliar alguns elementos que não foram descritos/disponibilizados neste processo. <u>Deste modo, solicitamos que a simulação termo hidráulica, assim como a metodologia de cálculo de capacidade, incluindo o cálculo da margem operacional do sistema seja parte integrante deste edital.</u></p>
5.2 – Produtos	<p>Em relação aos produtos ofertados, não ficou claro se para o Produto 1 que envolve contratação de capacidade de entrada e para o Produto 5, contratação de capacidade de saída que englobam contratos contíguos com duração de 12 meses cada são contratos distintos a serem contratados separadamente ou se devem ser contratados de forma conjunta em dois anos (jan/20 a dez/21). <u>A ABRACE considera relevante a possibilidade de contratação separada destes dois contratos (que compõem cada produto) para facilitar a entrada de novos carregadores (no ano de 2021) e a gestão dos riscos envolvidos na contratação.</u></p> <p>Na Europa, a oferta de capacidade de longo prazo em sistemas de entradas e saídas, usualmente, considera o período contratual de um ano. Isso porque, contratos com maior prazo de duração podem limitar a flexibilidade do carregador e, conseqüentemente, limitar suas possibilidades comerciais. <u>Assim, sugerimos que todos os Produtos de longo prazo ofertados nesta chamada pública tenham prazo de um ano, podendo começar em períodos diferentes conforme proposto no edital.</u></p> <p><u>Para a parcela residual (10%) a ser ofertada no curto-prazo – conforme estabelecido no item 5.7.5 do edital – julgamos necessário rever o período contratual definido.</u> Pelo exposto no texto, entendemos que</p>

	<p>esta parcela de “curto prazo” seria ofertada também em produtos anuais. A realização de apenas um leilão por ano, para contratação de curto prazo, não parece ir ao encontro da desejável contestação do mercado oportunizada pela chamada pública do sistema TBG, à medida que restringe sobremaneira as possibilidades de contratação por carregadores entrantes, num ambiente de reduzida liquidez frente aos riscos que naturalmente imperam nesse primeiro ensaio de abertura.</p> <p><u>Sendo assim, também julgamos necessário que o edital defina leilões para ofertar produtos padronizados de curto-prazo – que poderão incluir prazos mensais, diários, intradiários – como forma de estimular a adoção das melhores ferramentas de acesso ao mercado. Neste edital, portanto, devem estar previstas as tarifas destes produtos de curto-prazo que serão ofertados.</u></p> <p><u>A luz da experiência europeia, sugerimos que os seguintes fatores multiplicadores sejam aplicados sobre as tarifas de referência do longo prazo estabelecidas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Produto Mensal: fator multiplicador = 1,25</u> • <u>Produto diário e intradiário: fator multiplicador = 1,5</u> <p><u>A oferta de produtos de curto-prazo é importante também para evitar a discricionariedade do transportador para acatar, ou não, uma nominação acima da QDC. Ou seja, evita-se uma oferta implícita de capacidade baseada na autorização de carregamento acima da QDC via programação.</u></p> <p><u>Do contrário, se toda a capacidade for ofertada no longo prazo ou até mesmo no curto prazo com periodicidade anual, haverá limitação para entrada de novos agentes e menor liquidez para que os carregadores possam gerenciar riscos e/ou fazer ajustes em seus portfólios para fins de balanceamento. No limite, a alternativa para gerenciar variabilidade da demanda seria o pagamento de penalidades ao transportador pelo uso de capacidade excedente não autorizada, caso não encontre facilmente oferta de capacidade no mercado secundário. Cabe ressaltar que a padronização dos contratos de curto prazo também é necessária para facilitar estas transações.</u></p>
6 – Tarifas	Gás de Uso do Sistema (GUS) e Empacotamento

<p>6.1 – Estrutura e Metodologia Tarifária</p>	<p>Conforme disposto no edital, o GUS será cobrado na forma de encargo e será obtido proporcionalmente de acordo com as quantidades diárias alocadas a cada carregador, sendo respeitadas as regras de alocação estabelecidas nos contratos legados. Da mesma forma, caberá ao transportador calcular e adquirir quantidade de gás para compor o estoque de referência necessário (empacotamento), cujo preço será determinado pelas condições comerciais de mercado.</p> <p>Inicialmente, ressamte-se de informações em relação às regras de alocação do GUS para os contratos legados. Essas informações são relevantes, visto que se trata de quantidade de gás necessária à operação da rede de transporte, e interferem na forma como o custo será alocado entre carregadores novos e existentes.</p> <p><u>Neste sentido, a ABRACE considera necessário que as regras de cálculo da margem operacional e também do estoque de referência sejam publicadas pelo transportador e as informações sejam anexadas a este edital. Igualmente importante é a publicação dos contratos celebrados para este fim: GSA transporte entrada e GSA transporte saída para que o mercado possa acompanhar e auxiliar o regulador na fiscalização de compra e venda de gás.</u></p> <p><u>Por fim, esta Associação também sugere que sejam considerados critérios ou metas de incentivos a serem definidos pela ANP para que o transportador busque a máxima eficiência possível na gestão da sua rede de transporte.</u> Neste sentido, a exemplo do Reino Unido, poderiam ser estabelecidos incentivos de desempenho tanto em termos de custos como de segurança operacional. Caso o transportador consiga atingir a meta de incentivos definidas pelo regulador, recebe um benefício financeiro, caso contrário é penalizado. Tais incentivos devem ser revisados periodicamente e o desempenho do operador deve ser acompanhado pelo regulador e informado periodicamente ao mercado¹.</p>
<p>6 – Tarifas</p> <p>6.1.10 – Capacidades Disponíveis e Cenário Base</p>	<p>Como mencionado anteriormente, em que pese o transportador ter disponibilizado os valores para a capacidade máxima disponível para contratação, ressamte-se da ausência de maiores detalhes em relação à metodologia utilizada para o cálculo desse volume, que são importantes para a efetiva contribuição do mercado nesta consulta pública (ver contribuição ao item 5 – Aspectos Comerciais da Contratação de Capacidade). Considerando o cenário base e a lógica de contratação previstos no edital,</p>

entende-se que o risco de eventual frustração da demanda será, integralmente, transferido aos carregadores.

Assim, pedimos maiores esclarecimentos à ANP sobre como será calculada a nova tarifa de referência estabelecida ao final da Rodada de Propostas Garantidas, conforme item 7.3.5 do Edital. Espelhando-se no modelo europeu, a tarifa de referência estabelecida no edital **deve ser vinculante**, conforme art. 12 do Regulamento 2017/460. *In verbis:*

3. Os respetivos preços de reserva publicados nos termos do artigo 29º são vinculativos para o ano-gás subsequente ou para além do ano-gás subsequente em caso de pagamento do preço fixo, com início após o leilão anual da capacidade anual, salvo se:

.....

*b) o preço de referência for **recalculado dentro do período tarifário devido a circunstâncias excepcionais** em que o não ajustamento dos níveis de tarifas comprometeria a atividade do operador da rede de transporte. [g.n]*

Seguindo esta lógica, os carregadores fariam as ofertas de contração de capacidade cientes do custo que incorreriam, o que amplifica o sucesso da chamada pública. Ao final do ciclo tarifário (de cinco anos), quando do novo cálculo da tarifa de referência, a ANP poderá avaliar a receita auferida no ciclo e realizar os ajustes necessário na nova tarifa de referência. Para isso, é importante estabelecer o tratamento tarifário que será aplicado para as receitas adicionais provenientes dos demais serviços que poderão ser prestados pelo transportador ou das penalidades. Sendo assim, solicitamos sua inclusão no edital.

