

Assunto Contribuição para Consultas Públicas 01/2023 Processo SEI-220007/002145/2020

---

De Luciano Dias Losekann <[lucianolosekann@id.uff.br](mailto:lucianolosekann@id.uff.br)>

---

Para [consultapublica@agenersa.rj.gov.br](mailto:consultapublica@agenersa.rj.gov.br) <[consultapublica@agenersa.rj.gov.br](mailto:consultapublica@agenersa.rj.gov.br)>, [secex@agenersa.rj.gov.br](mailto:secex@agenersa.rj.gov.br) <[secex@agenersa.rj.gov.br](mailto:secex@agenersa.rj.gov.br)>

---

Data sábado 30 de setembro de 2023 14:17:15

---

Prezados,

Encaminho anexada a contribuição do Grupo de Energia e Regulação da UFF para as Consultas Públicas 01/2023, no tema de Metodologia de Cálculo da Tarifa Específica.

Pretendemos apresentar a contribuição no dia 06/10 na audiência pública.

Processo SEI-220007/002145/2020

Autor: Luciano Losekann (coordenador da contribuição)

Endereço completo - Rua Barão de Lucena, 115, apto 1606 Botafogo. Rio de Janeiro - RJ.

Forma de contato - [lucianolosekann@id.uff.br](mailto:lucianolosekann@id.uff.br) ou (21) 996023831

Nome da empresa ou instituição que representa - Grupo de Energia e Regulação (GENER) da Universidade Federal Fluminense (UFF).

Atenciosamente,

Luciano Losekann

--

Luciano Losekann

Diretor da Eduff

Professor Associado - Faculdade de Economia - UFF

Grupo de Energia e Regulação - Gener

55 21 996023831

---

Anexos

CP 01 2023.pdf (451 kB)



**Contribuição GENER UFF para a Consulta Pública  
AGENERSA 01/2023 (TUSD-E)**

Rio de Janeiro  
Setembro de 2023

**Equipe GNER:**

Prof. Edmar de Almeida

Prof. Luciano Losekann

Profa. Niágara Rodrigues

## Sumário

1. APRESENTAÇÃO.....	4
2. A RAZÃO DA TUSD-E.....	4
3. PROPOSTA GENER-UFF.....	6
5. VANTAGENS DA PROPOSTA GENER-UFF.....	10
APÊNDICE I – A METODOLOGIA GENER-UFF.....	11
APÊNDICE II – EXEMPLO NUMÉRICO DA METODOLOGIA GENER-UFF .....	17
REFERÊNCIAS.....	21

## **1. APRESENTAÇÃO**

O presente documento apresenta a contribuição do GENER para a consulta pública 01/2023 referente ao processo de nº SEI-220007/002145/2020 sobre o tema “Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E”. O documento atualiza as contribuições do GENER em consultas públicas organizadas pela Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (Agenera) anteriormente relacionadas à temática.

A primeira parte do documento apresenta os atributos da proposta GENER-UFF, indicando com argumentação e simulações que a metodologia proporciona um tratamento específico adequado aos agentes livres atendidos através de ramais dedicados. Os apêndices complementam a contribuição, apresentando a descrição das fórmulas de cálculo da metodologia GENER-UFF e exemplos numéricos para duas novas termelétricas na área de concessão da CEG-Rio.

## **2. RAZÃO DA TUSD-E**

A atividade de distribuição de gás natural se caracteriza pela movimentação do combustível em gasodutos de baixa pressão e reduzido diâmetro. A rede distribuição é geralmente capilarizada e atende a um grande número de consumidores finais, a maioria deles de pequeno porte.

Normalmente, o princípio de reflexividade dos custos é aplicado em cada segmento de consumo. Portanto, a estrutura tarifária compreende tarifas unitárias mais altas para segmentos nos quais o padrão de clientes implica em maiores custos de atendimento, como o segmento residencial, e tarifas unitárias mais baixas para segmentos nos quais o custo unitário é inferior devido à maior escala de suprimento, como os segmentos industrial e termelétrico. Isso pressupõe que não há diferenças significativas nos custos de atendimento entre clientes do mesmo segmento. Para consumidores conectados à rede compartilhada de distribuição, a individualização dos custos é complexa, e a solidariedade no rateio de custos é uma prática que não implica em perdas ou ganhos relevantes para os clientes.

