

CONSULTA PÚBLICA AGENERSA Nº 01/2021

CONTRIBUIÇÃO DA ABIAPE PARA A DEFINIÇÃO DE METODOLOGIA DE CÁLCULOS PARA TUSD E TUSD-E NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

1. Contextualização

A Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE), instituída em 2004, tem como principal objetivo criar condições favoráveis para investimentos da indústria em autoprodução e auto-importação de energéticos, incluindo o gás natural e o gás natural liquefeito (GNL).

Atualmente, a ABIAPE congrega em seu rol de associados dezesseis grandes grupos industriais que faturam mais de R\$ 300 bilhões por ano e empregam diretamente mais de 230 mil trabalhadores em todo país.

Em razão da geografia privilegiada do estado do Rio de Janeiro no acolhimento de estruturas portuárias, além de sua proximidade em relação aos campos de exploração e produção do pré-sal e aos principais centros de consumo do país, os associados da ABIAPE estudam oportunidades para a realização de investimentos em novos projetos de auto-importação de GNL no estado. Compromissos financeiros como esses, no entanto, exigem confiança em um marco regulatório robusto capaz de trazer segurança jurídica e garantir retorno adequado para a realização de investimentos.

Conforme posicionamento desta Associação, já manifestado em diversas oportunidades a essa Agência, a ABIAPE reitera, com base no art. 177 da Constituição Federal, que a movimentação de gás natural e GNL destinada a uso próprio por meio de gasodutos dedicados — dentro das instalações da empresa —, não se caracteriza como serviço público de distribuição. Logo, na visão da Associação, a aplicação de tarifa específica de distribuição (TUSD-E) à movimentação de gás em gasodutos nessas condições é indevida.

Porém, dado que a Deliberação AGENERSA nº 4142/2020 — diferente de estados como Bahia, Sergipe e Amazonas — rejeitou a não incidência de tarifa de distribuição sobre gasodutos dedicados, essa decisão não será questionada pela ABIAPE neste documento. A Associação defenderá, sim, aprimoramentos regulatórios suplementares que possibilitem investimentos em auto-importação de GNL com destinação para uso industrial no estado. Não há dúvidas quanto ao fato de que a aprovação de regulamentação tarifária no Rio de Janeiro que mantenha o *status quo* sobre o tema — aplicação de tarifas desproporcionais sobre ramal dedicado — irá repelir investimentos no território fluminense e canalizá-los para outros estados, tais como os já mencionados.

Nesse contexto, destaca-se a divergência de forma extensiva entre a proposta da AGENERSA e o conteúdo expresso no art. 29 da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás),

o qual determina que as tarifas de operação e manutenção estabelecidas pelo órgão regulador estadual para gasodutos dedicados devem seguir os princípios da razoabilidade, publicidade e especificidade de cada instalação. Ao contrário dos preceitos elencados, a proposta apresentada pela Nota Técnica AGENERSA/CAPET/002/2021 é vaga e imprecisa na definição de diversos itens do cálculo sugerido. Além disso, o documento se exime de qualquer arguição que justifique a alternativa adotada ou mesmo da publicação de simulações que demonstrem sua aplicação. Adicionalmente, os parâmetros adotados na proposta não refletem custos específicos do gasoduto dedicado como determina a Lei e a Deliberação AGENERSA nº 4142/2020.

O processo decisório dessa Agência desconsidera o art. 6º da Lei 13.848/2019, o qual determina a realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) pela Agência Reguladora com o objetivo de criar atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos. Além de ser uma importante ferramenta de avaliação de custos, benefícios e efeitos da regulação, a elaboração de AIR é fundamental dentro do próprio processo administrativo, pois capacita os agentes envolvidos no processo de auxiliar a Agência na tomada de decisões regulatórias, limitando a discricionariedade do regulador.

Nesse cenário, a ABI APE apresenta a seguir suas contribuições relativas à adoção de metodologia tarifária que cumpra os princípios apregoados em Lei e conduza o estado do Rio de Janeiro aos resultados esperados: atração de investimentos, fortalecimento da indústria, geração de empregos e aumento da arrecadação tributária.

2. Contribuição ABI APE

2.1. TUSD-E

Quanto à tarifa específica, a Deliberação AGENERSA nº 3862/2019, modificado pela Deliberação AGENERSA nº 4142/2020, diz o seguinte:

“Art. 14 - Os novos Agentes Livres - aqueles consumidores ainda não interligados ao sistema de distribuição quando da publicação da presente deliberação - abastecidos por gasoduto dedicado terão direito à **Tarifa Específica para Uso do Sistema de Distribuição (TUSD-E) que deverá ser calculada** com base no investimento, quando realizado pela Distribuidora, ou sem o investimento quando realizado pelo consumidor, e à **parcela dos custos de operação e manutenção específicos do gasoduto dedicado**, com observância aos critérios previstos nos § 1º ao § 3º e definições emanadas do processo regulatório previsto no parágrafo 4º.