Ainda, consideramos que se todo o risco de demanda estiver sendo alocado aos carregadores, a taxa de retorno regulatória estabelecida pela ANP deve estar balanceada com o risco para o qual o transportador está sujeito.

Caso o regulador apresente argumentos mostrando que a atualização tarifária ao longo do processo é fundamental para garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de capacidade, sugerimos, para

	<p><u>possibilitar o adequado gerenciamento do risco advindo da avaliação de contratação de capacidade pelo carregador, a inclusão no edital de uma contrapartida do transportador aos carregadores contratantes, caso a capacidade contratada seja inferior à capacidade ofertada. Esta contrapartida, que deve estar explícita no Edital, poderia resultar da prestação do serviço da flexibilidade necessária à gestão do contrato.</u></p> <p>Por fim, é importante o regulador já considerar o efeito tarifário futuro quando da migração dos demais sistemas para o modelo Entradas e Saídas, considerando a integração entre as áreas de mercado que envolverá distintos operadores. Neste processo, a ANP trata o sistema TBG como um sistema isolado, ou seja, sua RMP sendo auferida pelas capacidades contratadas somente dentro do Gasbol. Contudo, é importante estabelecer desde já, que os outros sistemas (NTS, TAG), no momento da migração para o novo modelo, devam ter sua tarifação ajustada, considerando a integração tarifária TBG-NTS-TAG.</p> <p>Para isso, talvez seja necessário remodelar a aplicação do método ponderado pelo custo da capacidade e distância, bem como a proporção 30/70 entre a tarifa selo e o sinal locacional, para que não resulte em tarifas muito dispares entre as áreas de mercado.</p> <p><u>Sendo assim, considerando o horizonte contratual desta chamada pública e as oportunidades que poderão surgir na contratação de capacidade nos demais sistemas, solicitamos maiores esclarecimentos da ANP em relação à solução que poderia ser adotada para permitir a aplicação da regulação de maneira eficiente e que incentive o desenvolvimento e a integração entre os mercados.</u></p>
7 – Procedimento de Contratação de Capacidade	<p>Pelo descrito no Edital, entendemos que as tarifas de transporte serão redimensionadas a cada rodada da chamada pública para ajuste entre a demanda e a oferta de capacidade, proposta que questionamos, conforme item 6.1.10 acima. Pela lógica de alocação dos custos proposta no edital, caso as quantidades solicitadas pelos carregadores interessados sejam menores do que a capacidade ofertada na chamada pública, o processo é finalizado e há variação positiva das tarifas, representando um custo maior para o carregador: risco de volume alocado para o carregador para manter a Receita Máxima Permitida (RMP) do transportador. Por sua vez, caso a capacidade demandada seja superior à ofertada, a alocação se dará através do mecanismo <i>ascending clock</i>, com o aumento tarifário gradual até que ocorra o equilíbrio</p>

entre capacidade demandada e ofertada. Desta forma, sugere-se que seja incluído no edital o tratamento tarifário a ser dado, caso a receita do transportador resultante do processo de chamada pública supere a RMP.

Na visão da ABRACE a definição da RMP prevista na regulação não é análoga ao conceito de receita garantida, como o próprio edital destaca na sessão 2.3.4: *o compromisso estabelecido mediante esta reserva de capacidade pressupõe uma repartição de risco entre as partes*. Neste sentido, o desenho do mecanismo de alocação deve conferir a previsibilidade adequada e tempo suficiente de reação, para que o carregador consiga avaliar riscos e oportunidades na contratação. Não parece ser o caso pelo exposto no item 7.1.15 do edital. *In verbis*:

Não será permitida redução de quantidade superior a 10% (dez por cento) entre as duas Rodadas de Manifestação de Interesse por decisão unilateral do participante, a fim de evitar comportamentos oportunistas na etapa não vinculante, e permitir ao Transportador o melhor ajuste de suas estimativas anteriormente ao início da Etapa de Proposta Garantida. [g.n]

Corroborando com exposto no item 6 acima, os limites impostos no item 7.1.15 só fazem sentido se a Tarifa de Referência for fixa, e não se moldar baseada na demanda apresentada. Conforme está previsto, dependendo da variação da demanda entre as rodadas não vinculantes e o impacto tarifário decorrente, a redução acima do percentual definido pode ser estritamente necessária, não caracterizando comportamento oportunista por parte do carregador interessado. Sendo assim, sugere-se exprimir este limite de redução do edital.

CONTRIBUIÇÕES AOS CONTRATOS (ENTRADA E SAÍDA)

ARTIGO DA MINUTA	CONTRIBUIÇÃO
------------------	--------------

<p>Cláusula Quarta – Início do serviço de transporte firme de entrada</p> <p>e</p> <p>Cláusula Quinta – Condições Precedentes</p>	<p>Os itens 4.2, 4.3 e 5.1 dos contratos – tanto de entrada como de saída – versam sobre as condições necessárias para que o transportador possa iniciar a prestação do serviço de transporte. No entanto, percebe-se a isenção do cumprimento de algumas responsabilidades básicas ao exercício desta atividade, por exemplo, adequar os gasodutos à operacionalidade necessária ao cumprimento do contrato. Este tipo de isenção pode transferir, quase integralmente, aos carregadores os riscos que deveriam ser assumidos pelo transportador no exercício de sua atividade, o que fere frontalmente preceitos básicos de isonomia entre as partes, além de desconsiderar a possibilidade de a ANP em avaliar tais fatos e aplicar as medidas que considerar razoáveis.</p> <p>Do mesmo modo, são descritas condições precedentes que uma vez não cumpridas pelo transportador não caracterizam falha de serviço de transporte. Entretanto, dentre estas condições estão obrigações que são responsabilidades exclusivas do transportador no exercício de sua função, por exemplo (item 5.1 do contrato): (i) <i>celebração e cumprimento de condições suspensivas de um ou mais contratos de engenharia, contratação de equipamentos e materiais e construção (contratos de EPC) para implementação de qualquer componente da REDE DE TRANSPORTE relacionada à CHAMADA PÚBLICA, quando aplicável; e (iv) a celebração de um ou mais GSA TRANSPORTE ENTRADA e de um ou mais GSA TRANSPORTE SAÍDA, segundo os termos e condições que possibilitem a PRESTAÇÃO DO SERVIÇO DE TRANSPORTE de forma segura e confiável, nos termos deste CONTRATO.</i></p> <p><u>Na visão da Abrace, as cláusulas citadas eximem o transportador de responsabilidades mínimas para a sua atividade, transferindo potenciais prejuízos aos carregadores, que estariam assumindo um risco ainda maior pela incerteza em efetivar a contratação da molécula, que também envolve penalidades (take-or-pay). Dito de outro modo, as condições destacadas acima, previstas no item 5.1 dos contratos, devem ser consideradas falhas de serviço de transporte. O transportador deve ter incentivos regulatórios para mitigá-las, de forma a operar sua rede da forma mais eficiente e efetiva possível.</u></p> <p><u>Em relação ao ajuste SINIEF nº 03/2018 não houve nenhuma atualização ao mercado se o ajuste permanece válido tendo em vista que o sistema informatizado não foi implementado. Neste caso, solicitamos esclarecimentos sobre quais seriam as condições de contorno consideradas pelo regulador e transportador caso houver risco à aplicação do ajuste SINIEF. A ANP, em conjunto ao transportador,</u></p>
---	---