No entanto, alguns consumidores de maior porte, como é o caso de termelétricas, não são supridos através da rede capilarizada de distribuição, mas sim por infraestrutura de abastecimento dedicada. Para esses consumidores, o custo de atendimento pode ser individualizado e tende a ser significativamente inferior ao padrão do segmento.

Na experiência internacional, consumidores conectados à rede de transporte ou que possuem infraestrutura própria de abastecimento (Autoprodutores e Auto-importadores) não pagam tarifa de distribuição<sup>1</sup>.

Os dutos que atendem esses consumidores são dedicados e não levam gás para outros consumidores das distribuidoras. Como esses consumidores não compartilham a infraestrutura da rede de distribuição, nem se beneficiam dos investimentos realizados pelas concessionárias para expandir a rede, não se aplica o conceito de solidariedade de rede, pois isso resultaria em injustiça e desequilíbrio. Não há razão objetiva para ratear o custo dessa infraestrutura com todos os consumidores. Portanto, a tarifa para esses consumidores deve levar em consideração os custos de construção, operação e manutenção da infraestrutura dedicada.

O entendimento de que o tratamento tarifário de clientes atendidos por ramais dedicados deve ser diferenciado e refletir os custos individualizados de suprimento foi incorporado na Lei do Gás (11.909/09) em 2009. O artigo 46 da lei, que é reproduzido no artigo 29 da

---

<sup>1</sup> O mesmo ocorre com clientes de eletricidade atendidos com rede própria no Brasil. Redes elétricas instaladas integralmente no interior da propriedade privada do usuário não são de competência da concessionária local de distribuição.

Nova Lei do Gás (14.134/21), estabelece os critérios e princípios pelos quais os estados devem elaborar uma estrutura tarifária que leve em consideração as características das demandas dos Consumidores Livres quando atendidos por gasodutos dedicados. A legislação enfatiza a importância da observância dos **princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação.**

A partir da diretriz federal, diversos estados brasileiros já abordaram tratamento tarifário específico para clientes atendidos com ramais dedicados. O estado de São Paulo foi pioneiro ao estabelecer um tratamento tarifário específico para Autoprodutores e Auto-importadores em 2011. Em 2013, a Arsesp implementou a TUSD-E para a termelétrica Euzébio Rocha da Petrobras, localizada na refinaria de Cubatão. A metodologia da Arsesp tem sido aplicada com sucesso no estado deste então, passando por aperfeiçoamentos na revisão tarifária da Comgás em 2019, e atualmente é utilizada para as termelétricas Euzébio Rocha e São João Ambiental.

Na Agenera, o tema foi inicialmente abordado em 2012, quando a deliberação 1.250 solicitou que a 3ª revisão tarifária das concessionárias definisse um tratamento tarifário específico para Autoprodutores e Auto-importadores. No entanto, a revisão tarifária ocorreu sem que a TUSD-E fosse estabelecida. Em 2019, a Agenera iniciou o processo de estruturação do novo mercado de gás natural no estado. As deliberações 3.862/19, 4.068/20 e 4.142/20 estabeleceram as diretrizes para o cálculo de tarifas específicas para agentes livres (Consumidores Livres, Autoprodutores e Auto-importadores) que refletissem os custos CAPEX e OPEX dos ramais dedicados. Em abril de 2021, a agência lançou três consultas públicas relacionadas ao tema e o tema foi retomado nesta consulta 01/2023.

### **3. PROPOSTA GENER-UFF**

Para definir a metodologia da TUSD-E, buscamos aderir às melhores práticas internacionais e às diretrizes da Lei do Gás, que podem ser resumidas nos seguintes princípios:

- i) Sustentabilidade – permitir a manutenção do serviço;

- ii) Eficiência – motivar decisões de consumo eficiente (maior valor agregado ou bem-estar);
- iii) Justiça – refletir os custos individuais de prestação do serviço; e
- iv) Transparência – estabelecer uma metodologia replicável com informações disponíveis.

A tarifa TUSD-E deve contribuir, assim como os demais segmentos de consumo, para garantir que as tarifas sejam suficientes para cobrir os custos das concessionárias. Em relação à situação atual, a introdução da TUSD-E pode incentivar a eficiência ao viabilizar projetos de grande porte, que têm um forte impacto na atividade econômica e podem aproveitar economia de escala.