§1º - **A parcela de investimento (Capex específico) deverá refletir os custos específicos da instalação para atendimento do Agente Livre**, quando financiado pela Distribuidora, utilizando-se dos mesmos critérios de remuneração da base de ativos regulatórios, não sendo permitida sua contabilização e remuneração do gasoduto dedicado sobre os ativos totais da concessão.

§2º - Os custos operacionais do gasoduto dedicado (*Opexespecífico*) serão calculados com base nos custos de operação e manutenção *específicos* do gasoduto que deverão ser devidamente remunerados, excluído os custos com comercialização. [...]” (grifos nossos)

Com vistas a regulamentar a Deliberação aprovada, a Agência parte de duas situações para definir a tarifa específica de um gasoduto dedicado: quando este é construído pelo usuário livre e quando a construção é realizada pela própria distribuidora. Segue abaixo a formulação proposta em consulta pública:

➤ **No caso de ramal construído pelo usuário:**

$$TUSD - E = OPEX_{\text{médio}} \quad (1)$$

Onde:

$$OPEX_{\text{médio}} = \frac{OPEX_{\text{específico}}}{OPEX_{\text{total}}} \quad (2)$$

Sendo:

$OPEX_{\text{específico}}$ = Somatório dos valores totais das rubricas:

- Manutenção e conservação
- Gastos serviço a cliente
- Outros (3)
- Despesas de pessoal
- Outras despesas
- Sub-rubrica Transportes e fretes

$OPEX_{\text{total}}$ = Valor total da OPEX aprovado para o ciclo revisional

➤ **No caso de ramal construído pela distribuidora:**

$$TUSD - E = OPEX_{\text{médio}} + O\&M_{\text{médio}} \quad (4)$$

Onde: $OPEX_{\text{médio}}$ é o mesmo que o calculado em (2); e

$$O\&M_{\text{médio}} = \frac{(TR * CONSTRUÇÃO)}{CONSUMO} \quad (5)$$

Sendo:

$CONSUMO$ = consumo anual contratado, em m^3

TR = taxa de remuneração aprovada para o ciclo de revisão

$CONSTRUÇÃO$ = Custo de referência para construção de gasodutos, em que:

$$CONSTRUÇÃO = CUSTO BASE * EXTENSÃO * DIÂMETRO DO DUTO (6)$$

O detalhamento é:

DIÂMETRO DO DUTO – Medida, em polegadas, do diâmetro da tubulação empregada

EXTENSÃO – Comprimento, em metros, da tubulação construída

CUSTO BASE – Estimativa média para construção de tubulações de gás, conforme estudo da EPE

Parâmetros do custo de base:

- US\$ 91,23 por metro polegada
- R\$/US\$ 3,3517, data base de dezembro de 2016
- R\$ 305,7756 por metro polegada

O primeiro ponto a ser destacado na proposta apresentada em consulta pública é a sua divergência com respeito à composição da TUSD-E definida pelo art. 14 da Deliberação AGENERSA nº 3862/2019, modificado pela Deliberação AGENERSA nº 4142/2020, transcrita anteriormente. Embora a norma aprovada pela Agência seja clara quanto às definições dos parâmetros que deveriam formar a TUSD-E (*OPEX específico* e *CAPEX específico*), a proposta em discussão parte de parâmetros distintos daqueles: *OPEX médio* e *O&M médio* (equações 1 e 4). Veremos nas próximas seções que essa mudança em relação à deliberação não se refere apenas a uma questão de nomenclatura, mas também de conceito, colocando em risco a aplicação do trabalho ora em curso na Agência.

2.1.1.1. *OPEX médio*

Para a construção do *OPEX médio*, a AGENERSA se utiliza da razão entre *OPEX específico* e *OPEX total*, dividindo ao final esse valor por 5 (equação 2) – o que não faz sentido econômico. Isso porque, partindo de uma análise dimensional das unidades de medida que compõem o parâmetro *OPEX médio*, conclui-se que o resultado constitui uma fração e não um valor monetário em reais. Adicionalmente, constata-se a ausência de qualquer esclarecimento na nota técnica relacionada à motivação e fundamentação da ponderação em 20% (1/5) da razão entre *OPEX específico* e *OPEX total*.

O parâmetro *OPEX específico* (equação 3), diversamente do sugerido pelo próprio nome e pelo descrito na Deliberação AGENERSA nº 4142/2020, não representa as despesas operacionais específicas incorridas pela distribuidora em razão de fornecer serviço de operação e manutenção para ativo individual, fora da malha de distribuição. Ao invés disso, o parâmetro de *OPEX específico* parte de um somatório de rubricas listadas pela AGENERSA relativas a toda concessão da distribuidora.