	<u>está estruturando medidas de contingência em caso de não materialização das condições tributárias mínimas para possibilitar a implantação do modelo pretendido?</u>
Anexo I Apêndice D – Tolerância de Variação de Programação no Ponto de Entrada/Saída	<u>Solicitamos esclarecimentos à ANP sobre o tratamento a ser dado caso o carregador ultrapasse o limite de tolerância a ser estabelecido, em relação à variação de programação diária e à variação instantânea de programação, uma vez que o contrato prevê uma série de penalidades a serem aplicadas ao carregador.</u> Como as tolerâncias respeitarão os limites técnicos do ponto específico, restam dúvidas sobre a magnitude dessas tolerâncias e o método a ser aplicado para sua alocação entre os carregadores que alocarão capacidade naquele mesmo ponto.
Anexo II-A – Tarifas e valores a faturar (contrato de entrada) Anexo II-B – Tarifas e valores a faturar (contrato de saída)	<p>Conforme esta seção do edital, a cada dia operacional o carregador poderá solicitar uma quantidade de gás excedente a quantidade contratada, sendo que esta solicitação será avaliada pelo transportador. Caso aprovada, a quantidade de gás excedente se enquadrará como “quantidade de gás excedente autorizada” (QEA). Conforme descrito na contribuição ao item 5.2 do Edital, entendemos que o transportador deve ofertar diariamente produtos de capacidade de curto prazo (mensal, diário e intradiário).</p> <p>A adequação da programação do carregador se daria, portanto, através da contratação destes produtos a serem ofertados no curto prazo, e não pela autorização discricionária do transportador de acatar a injeção ou retirada de uma capacidade acima da contratada. <u>Frisa-se, desta forma, que a oferta de capacidade deve ser explícita a todos os usuários da rede, evitando tratamentos discriminatórios pelo transportador. Sugerimos então, a substituição da QEA pela inserção no edital de mecanismos de oferta de produtos de curto prazo, principalmente diários e intradiários, para adequação da QDC.</u></p> <p><u>Ainda, sugerimos a utilização do fator multiplicativo de 1,5 à tarifa de referência para contratação no curto-prazo, especificamente para produtos diários e intradiários, conforme contribuição ao item 5.2 do edital.</u></p> <p>Em relação à quantidade de gás excedente não autorizada (QENA) sugerimos que a ANP estabeleça tratamento tarifário adequado, para incentivar o transportador a oferecer os produtos diários que</p>

	<p>conferirão flexibilidade aos carregadores. Dito de outro modo, a forma de cálculo do encargo proposto na minuta do contrato, sem o devido tratamento para a receita adicional que pode ser auferida pelo transportador neste processo pode desincentivá-lo a ofertar os produtos de curto prazo. Desta forma, sugerimos que toda a receita proveniente da QENA seja revertida como modicidade tarifária, de forma proporcional, a todos os usuários da rede.</p>
<p>Anexo II-A – Tarifas e valores a faturar (contrato de entrada)</p> <p>Anexo II-B – Tarifas e valores a faturar (contrato de saída)</p>	<p>O item v; B.2 trata do encargo de Gás de Uso do Sistema (GUS), que será contratado diretamente pelo Transportador através dos GSAs Transporte de entrada e/ou saída. Este encargo deverá ser acrescido da variação da SELIC ou de projeções desta taxa, a fim de manter em equilíbrio a receita do transportador. No entanto, <u>como trata-se de margem operacional de um ativo regulado, seria desejável que a ANP estabelecesse metodologia para cálculo e acompanhamento do repasse deste encargo aos carregadores, uma vez que a dinâmica da contratação de capacidade nos pontos de entrada e saída, sobretudo no curto prazo, e das nomeações podem interferir em sua determinação.</u></p> <p>Ainda, <u>a ANP deveria estabelecer critérios de eficiência para a aquisição do GUS pelo transportador e tornar meritório a publicação constante dos dados relativos a esta contratação pelos transportadores.</u> A publicidade destas informações ajudará o mercado a contribuir com o processo de fiscalização e contestação, caso o transportador não busque as melhores condições de contratação de gás para operacionalizar seus ativos.</p> <p>Na visão da ABRACE os instrumentos citados são de importância singular para evitar possíveis comportamentos oportunistas, tendo em vista que o principal carregador (a Petrobras) detém 51% do capital social da TBG. Neste caso, os contratos de GSA Transporte Entrada/Saída possivelmente firmados entre Petrobras e TBG tem evidente conflito de interesses.</p> <p>Por fim, sugerimos a exclusão da obrigatoriedade imputada ao carregador de recolher o valor do GUS atualizado pela SELIC, em caso de descasamento dos ciclos de pagamento. A definição do ciclo de pagamento pelo transportador ao seu supridor de gás é matéria de negociação comercial entre ambos, de modo que a definição prévia de que eventual diferença será coberta pelos carregadores, torna-se</p>

	<p>mais um elemento de desincentivo para que o transportador busque as melhores condições de aquisição daquele gás. Ademais, não ficou claro qual é o racional pela escolha da taxa SELIC.</p>
<p>Anexo III – Termos e Condições Gerais do Contrato</p> <p>Cláusula Segunda - Definições</p>	<p>Inclusão de definição do ponto virtual de negociação: Sugere-se que o contrato estabeleça a definição do ponto virtual de negociação da molécula, para que as condições de contratação estejam preparadas e os contratos possam prever a adaptação caso o ponto virtual seja criado antes do horizonte contratual previsto nesta chamada pública.</p> <p>Alteração da definição de zona de balanceamento: o contrato prevê a redefinição e/ou subdivisão da zona de balanceamento pelo transportador. No entanto esta possibilidade pode impactar a operação do sistema e a liquidez do mercado, tendo em vista que quanto maior a área de balanceamento, maior é o número de transações possíveis de contratos de capacidade de transporte. Sendo assim, o redimensionamento da zona de balanceamento deve ser aprovado pela ANP, após discussão com o mercado (consulta e audiência públicas), principalmente no se a zona de balanceamento abranger mais de uma transportadora.</p> <p>Alteração da definição de dia operacional: o dia operacional deve abranger o período de 24h (vinte e quatro horas) consecutivas, iniciando-se 0h (zero horas) UTC, em qualquer DIA do ANO. Sugere-se manter a coerência com os demais sistemas de transporte brasileiro que consideram o início do dia operacional às zero horas, para que trabalhem com a mesma metodologia de precificação, com base nos mesmos horários, e para facilitar a gestão dos contratos em caso de integração entre os sistemas.</p> <p>Alteração da definição de Poder Calorífico de Referência: Quantidade de energia utilizada como referência, equivalente a 37.300 MMBTU em 1,0 MMm³ de GÁS, que convertidos equivalem a 9.400 kcal/m³. Sugere-se a adoção do mesmo referencial utilizado pelas demais transportadoras, visando não apenas futura integração das malhas, mas também garantindo a adoção de práticas e padrões de mercado.</p> <p>Pedido de esclarecimento em relação à definição da Receita Máxima Permitida. De acordo com a definição estabelecida no contrato não ficou claro se o cálculo da tarifa sempre será reajustado para</p>