O critério de justiça é o mais relevante para estabelecer tarifas específicas para agentes livres atendidos por ramais dedicados (TUSD-E). Na situação vigente, a aplicação da estrutura usual aos agentes livres atendidos por ramais dedicados resulta em descolamento entre os custos reais incorridos pela distribuidora para o atendimento e as despesas impostas a esses agentes através da tarifa. Para que sejam consideradas justas, as tarifas TUSD-E devem estar em conformidade com os custos específicos de atendimento dos agentes livres. Esse é o princípio refletido na Nova Lei do Gás.

Por último, é essencial que a metodologia de cálculo da TUSD-E seja transparente, utilizando parâmetros conhecidos e disponíveis publicamente. A metodologia deve ser clara, de forma a oferecer estabilidade, segurança jurídico-regulatória e previsibilidade aos empreendedores, permitindo que eles possam antecipar os gastos com tarifas de distribuição. A falta de transparência gera incerteza para os interessados e pode dificultar o acompanhamento pela sociedade em relação à adequação de seus valores.

A proposta do GENER-UFF para a TUSD-E é definida para cada um dos segmentos de demanda nos quais atuam agentes livres e é estabelecida como um valor fixo anual<sup>2</sup>. A metodologia não leva em consideração os custos relacionados à comercialização. Estes custos não devem ser repassados aos agentes livres que negociam o suprimento de gás por conta própria e sob seu próprio risco<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> Para cobrança mensal, o valor anual é dividido em 12 parcelas mensais de igual valor.

<sup>3</sup> Consideramos que os seguintes itens da composição do OPEX da CEG e da CEG Rio correspondem à atividade de comercialização: Publicidade, Propaganda e Relações Públicas; Gastos de Atividade



A metodologia busca refletir de forma mais precisa os custos específicos, tanto de CAPEX quanto de OPEX, relacionados aos ramais dedicados. Sua principal inovação reside na diferenciação entre os itens de OPEX que variam conforme a extensão da rede e os itens de OPEX gerais, que não dependem dessa extensão. Essa proposta tem como objetivo estabelecer uma tarifa justa e sustentável por meio da separação desses custos.

Uma parcela significativa dos custos operacionais está associada à rede de distribuição, e a extensão da rede é uma variável importante na determinação dessa parcela dos custos operacionais. Por exemplo, os gastos com manutenção da rede dependem da extensão e do diâmetro dos dutos. Ao considerar essa parcela específica, a metodologia segue o princípio da justiça, aproximando a tarifa do custo real de suprimento.

Os custos gerais de OPEX são comuns a todos os consumidores e não dependem da extensão da rede. Em nossa concepção, esses custos devem ser distribuídos entre os consumidores, inclusive aqueles atendidos por ramais dedicados, com base na demanda de gás. Dessa forma, os consumidores sujeitos à TUSD-E compartilhariam essa parcela de custos com os demais consumidores. Portanto, entendemos que a proposta de metodologia contribui para o princípio da sustentabilidade tarifária.

Para estimar a parcela do OPEX que depende da extensão, utilizamos dados de projetos de gasodutos de transporte, uma vez que as características dos gasodutos dedicados, principalmente diâmetro, pressão e vazão, se assemelham mais aos gasodutos de transporte do que aos de distribuição. Em tais gasodutos, os custos de Operação e Manutenção (O&M) que são influenciados pela extensão dos dutos representam, em média, 70% do OPEX, enquanto as despesas Gerais e Administrativas (G&A), que não têm relação direta com a extensão, representam 30% (mais detalhes no Apêndice I).

Por fim, a concessionária é remunerada por sua participação no investimento da construção do ramal dedicado (CAPEX), de acordo com a taxa de remuneração regulada. Quando o agente livre custear integralmente a construção do duto dedicado, a parcela de remuneração do CAPEX não estará presente na TUSD-E.

A seguinte fórmula foi proposta pelo GENER-UFF para a metodologia tarifária da TUSD-E:

---

Comercial; Gastos Serviço a Cliente. Utilizamos nas simulações os dados da proposta final das concessionárias no processo da 4ª revisão tarifária.

$$\text{TUSD-E} = OPEX_{km} + OPEX_{comum} + Rem_{CAPEX} \quad (1)$$

em que:

$OPEX_{km}$  - Custos operacionais influenciados pela extensão do duto dedicado.