As rubricas elencadas pela AGENERSA como *OPEX específico* tampouco deveriam ser classificadas como tal. Isso porque, por definição, o OPEX corresponde a custos, em

geral de caráter variável, relacionados ao ciclo operacional da empresa. Como exemplo na área do setor elétrico, a ANEEL classifica como OPEX das distribuidoras apenas as despesas relativas a pessoal, materiais, serviços de terceiros, seguros, tributos e outros encargos financeiros. Em comum, todas essas contas afetam o resultado da distribuidora ao fim do exercício social.

A proposta em consulta pública, por sua vez, caracteriza como *OPEX específico* contas patrimoniais de longo prazo, de caráter fixo, e que, portanto, não se relacionam ao conceito de OPEX, tais quais Bens Imóveis e Construções, Equipamentos de Informática, Veículos, Outro Imobilizado.

Importante avaliar ainda se não remanescem, na composição de rubricas listadas pela AGENERSA, itens relacionados à comercialização de gás natural, tais como em Despesas de Pessoal. Esses itens devem ser expurgados em razão de o usuário livre não ter motivação para pagar à distribuidora despesas de serviços não prestados a esse agente, condição reforçada pelo §2º do art. 14 da Deliberação AGENERSA nº 4142/2020.

Outro ponto de atenção se refere à inclusão no *OPEX específico* de rubricas abrangentes como Outros e Outras despesas. Ao incorporar classificações desse tipo, cria-se grande insegurança ao empreendedor sobre quais custos podem ser atribuídos sob a forma de prestação de serviço de operação e manutenção do gasoduto dedicado. Diante do exposto, faz-se necessário que a constituição e classificação desses itens contábeis sejam claros e estejam respaldados, preferencialmente, em manual de contabilidade próprio utilizado pela AGENERSA para realizar a fiscalização econômico-financeira das concessionárias reguladas.

2.1.1.2. *O&M médio*

O parâmetro *O&M médio*, conforme descrito na equação 5, não se relaciona ao cálculo dos custos de operação e manutenção, ao contrário do que seu nome sugere, mas sim, aos custos de remuneração do capital investido no gasoduto dedicado (*CAPEX específico*). Em sintonia com a Deliberação AGENERSA nº 4142/2020, esses custos são aplicados — acertadamente — apenas nos casos nos quais o gasoduto dedicado é construído com participação da distribuidora.

Ao fazer análise, verifica-se que o *O&M médio* (o qual deveria se chamar *CAPEX específico*) aplica uma taxa de remuneração (TR) sobre um **custo de referência** para construção de gasodutos (*CONSTRUÇÃO*). Este, por sua vez, é respaldado por uma **estimativa média de custos** dada pela EPE (*CUSTO BASE*). Esse ponto, porém, contraria o art. 14 da Deliberação AGENERSA nº 3862/2019, onde se define que “a parcela de investimento deverá refletir os **custos específicos** da instalação para atendimento do Agente Livre”. Os custos computados na base de cálculo de remuneração devem representar a especificidade do ativo e não uma estimativa média de custos.

Ainda com foco no *CUSTO BASE*, verifica-se que a proposta da AGENERSA adota parâmetros de custo do *metropol* em moeda estrangeira, provocando distorção tarifária por dois motivos. Primeiro, em razão de que essa alternativa metodológica atribui à tarifa os efeitos da variação cambial sobre todo ativo, sendo que a maior parte dos componentes para construção de gasodutos não são importados. Em segundo lugar, o risco cambial representa risco do negócio e, portanto, deveria estar refletido na taxa de remuneração. Logo, computar a variação cambial também no cálculo do *CUSTO BASE* representa dupla contabilização desse efeito.

Outro ponto diz respeito ao art. 4º da Deliberação AGENERSA nº 3862/2019 segundo o qual, no período de avaliação econômico-financeira do projeto, caso os custos de construção apresentados pela distribuidora sejam maiores que os estimados pelo agente — devidamente fundamentados por parâmetros de mercado —, a prerrogativa de construção do gasoduto passa a ser do usuário livre. Buscando evitar qualquer ganho indevido pela distribuidora, é fundamental que os custos apresentados pela concessionária durante o processo de avaliação econômico-financeira do gasoduto dedicado sejam equivalentes aos custos computados na base de cálculo de remuneração do investimento realizado pela distribuidora. Caso isso não ocorra, cria-se o incentivo perverso segundo o qual as distribuidoras subestimem suas estimativas de custos de construção perante o usuário livre com o único objetivo: realizar o investimento e ganhar uma taxa de remuneração sobre um valor pré-definido e maior do que o projetado pela própria concessionária.