	<p>buscar a RMP ou se é possível arrecadar um valor menor à RMP, caso a demanda na chamada pública seja inferior à capacidade disponível. Trata-se de aspecto fundamental, que deve estar claro aos agentes do mercado.</p>
<p>Anexo III – Termos e Condições Gerais do Contrato</p> <p>Cláusula Terceira – Serviço de Transporte de Gás</p>	<p>Apesar de já estar incluso no Apêndice II, que se refere ao Balanceamento, sugere-se, conforme abaixo, a inclusão do item vii; 3.2 para deixar evidente a obrigatoriedade do transportador em assegurar o balanceamento da rede de transporte, por esta cláusula prever justamente as obrigações que cabem ao transportador no exercício de sua atividade.</p> <p style="text-align: center;">3.2, vii: Assegurar o BALANCEAMENTO da Rede de Transporte, respeitando-se as ações já previstas nesse contrato para o caso de eventual desbalanceamento, como ações individuais que deveriam ser tomados pelos CARREGADORES.</p> <p>Sugerimos também a alteração do item ii; 3.3, uma vez que a entrega do gás pelo transportador em pressão diversa da pressão de referência pode trazer complicações técnicas e financeiras ao carregador de saída, expondo-o a diferentes riscos. Assim como no caso da pressão mínima, o transportador também deve se responsabilizar por pressão acima de pressão máxima, sendo cabível a aplicação de penalidades que devem estar previstas no contrato.</p>
<p>Anexo III – Termos e Condições Gerais do Contrato</p> <p>Cláusula Quinta – Empacotamento</p>	<p>Conforme a cláusula quinta, caberá ao transportador adquirir gás natural para compor o estoque de referência para operação da rede de transporte. No entanto, ressaltando-se a ausência de apresentação pelo regulador e transportador da metodologia utilizada para cálculo do estoque de referência. A metodologia de cálculo é importante para que o mercado entenda as variáveis e possa fazer suas simulações de flexibilidade com base nos dados fornecidos pelo transportador.</p> <p>Ademais, além dos pontos de contribuição acima, apresentados pela ABRACE em relação ao item 6 do edital – Tarifas e 6.1: Estrutura e Metodologia Tarifária – <u>reforçamos, a exemplo da regulação britânica, a importância de a ANP estabelecer critérios ou metas de incentivos para que o transportador busque a</u></p>

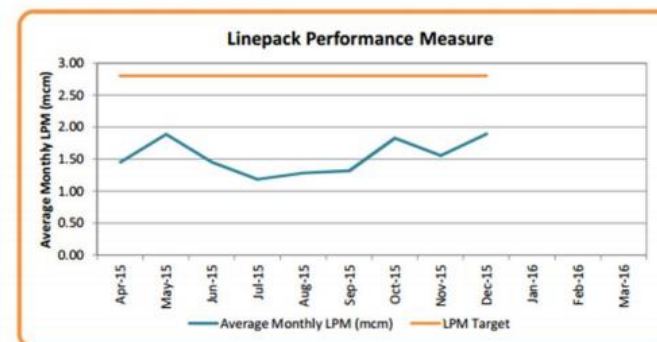
máxima eficiência possível na gestão da sua rede de transporte. Estas metas de eficiência devem ser incluídas no edital e estabelecida no contrato.

O estoque de referência pode ser utilizado como medida de flexibilidade da rede, portanto é um serviço a ser prestado aos carregadores na gestão de seus portfólios ou uma ferramenta para o balanço residual do sistema. Assim, tanto metas de desempenho de preço como de quantidade são desejáveis para garantir a gestão eficiente. No Reino Unido, a meta estabelecida para National Grid na gestão da compra de gás para o balanço residual – manutenção do *linepack* – é um spread de 1,5% em relação ao preço médio do sistema no dia em questão. Em relação ao desempenho da quantidade de gás para estoque de referência, é incentivado pelo regulador que a transportadora minimize quaisquer alterações entre o início e o encerramento do *linepack* durante o dia operacional. Este incentivo tem o propósito de assegurar que desequilíbrios no sistema sejam direcionados para os agentes que lhe deram causa. Caso o transportador consiga atingir a meta de incentivos definidas pelo regulador, recebe um benefício financeiro, caso contrário é penalizado. Abaixo um exemplo de desempenho da National Grid, transportadora de gás no Reino Unido.

Residual Balancing - Price



Residual Balancing - Linepack



Sob esta ótica, conforme o item 5.1; iii o transportador poderá a qualquer tempo alterar o estoque de referência com vistas a adequá-lo às necessidades operacionais de sua rede de transporte. No entanto, a ABRACE considera que esta alteração não deve ser discricionária, pois se for relevante pode

	<p>influenciar as condições operacionais da rede. Assim, <u>sugere-se que a ANP avalie o percentual que pode ser alterado pelo transportador para responder adequadamente à dinâmica operacional da rede de transporte, mas acima de determinado percentual que possa causar algum impacto, o transportador deverá enviar uma notificação ao regulador que deverá aprovar ou não a alteração.</u></p>
<p>Anexo III – Termos e Condições Gerais do Contrato</p> <p>Cláusula Sexta – Gás de Uso do Sistema</p>	<p>A segurança do abastecimento é responsabilidade do transportador, que deve empreender todos os esforços para garanti-la, a menos que atos que possam ser classificados como de força-maior, a serem avaliados pela ANP. Assim, os riscos quanto ao suprimento do GUS devem estar restritos ao próprio transportador e, portanto, <u>se houver alguma dificuldade ou impossibilidade de suprimento pelo fornecedor do GUS e o transportador não conseguir aquisição de gás alternativa para esta finalidade, o desabastecimento deve ser considerado como falha de serviço de transporte e as penalidades devem ser imputadas ao transportador, que poderá exigir uma contrapartida do fornecedor do GUS na negociação dos GSAs de entrada e saída.</u></p> <p>Tais penalidades devem ser previstas para incentivar ao transportador desenvolver um portfólio confiável de fornecedores de gás. Inclusive, caso a TBG não tenha ainda realizado qualquer provocação ao mercado buscando já estruturar tal operação, uma vez que a contratação de gás natural é um processo que pode se estender por meses, a causa de eventual atraso no suprimento terá sido de exclusiva responsabilidade da transportadora.</p> <p>No item 6.1.5 é previsto o fornecimento de GUS “sem custo” pelo carregador de entrada, caso o transportador não celebre GSAs Transporte de Entrada/Saída suficientes para operação do sistema. Neste item, novamente, é imputado ao carregador um risco inerente à atividade de transporte. <u>Sugerimos, portanto, sua exclusão.</u></p> <p>Como já ressaltado, o serviço de transporte é, por lei, atividade econômica. O direito à receita permitida não exime o transportador de assumir riscos e responsabilidades inerentes ao exercício da função que lhe foi autorizada. Tampouco cabe aos carregadores assumir riscos e custos de suprimento relativos à operação do sistema, sem que tenham lhe dado causa.</p>

No item 6.2.1 está previsto que o transportador determinará o GUS projetado com base no Modelo termo-hidráulico. No entanto, os dados não se encontram disponíveis no site da transportadoraⁱⁱ, como mostramos a seguir (acesso dia 27 de março de 2019):

V - Relatório(s) de simulação termo-hidráulica:

O tema relativo aos relatórios de simulação termo-hidráulica encontra-se em fase de análise pelo órgão regulador, frente à discussão em curso quanto à metodologia de aferição de capacidade em gasodutos de transporte.