$OPEX_{comum}$  - Custos operacionais que não dependem da extensão e que são comuns a todos os clientes.

$Rem_{CAPEX}$  - Remuneração do investimento total no gasoduto dedicado, considerando a depreciação, a taxa de remuneração do capital e os efeitos fiscais.

Os três componentes da TUSD-E são detalhados no primeiro apêndice do documento (Apêndice I – A Metodologia GENER-UFF).

#### **4. VANTAGENS DA PROPOSTA GENER-UFF**

A metodologia GENER-UFF está em conformidade com as diretrizes da legislação federal e estadual, bem como com os princípios tarifários que destacamos. Ela leva em consideração os custos específicos dos ramais dedicados. Tanto a parcela de remuneração do CAPEX quanto a do OPEX incorporam o efeito da extensão dos ramais em seu cálculo. Dessa forma, os clientes que impõem maiores custos pagarão tarifas mais elevadas do que os clientes atendidos com menores custos. Sua composição reflete de maneira mais precisa os custos operacionais que dependem da extensão, bem como os custos gerais, eliminando a possibilidade de subsídios entre os clientes.

O método é sustentável e assegura que a concessionária receberá recursos para cobrir seus custos. Além disso, os demais clientes tendem a ser beneficiar da diluição dos custos gerais. Em outras palavras, em revisões futuras, as tarifas de clientes de outros segmentos reduziram devido aos ganhos de escala resultantes do compartilhamento dos custos comuns. Ao estabelecer o pagamento com base na capacidade de consumo, a metodologia evita o risco associado à utilização do duto, o qual é relevante no caso termelétrico.

Por fim, a metodologia é transparente. O cálculo é simples e seus parâmetros são definidos com base em informações públicas, tornando possível replicar facilmente o cálculo.

A definição de uma metodologia adequada para a determinação das tarifas de agentes livres atendidos por ramais dedicados é crucial para tornar atraentes os projetos que dependem do uso intensivo de gás natural no estado do Rio de Janeiro. O estado possui vantagens geográficas que o tornam atrativo para a atração desses projetos, incluindo a disponibilidade de recursos de gás provenientes do pré-sal. No entanto, é essencial que as tarifas de distribuição sejam competitivas em relação aos outros estados que já implementaram tratamento específico para esse tipo de clientes. No caso de termelétricas, tarifas adequadas podem determinar o sucesso dos projetos no Rio de Janeiro nos leilões de expansão de energia.

## APÊNDICE I – A METODOLOGIA GENER-UFF

A seguinte fórmula foi proposta pelo GENER-UFF para metodologia tarifária da TUSD-E:

$$TUSD-E = OPEX_{km} + OPEX_{comum} + Rem_{CAPEX} \quad (2)$$

em que:

$OPEX_{km}$  - Parcela custos operacionais influenciados pela extensão do duto dedicado;

$OPEX_{comum}$  - Parcela dos custos operacionais que não dependem da extensão. Corresponde à parcela que é comum a todos os clientes; e

$Rem_{CAPEX}$  - Remuneração do investimento total no gasoduto dedicado considerando a depreciação, a taxa de remuneração do capital e os efeitos fiscais.

O primeiro termo ( $OPEX_{km}$ ), que considera a parcela de OPEX da concessionária que depende da extensão de sua rede é calculada através do produto de três fatores: i) o percentual do OPEX que depende da distância ( $\alpha$ ); ii) a razão entre o metropol (extensão multiplicada pelo diâmetro) do ramal dedicado e o metropol total da rede da concessionária; e iii) a estimativa de despesa anual de OPEX da concessionária previsto na revisão tarifária, deduzida dos custos de comercialização.

$$OPEX_{km} = \alpha \frac{metro.pol_i}{\sum_k metro.pol_k} OPEX^{conces} \quad (3)$$

onde:

$\alpha$  – Parcela dos custos operacionais influenciados pela extensão do duto dedicado;

$metro.pol_i$  – extensão e diâmetro do gasoduto dedicado ao atendimento do Agente Livre  $i$ ;

$\sum_k metro.pol_k$  – Somatório do produto da extensão vezes o diâmetro da rede de gasodutos da concessionária; e

$OPEX^{conces}$  – OPEX da concessionária excluindo os itens relativos aos custos de comercialização e publicidade e propaganda.