Merece referência ainda a necessidade de se considerar a depreciação e a amortização dos investimentos realizados para fins de cálculo da base de remuneração do ativo construído pela distribuidora. Caso contrário, garante-se indevidamente a remuneração integral sobre parcelas do ativo que já foram pagas pelo usuário livre. De forma análoga ao que ocorre com a Base de Ativos Remunerados (BAR), o valor utilizado para composição da base de remuneração deverá ser obrigatoriamente igual a zero quando o bem estiver totalmente depreciado, de forma a identificar a correta avaliação do ativo.

Por fim, dado que o art. 7º da Deliberação AGENERSA 3862/2019 permite que o agente livre possa contratar a distribuidora a fim de realizar a construção do gasoduto dedicado, a metodologia deve incorporar participação parcial da concessionária no investimento total do ativo.

2.2. TUSD

Com respeito à metodologia da TUSD, a proposta da AGENERSA é a seguinte:

$$TUSD = MS - PD \quad (7)$$

Onde:

MS = Margem do segmento

PD = Parcela Dedutível

Sendo que a parcela dedutível é obtida pela seguinte equação:

$$PD = \left(\frac{GAT}{OPEX} \right) * MS \quad (8)$$

Onde:

GAT = Gastos da atividade comercial estimados para o ciclo revisional

OPEX = Gastos operacionais estimados para o ciclo revisional

A ausência de detalhamento na Nota Técnica da AGENERSA quanto às subcontas incluídas no total de gastos de atividade comercial (*GAT*) não deixa claro quais itens estão e quais não estão sendo expurgados da margem do segmento calculada para o consumidor cativo, o que prejudica a avaliação da proposta pela Associação. Adicionalmente, a nota técnica carece da reprodução de simulações que facilitem a avaliação dos efeitos da proposta.

3. Considerações Finais

Na visão da ABI APE, o principal objetivo desse processo regulatório é assegurar uma metodologia tarifária, sobretudo com respeito à TUSD-E, que leve em consideração os custos específicos que o gasoduto dedicado, de fato, imputa à distribuidora. Evita-se, assim, a criação de subsídios cruzados em desfavor do usuário livre que já investe ou pretende investir na autoimportação de gás ou GNL. Contudo, caso esse objetivo não seja cumprido, o Rio de Janeiro certamente perderá competitividade em relação a outros estados quanto à atração de investimentos na indústria e na criação de novos parques termelétricos.

Sob essa perspectiva, certifica-se que a proposta da AGENERSA ainda se encontra em estágio embrionário, carecendo ainda ser desenvolvida. Assim, dada a relevância do tema para esse novo momento da indústria de gás no Rio de Janeiro, a ABI APE entende ser mais viável no momento rediscutir o assunto em uma segunda etapa dessa consulta pública. Deste modo, concede-se à Agência a oportunidade de fundamentar sua proposta (nota técnica e AIR) a partir das contribuições recebidas nessa primeira etapa da consulta pública.

De antemão, a ABI APE endossa, nesse primeiro momento, a metodologia desenvolvida pela Universidade Federal Fluminense (UFF) para o cálculo da TUSD-E, disponibilizada pela Agência no âmbito dessa consulta pública. Apesar das críticas passíveis ao modelo, o trabalho desenvolvido pela universidade cumpre com mérito o papel de trazer uma solução equilibrada, ponderando os custos de OPEX que de fato são incorridos pelo usuário livre e provendo remuneração adequada ao capital dispendido pela distribuidora, caso haja.

Contribuição ABIAPE - CP AGENERSA 01.2021 - TUSD e TUSD-E

De : Daniel Pina <daniel@abiape.com.br>

seg, 03 de mai de 2021 17:24

Assunto : Contribuição ABIAPE - CP AGENERSA 01.2021 - TUSD e TUSD-E

 2 anexos

Para : consultapublica@agenersa.rj.gov.br

Cc : Leticia Dias <Leticia@abiape.com.br>

Prezados, boa tarde.

Segue em anexo a contribuição da ABIAPE com respeito à CP 01/2021, a qual trata da metodologia tarifária da TUSD e TUSD-E.

Ficamos à disposição para esclarecimentos.

At.



Daniel Pina
Diretor de Economia

 (61) 9.8209-4638

daniel@abiape.com.br

(61) 3326-7122

www.abiape.com.br

O conteúdo da presente mensagem eletrônica é confidencial e foi enviado para uso exclusivo do(s) destinatário(s). Caso a mensagem tenha sido recebida por engano, favor contatar o remetente e apagá-la. The content of this e-mail is confidential and has been sent for the sole use of the intended recipient(s). If this message has been received in error, please notify the sender and delete it immediately.

 **Contribuição ABIAPE - CP AGENERSA 01.2021 - TUSD e TUSD-E.pdf**
349 KB