Em breve, novos relatórios de simulação termo-hidráulica serão publicados nesta plataforma, de forma que:

- a) reflitam as condições estabelecidas nos contratos já firmados; e
- b) fundamentem a avaliação das Capacidades Disponíveis para prestação de novos serviços de transporte nas melhores condições operacionais, conforme estabelece o inciso III da RANP 11/16.

Para verificação do histórico de relatórios de simulação termo-hidráulica da TBG, [clique aqui](#).

Conforme já exposto, como a atualização e publicação das simulações termo-hidráulica e do cálculo da capacidade é condição precedente à oferta e alocação dos custos, solicita-se que sejam informados previamente à contratação e tornem-se parte integrante do edital e do contrato. Do mesmo modo, o edital deve prever a publicação pelo transportador de metodologia para a projeção do GUS assim como a atualização periódica dos dados para acompanhamento do mercado.

As regras de alocação do GUS para os contratos legados também não estão incluídas na minuta do edital e do contrato objeto de consulta pública. Trata-se de informação relevante para o mercado, já que a alocação do GUS destes contratos pode interferir na alocação dos custos aos novos contratos, resultantes desta chamada pública. Sendo assim, como sugerido no item anterior, solicita-se que o edital e o contrato contemplem as regras de alocação do GUS também para os contratos legados.

<p>Anexo III – Termos e Condições Gerais do Contrato</p> <p>Cláusula Sétima – Alocação de Quantidade de Gás</p>	<p>No entendimento desta Associação, o método de alocação das quantidades de gás nos pontos de saída e zonas de saída, conforme previsto no item 7.2 do contrato, pode alocar volumes incorretos a cada carregador a jusante do Ponto de Saída. Por exemplo, supondo um caso hipotético onde existam dois consumidores livres conectados em um mesmo ponto de saída e ambos tenham uma quantidade programada de 100 mil m³/dia cada. Caso a quantidade de gás medida no ponto de saída seja 250 mil m³/dia, a alocação seria de 125 mil m³/dia para cada um dos carregadores. Entretanto, um consumidor pode ter consumido apenas a quantidade realmente programada (100 mil m³/dia) e o outro pode ter excedido o volume programado (150 mil m³/dia). Assim, haveria compartilhamento indevido de penalidade ou até mesmo um carregador poderia pagar penalidades cometidas por outros carregadores.</p> <p><u>Deste modo, a ABRACE sugere que o regulador estabeleça mecanismos de alocação que reflitam as quantidades efetivamente retiradas por cada carregador, mesmo que para isso deva estabelecer-se uma coordenação operacional com as concessionárias locais, responsáveis pela distribuição. Deste modo, as informações de medição de cada carregador poderiam ser enviadas ao transportador, inclusive para fins de balanceamento dos seus portfólios. Assim, se resguardaria a operação daqueles que não estejam incorrendo em ato que possa prejudicar o sistema. Para tanto, os itens 7.2.1 i; a e iii; b precisam ser alterados.</u></p>
<p>Anexo III – Termos e Condições Gerais do Contrato</p> <p>Cláusula Oitava – Penalidades por Falha de Serviço de Transporte</p>	<p>Conforme disposto nesta seção do contrato, o transportador parece não estar assumindo toda a responsabilidade inerente a prestação do serviço de transporte, atividade que lhe foi outorgada. Por exemplo, a minuta de contrato prevê que o transportador pode interromper ou reduzir o serviço de transporte, caso tenha identificado situações de risco. No entanto, há situações de risco que podem acontecer em virtude de má gestão da rede e devem, portanto, ser classificadas como falha de transporte, e sujeitas a penalidades. Sendo assim, sugere-se que a alteração do item 8.2.1, v.</p> <p>Da mesma forma, a disponibilização de uma quantidade diferente da programada em cada ponto deve ser caracterizada como falha no serviço de transporte, visto que é de responsabilidade do transportador assegurar que todos os carregadores injetem e recebam a quantidade de gás necessária em cada ponto. Ademais, é preciso que haja tratamento isonômico entre carregador e transportador para os casos em que ocorra situações de eventual descumprimento das condições contratuais, com as devidas exceções</p>

	<p>que se provarem razoáveis. Neste contexto, são propostas a cobrança de inúmeras penalidades ao carregador por ultrapassar ou a quantidade contratada ou a programada. O mesmo não ocorre quando há falha do serviço de transporte por responsabilidade do transportador. Assim, solicitamos a exclusão do item iv; 8.2.2 para que não seja concedido tratamento diferenciado entre transportador e carregador, para benefício exclusivo do primeiro.</p> <p>Ainda, a possibilidade de o transportador entregar o gás natural em uma pressão de saída inferior ao contratual com um volume igual ao programado poderá implicar na necessidade do carregador de ter repressurizar o gás para atendimento dos seus processos, devendo o transportador ser penalizado por falha no serviço de transporte. Sendo assim, sugerimos a alteração do item ii, 8.2.3.</p> <p>Por fim, caso haja mais de um carregador na mesma zona de saída é de responsabilidade do transportador assegurar que cada carregador receba a quantidade de gás programada em todos os pontos de saída, não somente na zona que congrega diferentes pontos. A nomeação (e programação) se dá por ponto de saída, e o transportador deve ser responsável pela programação. Ainda que a alocação de capacidade e tarifas estejam sendo calculadas por zonas e não pontos de saída, o transportador é o operador responsável por seu sistema e deve dispor das ferramentas necessárias para realização da sua atividade em cada um dos pontos de retirada de gás da sua malha. Deste modo, sugerimos a alteração do item iii, 8.2.3.</p>
<p>Anexo III – Termos e Condições Gerais do Contrato</p> <p>Cláusula Nona – Penalidades por Falha de Serviço de Transporte</p>	<p>A cláusula 9.1 do Contrato, apesar de ser denominada “penalidade por falha no serviço de transporte”, parece regular na verdade o cálculo da indenização cabível em caso de Falha de Serviço de Transporte. Ainda, pelo disposto as penalidades imputadas ao transportador por falha de serviço de transporte são consideravelmente inferiores às penalidades propostas aos carregadores, que podem ser penalizados em até cinco vezes o somatório dos encargos cabíveis, caso ocorra variação entre a quantidade programada e a alocada. Ainda, assumindo que foram desconsideradas como falha do serviço de transporte inúmeras obrigações do transportador, o risco desta atividade, conforme estabelecido nas minutas dos contratos, é praticamente nulo.</p>