O segundo termo da TUSD-E ( $OPEX_{comum}$ ), considera a parcela de OPEX da concessionária que não depende da extensão de sua rede. Este termo é calculado pelo produto de três fatores: i) o percentual de OPEX que independe da extensão dos dutos ( $1-\alpha$ ); ii) a relação entre a demanda do cliente livre do ramal dedicado e a demanda total do segmento de consumo em que o cliente está enquadrado; e iii) despesa anual de OPEX do segmento, deduzido os custos de comercialização.

$$OPEX_{seg} = (1-\alpha) \frac{DM_i}{\sum_h^{seg} DM_h} OPEX^{Segmento} \quad (4)$$

onde:

$(1-\alpha)$  – Parcela dos custos operacionais que não dependem da extensão do duto;

$DM_i$  – Demanda máxima do Agente Livre  $i$ ; e

$\sum_h^{seg} DM_h$  – Somatório da demanda máxima do segmento.

O OPEX do segmento é calculado pela relação entre as receitas provenientes do segmento de consumo ao qual o agente pertence e a receita total da concessionária, conforme previsto na revisão tarifária (estrutura tarifária). Esse valor é então multiplicado pela estimativa de despesa anual de OPEX da concessionária, conforme previsto na revisão tarifária, com a dedução dos custos de comercialização.

$$OPEX^{Segmento} = \frac{Margem^{seg}}{Margem^{total}} OPEX^{conces} \quad (5)$$

em que:

$Margem^{seg}$  – Receita proveniente do segmento

$Margem^{total}$  – Receita total

$OPEX^{conces}$  – OPEX da concessionária excluindo os itens relativos aos custos de comercialização e publicidade e propaganda

O terceiro termo da TUSD-E ( $Rem_{CAPEX}$ ) se refere à remuneração da participação da concessionária no investimento do ramal dedicado, caso ela tenha participação. Este termo é calculado pelo produto de dois fatores: i) a participação da concessionária no investimento; ii) a remuneração do investimento total no gasoduto dedicado, considerando a depreciação, a taxa de remuneração do capital e os efeitos fiscais. Isso é obtido multiplicando a tarifa que garanta a remuneração do investimento total no gasoduto dedicado pela demanda máxima anual do agente livre.

$$Rem_{CAPEX} = \% Invest^{conces} \times T_{CAPEX} \times DM_i(anual) \quad (6)$$

onde:

$\% Invest^{conces}$  – Participação da Concessionária no investimento total do gasoduto dedicado

$T_{CAPEX}$  – Tarifa, em R\$/mil m<sup>3</sup>, que garanta a remuneração do investimento total no gasoduto dedicado, considerando a depreciação, a taxa de remuneração do capital (CAPM) e os efeitos fiscais.

Para retirar o custo de comercialização, foram expurgados os seguintes itens do OPEX:

- i. Publicidade, Propaganda e Relações Públicas;
- ii. Gastos de Atividade Comercial; e
- iii. Gastos Serviço a Cliente.

Nas simulações, a participação do segmento termelétrico no total de receitas é de 20,4% na CEG Rio. Essas participações correspondem à previsão de receitas da proposta da Naturgy na 4ª revisão tarifária.

Consideramos que o diâmetro médio da rede de distribuição das concessionárias é de 2 polegadas. Essa estimativa foi baseada em dados internacionais, particularmente no caso Norte Americano<sup>4</sup>.

A fórmula proposta pelo GENER-UFF retorna o pagamento anual de TUSD-E. Para definir valores mensais, o total calculado é dividido por 12.

Um parâmetro importante da metodologia consiste na determinação do alfa, que representa a parcela (%) dos custos operacionais (OPEX) que dependem da extensão do duto dedicado. Nessa contribuição, consideramos que essa parcela deve ser estimada com base em dados de projetos similares aos gasodutos dedicados.

Os custos de OPEX podem ser classificados em custos de Operação e Manutenção (O&M) e despesas Gerais e Administrativas (G&A). Os Custos de O&M são aqueles relacionados diretamente à principal atividade produtiva da empresa (correspondentes a área fim), como insumos, salários de equipes de operação, reparos e manutenção. Esses custos variam conforme a extensão no gasoduto<sup>5</sup>. Na nota técnica da ANP sobre o cálculo tarifário do gasoduto Urucu-Manaus (ANP, 2011), os custos de O&M desse projeto são estimados com base em um valor por quilômetro definido em no contrato de O&M entre TAG e Transpetro<sup>6</sup>.