	<p>Sendo assim, tendo em vista o princípio da razoabilidade e reciprocidade, <u>a ABRACE considera que os valores das penalidades imputadas ao carregador devem ser equivalentes aos valores das penalidades direcionadas ao transportador. Do mesmo modo, não deve haver limite à aplicação da penalidade por falha de serviço de transporte, conforme dispõe o item 9.2.1</u>, uma vez que é um claro desincentivo ao transportador em relação à qualidade da prestação do serviço de transporte. Isto é, o limite imposto para aplicar penalidade ao transportador o exime de sua responsabilidade de evitar falhas, além de não ter qualquer mecanismo similar previsto para o carregador, em claro desbalanço desfavorável ao último. Sugere-se, então, a exclusão dos itens 9.2.1 e 9.2.2 dos contratos.</p>
<p>Anexo III – Termos e Condições Gerais do Contrato</p> <p>Cláusula Doze – Força Maior</p>	<p>No entendimento desta Associação, em casos de força maior não deve haver obrigação do carregador com o transportador no pagamento de qualquer encargo. A simples aferição de crédito a ser compensado gradualmente, como proposto na cláusula 12.8.1, poderá não ser suficiente para repor eventuais perdas que a parada do serviço causará. Ademais, este mesmo item do contrato estabelece um limite de 10% para compensação gradual do crédito pela capacidade não utilizada, que representa um benefício unilateral ao transportador, uma vez que não é proposto qualquer medida semelhante para o caso de o carregador sofrer com circunstância de força maior. Portanto, sugerimos a alteração deste dispositivo no contrato. O mais lógico seria que o contrato fosse suspenso durante um evento de caso fortuito ou força maior, não havendo nem prestação, nem pagamento.</p> <p>Ainda, sugerimos a exclusão do item i; 12.1.1, por já existir discussão jurídica sobre se poderiam ser considerados eventos de força maior aqueles considerados “previsíveis” e também do item ii; 12.2.1, que prevê a classificação como força maior a hipótese de tentativa de furto de combustível ou de gás natural. Neste sentido, consideramos que o Transportador é responsável por garantir a segurança da coisa transportada.</p>
Anexo III – Termos e Condições Gerais do Contrato	<p>De forma análoga ao item anterior, os critérios e prazos para aplicação das penalidades relativas à antecipação do contrato devem ser recíprocos e razoáveis. Os itens 13.1.4 e 13.2.2/13.2.3 divergem neste aspecto. Enquanto é autorizado ao transportador exercer seus direitos de rescisão contratual, via garantia de pagamento, no momento em que o carregador tiver lhe dado causa; ao carregador é</p>

<p>Cláusula Treze – Término Antecipado do Contrato</p>	<p>permitido enviar uma notificação ao transportador, que poderá restabelecer suas obrigações contratuais no período de até 60 dias. O direito de rescisão por parte do carregador é posterior a este período.</p> <p>Ademais, o carregador só poderá exigir a rescisão contratual se o transportador deixar de fornecer o serviço de transporte em quantidade superior a 90% por mais de 30 dias. Infere-se, diante disso, a assunção indevida pelo carregador de custos e riscos decorrentes da falha de serviço de transporte durante todo este período, que é agravada pelas penalidades impostas ao contrato de molécula (<i>take-or-pay</i>) pela impossibilidade de executá-lo.</p> <p>Assim, novamente a ABRACE solicita a adequação do contrato para que os valores das penalidades imputadas ao carregador e ao transportador sejam equânimes. Ressalta-se que o percentual mencionado acima, previsto na cláusula 13.2.1, deve ser excluído e toda falha de serviço por tempo prolongado, que não possa ser gerenciada pelas partes, possa ser alvo de questionamento contratual. Isto é, não deve ser uma condição unilateral imposta pelo transportador com assunção de responsabilidade assimétrica pelos carregadores.</p> <p>Solicitamos também a adequação da cláusula 13.2.4 com o objetivo de preservar tratamento isonômico entre as partes. O carregador, ao contratar uma capacidade firme, está incorrendo em obrigações de “<i>ship-or-pay</i>”. Sendo assim, o transportador deve incorrer nas mesmas obrigações, ou seja, o contrato de transporte deve prever cláusulas de “<i>delivery-or-pay</i>” equivalentes, aplicando a mesma lógica imputada ao carregador.</p>
<p>Apêndice I – Requisitos Técnicos</p> <p>Cláusula primeira – Qualidade do Gás</p>	<p>Em caso de desconformidade do gás por razões imputáveis ao transportador, o envio ou não do aviso de desconformidade do gás pelos carregadores não deve eximir o transportador do pagamento de penalidade por falha do serviço de transporte. É de responsabilidade do transportador ter condições de avaliar a qualidade do gás que está em circulação em seu sistema e assegurar o suprimento em conformidade com a qualidade do gás especificada pela ANP. Neste sentido, sugerimos a exclusão do item 1.3.2.3.</p>

	<p>Do mesmo modo, o item 1.4.5 deve ser alterado, tendo em vista que somente deverá ser considerado que houve aceitação do gás desconforme pelo carregador de saída se este manifestar-se formalmente concordando com o recebimento deste gás. Não parece razoável que a ausência do aviso dentro do prazo deva ser configurada automaticamente como aceitação.</p> <p>Ainda, eventuais custos devido a inserção de gás desconforme na rede devem ser alocados ao carregador de entrada somente nos casos em que este for o responsável pela desconformidade do gás. Sugere-se, portanto, a inserção do dispositivo abaixo na cláusula 1.4:</p> <p style="text-align: center;"><u>1.4.x Caso a disponibilização de GÁS DESCONFORME, implique na necessidade de redução ou de interrupção da prestação do SERVIÇO DE TRANSPORTE, tal fato não suspenderá ou exonerará a obrigação do pagamento do ENCARGO DE SERVIÇO DE TRANSPORTE e ENCARGO DE CAPACIDADE DE TRANSPORTE NÃO UTILIZADA pelo carregador de entrada, nos casos em que a desconformidade do gás tenha sido causada pelo CARREGADOR DE ENTRADA, o qual permanecerá responsável perante outros carregadores por quaisquer indenizações por danos incorridos, custos ou penalidades aplicáveis em decorrência da redução ou a interrupção da prestação do SERVIÇO DE TRANSPORTE, sem prejuízo da sua responsabilidade por DANOS POR GÁS DESCONFORME.</u></p> <p>Por fim, sugere-se a alteração do prazo de 10 dias para 30 dias para notificação pelo transportador de manutenção não programada. O prazo proposto pela TBG leva a situação que pode expor o carregador a risco considerável em suas operações sem a devida reparação. A imposição de prazo de pelo menos 30 dias garante maior isonomia e equilíbrio na relação entre as partes.</p>
Apêndice I – Requisitos Técnicos	Ver contribuições ao Anexo III – Termos e Condições Gerais do Contrato Cláusula Sexta – Gás de Uso do Sistema