As despesas Gerais e Administrativas (G&A) correspondem a gastos da administração central da companhia (correspondentes a áreas meio da empresa)<sup>7</sup>, como salário de

---

<sup>4</sup> Ver <https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/gas-distribution-gas-gathering-gas-transmission-hazardous-liquids>.

<sup>5</sup> No edital do gasoduto Guapimirim Itaboraí, os custos de O&M são exemplificados como despesas incorridas para operar, manter e reparar o sistema de transporte, incluindo os custos diretamente relacionados à instalação física do Gasoduto de Transporte (combustíveis, energia elétrica, lubrificantes) e as perdas de gás (ANP, 2014). No fluxo de caixa do projeto, são discriminados os seguintes componentes do O&M: Salários e Benefícios, Manutenção do Sistema de Proteção Catódica, Outras Manutenções, Conservação e Manutenção da Faixa de Servidão do Duto, Serviços de Utilidade Pública (Energia Elétrica, Água e Esgoto etc.) e Comunicação, Aluguéis e Seguros, Aquisição e Passagem de Pigs de Limpeza e Instrumentados e Outros Custos e Despesas (ANP, 2014).

<sup>6</sup> O valor do contrato é R\$ 6.000/km, o que corresponde a R\$ 11.056/km em valores atualizados pelo IPCA. No fluxo de caixa do projeto para fins de estimação tarifária, são adicionados 10% (contingências) ao valor de contrato e despesas com as estações de compressão.

<sup>7</sup> O relatório “A Practical Guide to Opex Modelling in Oil & Gas” elaborado pela consultoria F1F9, especializada em modelagem financeira apresenta os componentes de G&A na página 20 (F1F9, 2021).

executivos, gestão de pessoas (RH), área jurídica, área comercial e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)<sup>8</sup>. No caso de gasodutos, o custo de G&A não é determinado por sua extensão.

Dessa forma, optamos por determinar o alfa ( $\alpha$ ), parcela do OPEX que depende da extensão do duto dedicado, baseado em dados de gasodutos de transporte de gás natural. A ANP disponibilizou os dados de dois gasodutos de transporte Urucu-Coari-Manaus (ANP, 2011) e Itaboraí – Guapimirim (ANP, 2014). Os gasodutos têm características bem distintas, o primeiro tem extensão de 802 Km e o segundo, de 11 km, o que explica as diferenças de composição do OPEX. O valor médio da participação do O&M no OPEX nos dois projetos é de 69%<sup>9</sup>.

**Tabela 1 – Composição do OPEX em Gasodutos de Transporte**

	O&M	G&A	O&M + G&A	O&M/OPEX
Urucu-Coari-Manaus	78,20	22,70	100,90	78%
Itaboraí - Guapimirim	3,32	2,08	5,39	61%

Fonte: Elaboração dos autores. Dados ANP.

Assim, por refletir a composição padrão do OPEX em gasodutos dedicados, defendemos o valor de alfa de 70%. É importante destacar que a utilização de valores menores para o parâmetro alfa resulta em tarifas que refletirão menos as características dos dutos.

<sup>8</sup> No edital do gasoduto Guapimirim Itaboraí, os custos de G&A são ilustrados como salários do pessoal de administração, marketing, suprimentos de escritório, serviços externos, aluguéis e manutenção dos escritórios e filiais. (ANP, 2014)

<sup>9</sup> A equipe de trabalho também considerou dados de gasodutos de transporte que não são públicos para escolher o alfa de 70%.



Como a Deliberação 4.142/2020 da AGENERSA/RJ prevê, inicialmente, aplicação da TUSD-E apenas para novos empreendimentos, as simulações são feitas para novos clientes dos segmentos termelétrico atendidos por gasodutos dedicados construídos pelos empreendedores nas áreas da CEG e CEG Rio.

## APÊNDICE II – EXEMPLOS NUMÉRICOS DA METODOLOGIA GENER-UFF

Foram realizados dois exercícios de cálculo da TUSD-E empregando a metodologia GENER-UFF para duas novas termelétricas na área de concessão da CEG Rio. A seguir, apresentamos o passo a passo do cálculo para os dois casos de referência.

Nas simulações, considerou-se o OPEX proposto pelo Grupo de Trabalho da IV Revisão Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG-Rio, conforme consta na nota técnica AGENERSA/CAPET N° 001/2021, que trata do Arcabouço Regulatório para Autoprodutor, Autoimportador e Consumidor Livre (AGENERSA, 2023).

Na média do ciclo tarifário 2018-2022, os itens de comercialização representam 31% do OPEX total da CEG-Rio. Para a média do ciclo tarifário, o OPEX da distribuição (conforme Tabela 2) seria de R\$ 39.413 mil (R\$ 56.752 mil no total, deduzindo R\$ 17.339 mil, que correspondem às atividades de comercialização).

**Tabela 2 – OPEX CEG Rio (Moeda de dez/16)**

CEG RIO - OPEX (mil.R\$/ano) - Moeda de Dez/16						Total	Média
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022	2018 - 2022
<b>Opex Total</b>	<b>61.143</b>	<b>56.303</b>	<b>53.388</b>	<b>55.407</b>	<b>57.519</b>	<b>283.759</b>	<b>56.752</b>
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	1.466	1.048	1.095	1.145	1.196	5.949	1.190
Gastos de Atividade Comercial	11.879	7.892	8.249	8.621	9.011	45.653	9.130
Gastos Serviço a Cliente	7.178	6.523	6.818	7.126	7.448	35.093	7.019
<b>Opex sem comercialização</b>	<b>40.620</b>	<b>40.840</b>	<b>37.226</b>	<b>38.515</b>	<b>39.864</b>	<b>197.065</b>	<b>39.413</b>

Fonte: Proposta do Grupo de Trabalho da IV Revisão Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG-Rio (AGENERSA, 2023).

Os itens de comercialização considerados são: Publicidade, Propaganda e Relações Públicas; Gastos de Atividade Comercial; e Gastos Serviço a Cliente.

**Exemplo 1:** Cálculo do caso de referência de uma nova termelétrica de 565 MW na rede da CEG Rio, atendida com gasoduto de 18,66 km construído integralmente pelo empreendedor, com despacho esperado de 50%.

$$TUSD-E = OPEX_{km} + OPEX_{comum} + Rem_{CAPEX} \quad (1)$$

em que:

$$OPEX_{km} = \alpha \frac{metro.pol_i}{\sum_k metro.pol_k} OPEX^{conces} \quad (2)$$

$$OPEX_{comum} = (1-\alpha) \frac{DM_i}{\sum_h^{seg} DM_h} OPEX^{Segmento} \quad (3)$$

$$OPEX^{Segmento} = \frac{Margem^{seg}}{Margem^{total}} OPEX^{conces} \quad (4)$$

$$Rem_{CAPEX} = 0 \text{ (Investimento integralmente custeado pelo empreendedor)} \quad (5)$$

**Primeiro Termo:** parcela de OPEX da concessionária que **depende** da extensão de sua rede:

$$OPEX_{km} = \alpha \frac{metro.pol_i}{\sum_k metro.pol_k} OPEX^{conces} \quad (2)$$

$$\alpha = 70\%$$

$$metro.pol_i = 18,660 \times 14 = 261,240$$

$$\sum_k metro.pol_k = 1.340 \text{ (extensão da rede da CEG Rio em quilômetros)} \times 2 = 2.680$$

$$\frac{metro.pol_i}{\sum_k metro.pol_k} = \frac{261,240}{2.680} = 0,097$$

$$OPEX^{conces} = 56.752 \text{ (OPEX Total Médio 2018 – 2022) – } \\ 17.339 \text{ (itens comercialização)} = 39.413 \text{ mil Reais (Dez. 2016)}$$

$$OPEX_{km} = 0,7 \times 0,097 \times 39.413 = 2.676,14 \text{ (mil R\$ Dez. 2016)}$$

**Segundo Termo:** parcela de OPEX da concessionária que **não depende** da extensão de sua rede:

$$OPEX_{comum} = (1-\alpha) \frac{DM_i}{\sum_h^{seg} DM_h} OPEX^{Segmento} \quad (3)$$

$$(1-\alpha) = 30\%$$

$$DM_i = 2,50 \text{ MMm}^3/\text{dia}; \text{ e } \sum_h^{seg} DM_h = 11,86 \text{ MMm}^3/\text{dia}$$

$$\frac{DM_i}{\sum_h^{seg} DM_h} = \frac{2,50}{11,86} = 0,2107$$

$$OPEX^{Segmento} = \frac{Margem^{seg}}{Margem^{total}} OPEX^{conces} \quad (4)$$

$$\frac{Margem^{seg}}{Margem^{total}} = \frac{44,53}{217,78} = 0,20446$$

$$OPEX^{Segmento} = 0,20446 \times 39.413,00 = 8.058,38$$

$$OPEX_{comum} = 0,3 \times 0,2107 \times 8.058,38 = \text{R\$ } 509,37 \text{ (mil R\$ Dez. 2016)}$$