Cláusula Terceira – Apuração e Alocação de GUS	
<p>Apêndice II – Balanceamento</p> <p>Cláusula Primeira – Regras de Balanceamento</p>	<p>No item 1.1.1 é delegado aos carregadores manter o Saldo de Desequilíbrio do Sistema, de modo a minimizar a necessidade de o transportador empreender ações de balanceamento. Na visão da ABRACE não parece razoável atribuir essa obrigação aos carregadores, tendo em vista que é um dos principais objetivos da gestão da rede de transporte. O mecanismo de alocação de capacidade previsto para esta chamada pública deve resultar em quantidades iguais entre a capacidade contratada de entrada e de saída. Assim, estipular a obrigação de que todos os carregadores devem manter sob controle o saldo de desequilíbrio do sistema se torna redundante e até prejudicial, uma vez que pode não haver qualquer relação contratual entre os carregadores. Os carregadores devem ter, portanto, obrigações relacionadas somente ao desequilíbrio dos seus portfólios. Vale ressaltar que o item 1.2.5 já prevê a cobrança dos custos das ações de balanceamento dos carregadores na proporção que tenham dado causa. <u>Neste caso, sugerimos a exclusão do item 1.1.1 do contrato.</u></p> <p>Em relação ao disposto no item iv; 1.2.3, em que o transportador poderá restringir e/ou interromper o fluxo do gás em qualquer ponto da rede de transporte pode trazer insegurança à contratação, uma vez que permite ação discricionária por parte do transportador e a possibilidade de afetar o serviço para aqueles carregadores que não estiverem contribuindo para o desequilíbrio do sistema. A previsão de mecanismo de seleção da parte da rede que sofrerá restrição e/ou interrupção, quando o desequilíbrio for classificado como alto ou severo, dará previsibilidade ao carregador e maior conhecimento dos riscos aos quais está sendo submetido. O mesmo raciocínio é válido para os itens d, i; 1.8.1.1 e 1.9.6.</p> <p>No item 1.2.6 sugerimos que o transportador informe quais outras medidas poderão ser adotadas para balanceamento do sistema. Por mais que tenham diversas ações possíveis a serem tomadas pelo transportador para balanço da rede, é importante, para a transparência da contratação, explicitar todas as medidas, dando mais previsibilidade ao carregador.</p>

Do mesmo modo, sugerimos que, conforme previsto no item 1.3.3, o emprego de flexibilidade intradiária somente seja utilizado pelo transportador, caso for constatado desequilíbrio do sistema alto ou severo. Não há razão para impor ao carregador o ajuste do seu portfólio por meio de exercícios de opção caso o sistema não esteja em situação de desequilíbrio grave. Sugerimos então inclusão do termo “sempre que constatar a ocorrência de níveis de DESEQUILÍBRIO ALTO ou DESEQUILÍBRIO SEVERO”.

Ainda, no item 1.4 – Plataforma de Balanceamento sugerimos que a ANP estabeleça prazo para que o transportador coloque em operação a plataforma de balanceamento, ferramenta relevante não apenas para dar transparência ao processo de negociação de compra e venda de gás para este fim, mas também para facilitar as transações entre os próprios carregadores.

Em relação ao item 1.5, que trata do serviço de flexibilidade da rede, não ficou claro qual o tratamento tarifário será dado a este serviço. O uso do serviço de flexibilidade acima da tolerância de 5% estipulada deve ser facultado ao carregador que poderá usá-lo caso o custo deste serviço for menor que a penalidade incorrida pelo desequilíbrio de portfólio apurado. Desta forma, sugerimos a exclusão do item 1.5.2, que prevê que o uso da flexibilidade será automático. A utilização do serviço deve ser de escolha do carregador e o transportador poderá oferta-lo ao seu exclusivo critério.

Ademais, conforme mencionado anteriormente, seria desejável que houvesse a inclusão no edital e no contrato da contrapartida concedida pelos transportadores aos carregadores pela prestação do serviço de flexibilidade, caso a capacidade contratada na chamada pública seja inferior à capacidade ofertada e as tarifas resultantes sejam maiores do que a tarifa de referência. Essa sugestão encontra respaldo na redução dos riscos que poderia ser imputada ao carregador pelo desenho do mecanismo de alocação considerado neste processo de chamada pública.

Item 1.6 – Sugerimos a exclusão de toda cláusula pois o texto confunde a dimensão de balanceamento de portfólio do carregador com aderência à programação. Conforme será exposto em seguida, o balanceamento do portfólio do carregador refere-se a manter o equilíbrio ente o *Fornecimento de Gás* e

	<p>os <i>Consumos de Gás</i> em seu portfólio. Já aderência da programação pressupõe incentivar a assertividade das nomeações.</p> <p>Ainda o item 1.6.3 estabelece uma responsabilidade ao carregador já prevista no item 1.2.4.</p> <p>Item 1.7.1 – Um dos principais objetivos das regras de balanceamento é fomentar o mercado de curto prazo. Nesta cláusula, é imposta a condição que a troca de titularidade só pode ser dar se “o Gás tenha origem no mesmo ponto de Entrada”. Esta condição limita a liquidez do mercado e não obedece a lógica dum sistema de Entradas e Saídas.</p> <p>O item 1.8, por sua vez, trata das ferramentas para acompanhamento dos saldos de desequilíbrio, tanto do sistema como do portfólio do carregador. No entanto, não ficou clara a conexão entre a gestão destes desequilíbrios. Isto é, de acordo com o texto, enquanto a definição de desequilíbrio do sistema considera a diferença acumulada – positiva ou negativa – entre as injeções e saídas de gás na rede de transporte, o desequilíbrio do saldo de portfólio do carregador considera a diferença entre a programação/injeção e a programação/retiradas pelo carregador.</p> <p>Assumindo por hipótese esta lógica, se um carregador de entrada tem uma QDC de 100 e faz uma programação de 80 e injeta 80 e um carregador de saída, por sua vez, tem uma QDC de 100 e faz uma programação de 100 e retira 100, então ambos teriam o portfólio do carregador equilibrado, segundo a fórmula estabelecida no item 1.8.2.4 do contrato. Porém, o sistema encontra-se em desequilíbrio, o que na visão da ABRACE não faz sentido. Diante disso, sugerimos, com base na regulação europeia, que para fins de balanceamento da rede e do portfólio do carregador não seja considerada a diferença entre a programação e a injeção/retirada de gás pelo carregador.</p> <p style="text-align: center;">Artigo 21º Cálculo do desequilíbrio diário</p> <p style="text-align: center;">1. O operador da rede de transporte deve calcular o desequilíbrio diário para a carteira de compensação de cada utilizador da rede em relação a cada dia de gás de acordo com a seguinte fórmula: desequilíbrio diário = fornecimentos – consumos.</p>
--	---

2. O cálculo do desequilíbrio diário é adaptado em consequência quando:
- a) Seja oferecido um serviço de flexibilidade do linepack; e/ou
 - b) Esteja em vigor um acordo segundo o qual os utilizadores da rede fornecem gás, incluindo gás em espécie, para cobrir:
 - i) o gás não contabilizado como consumo da rede, como perdas, erros de medição, e/ou
 - ii) o gás utilizado pelo operador da rede de transporte para a operação da rede, tal como gás combustível.
3. **Sempre que a soma dos fornecimentos de um utilizador da rede num dia de gás for igual à soma dos seus consumos no mesmo dia de gás, considera-se que o utilizador da rede se encontra numa situação de equilíbrio no dia de gás em causa. [g.n]**

(art. 21 do Regulamento nº 312/2014)

Com base nisto, entendemos que a fórmula para cálculo do saldo de desequilíbrio do portfólio do carregador deve ser, independente da programação de entrada e saída:

SDP = fornecimento – consumo.

Desta forma, seria necessária a alteração da cláusula 1.8.2.6, já que a alteração da titularidade de gás não deve alterar a programação de transporte dos carregadores, mas somente seus portfólios.

Item 1.9.2 – Sugerimos alteração desta cláusula, visto que o balanceamento do carregador não está relacionado a sua programação de transporte, conforme amplamente discutido neste item.

Por fim, o item 1.9.6 prevê que o transportador poderá restringir injeções ou retiradas caso o nível de desequilíbrio seja classificado como severo, sem necessidade de notificação prévia ao carregador. No entanto, para desincentivar ações discricionárias do transportador, julgamos necessário que seja estabelecido mecanismo de seleção do carregador que sofrerá restrição e/ou interrupção, podendo utilizar-se o método pro-rata, caso dois ou mais carregadores estejam contribuindo com o desequilíbrio.

	A definição do mecanismo de restrição das injeções/retiradas é relevante para dar transparência à operação do Transportador.
<p>Apêndice II – Balanceamento</p> <p>Cláusula Segunda – Nominação e Programação de Transporte</p>	<p>O item 2.1.2 estabelece a obrigação de o transportador programar as quantidades de gás solicitadas pelos carregadores, obedecendo a regras de prioridades impostas no item 2.5. No entanto, em que pese o exercício do direito adquirido pelo carregador incumbente na adaptação dos contratos legados, as regras de programação devem ser razoáveis para que não imponham riscos ou custos elevados aos novos carregadores. A Abrace entende que não é razoável priorizar a nominação dos contratos legados em detrimento dos novos, tampouco restringir primeiro as injeções e retiradas destes contratos para garantir a operação dos contratos legados.</p> <p>A ABRACE reconhece o direito adquirido do carregador incumbente, mas também reconhece que este direito não é absoluto. Neste contexto, solicitamos exclusão dos itens (i), (ii), (v) e (vi) da cláusula 2.5.1. Caso as nomeações excedam a capacidade técnica, as restrições devem ser feitas utilizando o método pro-rata para garantir o tratamento isonômico a todos os carregadores.</p> <p>Propomos também a exclusão do item 2.1.5. O balanceamento do sistema não deve ser realizado <i>ex-ante</i> pelo transportador, na etapa de nomeações, mas sim pelos carregadores, que devem ter o incentivo econômico para balancear seus portfólios. O item proposto também terá o efeito nefasto de coibir o mercado de curto prazo, quando o carregador programa a entrada ou a saída, sem possuir a contraparte de comercialização do gás.</p>
<p>Apêndice II – Balanceamento</p> <p>Cláusula Quarta – Penalidades e Responsabilidades do Carregador</p>	<p>Inicialmente, destacamos que não ficou claro o racional utilizado para a definição do peso das penalidades previstas nesta cláusula. Para a variação de programação diária, programação instantânea e sobre-vazão em ponto de entrada ou saída, os encargos imputados como penalidade ao carregador é o dobro daqueles negociados no processo de chamada pública. Seria desejável que o regulador analisasse e fundamentasse a aplicação destes valores, e como será tratada a parcela da receita adicional proveniente da aplicação destas penalidades. Na visão da ABRACE, o pagamento em dobro da tarifa é excessivo. As concessionárias locais de gás canalizado, por exemplo, nos seus contratos de prestação do serviço de distribuição cobram como penalidade algo em torno de 30% em caso de</p>

variação na programação. Neste sentido, a ABRACE **sugere a utilização deste percentual de 30% como referência à aplicação** da mesma penalidade pelo transportador.

Em relação à penalidade de sobre-vazão, prevista no item 4.4, consideramos que deve ser **cobrada somente sobre a vazão que exceder à capacidade técnica** do ponto de entrada ou saída e não sobre a sobre a quantidade programada. Como o transportador conhece a programação do carregador, não faz sentido imputá-lo do pagamento de penalidade.

Por fim, questionamos o método proposto para penalizar o desequilíbrio do portfólio do carregador com referência nos valores dos encargos de transporte. Entendemos que a penalidade de programação já é suficiente para cumprir com este objetivo. Como alternativa, **aplicação da penalidade de desequilíbrio**, sugerimos que sejam considerados incentivos ao carregador para que mantenha o seu portfólio equilibrado, **através da aplicação de ajustes ao preço desta operação**, conforme item 1.3.5 do contrato: adicionais, se desequilíbrio positivo ou um desconto, se desequilíbrio negativo, com referência ao regulamento europeu (nº 312/2014). *In verbis*:

Artigo 22ª. Preço aplicável

1. Para efeitos de cálculo dos encargos de compensação diária nos termos do artigo 23º, o preço aplicável é determinado da seguinte forma:

- a) O preço marginal de venda nos casos em que o valor do desequilíbrio diário for positivo (ou seja, os fornecimentos do utilizador da rede no dia de gás em causa são superiores aos consumos no mesmo dia); ou
- b) O preço marginal de compra nos casos em que o valor do desequilíbrio diário for negativo (ou seja, os consumos do utilizador da rede no dia de gás em causa são superiores aos fornecimentos no mesmo dia).

2. O preço marginal de venda e o preço marginal de compra são calculados, para cada dia de gás, da seguinte forma:

- a) O preço marginal de venda corresponde ao mais baixo dos seguintes preços:

	<p>i) o preço mais baixo de qualquer venda de produtos de título em que o operador da rede de transporte esteja envolvido no dia de gás, ou ii) o preço médio ponderado do gás no dia de gás em causa, menos um pequeno ajuste;</p> <p>b) O preço marginal de compra corresponde ao mais elevado dos seguintes preços:</p> <p>i) o preço mais elevado de qualquer compra de produtos de título em que o operador da rede de transporte esteja envolvido no dia de gás, ou ii) o preço médio ponderado do gás no dia de gás em causa, mais um pequeno ajuste.</p> <p>.....</p> <p>6. O pequeno ajuste deve:</p> <p>a) Incentivar os utilizadores da rede a equilibrarem os seus fornecimentos e consumos;</p> <p>b) Ser definido e aplicado de forma não discriminatória a fim de:</p> <p>i) não desencorajar o acesso ao mercado,</p> <p>ii) não prejudicar o desenvolvimento de mercados competitivos;</p> <p>c) Não ter impacto negativo sobre o comércio transfronteiriço;</p> <p>d) Não resultar numa exposição financeira excessiva dos utilizadores da rede a encargos de compensação diária.</p> <p>7. O valor do pequeno ajuste pode ser diferente para efeitos de determinação do preço marginal de compra e do preço marginal de venda. O valor do pequeno ajuste não pode ultrapassar 10 % do preço médio ponderado, salvo se o operador da rede de transporte em causa puder justificar um valor superior à entidade reguladora nacional e obter a respetiva aprovação nos termos do artigo 20º. [g.n]</p>
--	--

Este formulário deverá ser encaminhado à ANP para o endereço eletrónico: sim@anp.gov.br, fax (21) 2112-8618.

ⁱ National Grid Gas (NTS) System Operator Incentives 2018/19 Supporting Information.

<https://www.nationalgridgas.com/sites/gas/files/documents/National%20Grid%20Gas%20SO%20Incentive%20Supporting%20Information%202017-18%20v10.pdf>. Acesso em 27 de março de 2019.

ⁱⁱ http://www.tbq.com.br/pt_br/a-tbg/plataforma-eletronica-acesso-ao-gasoduto/plataforma-eletronica.htm. Acesso em 27 de março de 2019.