Por margem, entende-se receita. A participação do segmento termelétrico no total de receitas é de 20,4% na CEG Rio, conforme previsão de receitas da proposta da Naturgy na 4ª revisão tarifária.

$$\begin{aligned} TUSD - E &= OPEX_{km} + OPEX_{comum} + Rem_{CAPEX} = 2.676,14 + 509,37 + 0 \\ &= 3.185,31 \text{ (mil R\$ Dez. 2016)} \end{aligned}$$

A TUSD-E atualizada pelo IGP-M para valores de agosto de 2023 é de R\$ 5.298.161. O valor mensal é de R\$ 441.513.

**Exercício 2:** Cálculo do segundo caso de referência de uma nova termelétrica de 500 MW na rede da CEG Rio. Essa usina é atendida por um gasoduto de 5 km, construído integralmente pelo empreendedor, com um despacho esperado de 50%.

**Primeiro Termo:** Parcela de OPEX da concessionária que **depende** da extensão de sua rede:

$$\alpha = 70\%$$

$$metro.pol_i = 5 \times 14 = 70$$

$$\sum_k metro.pol_k = 1.340 \text{ (extensão da rede da CEG Rio em Quilômetros)} \times 2 = 2.680$$

$$\frac{metro.pol_i}{\sum_k metro.pol_k} = \frac{70}{2.680} = 0,026$$

$$\begin{aligned} OPEX^{conces} &= 56.752 \text{ (OPEX Total Médio 2018 – 2022) –} \\ &17.339 \text{ (itens comercialização) = 39.413 mil Reais (Dez. 2016)} \end{aligned}$$

$$OPEX_{km} = 0,7 \times 0,026 \times 39.413 = \text{R\$ } 717,32 \text{ (mil R\$ Dez. 2016)}$$

**Segundo Termo:** Parcela de OPEX da concessionária que **não depende** da extensão de sua rede:

$$(1 - \alpha) = 30\%$$

$$DM_i = 2,21 \text{ MMm}^3/\text{dia}; e \sum_h^{seg} DM_h = 11,58 \text{ MMm}^3/\text{dia}$$

$$\frac{DM_i}{\sum_h^{seg} DM_h} = \frac{2,21}{11,58} = 0,1908$$

$$\frac{Margem^{seg}}{Margem^{total}} = \frac{44,53}{217,78} = 0,20446$$

$$OPEX^{Segmento} = 0,20446 * 39.413,00 = 8.058,38$$

$$OPEX_{comum} = 0,3 * 0,1908 * 8.058,38 = R\$ 461,26 \text{ (mil R\$ Dez. 2016)}$$

$$\begin{aligned} TUSD - E &= OPEX_{km} + OPEX_{comum} + Rem_{CAPEX} = 717,32 + 461,26 + 0 \\ &= 1.178,58 \text{ (mil R\$ Dez. 2016)} \end{aligned}$$

A TUSD-E atualizada pelo IGP-M para valores de agosto de 2023 é de R\$ 1.960.217. E o valor mensal é de R\$ 163.351. Comparando com o exercício anterior é possível verificar o efeito da extensão do duto no cálculo da TUSD-E. Gasodutos de menor extensão terão tarifa mais baixa, mas a redução é menos que proporcional em relação à extensão, devido ao efeito da parcela da tarifa que não depende da extensão do duto.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP (2011), Nota Técnica nº 006/2011-SCM. CÁLCULO DA TARIFA DE TRANSPORTE PELA ANP: O CASO DO GASODUTO URUCU-COARI-MANAUS. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-anp-6-2011-scm.pdf>>.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP (2014), Edital de Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural Nº 01/2014-ANP. Disponível em <[http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Transporte\\_Gas/Edital\\_TG/edital\\_chamada\\_publica\\_01\\_2014\\_14082014.pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Transporte_Gas/Edital_TG/edital_chamada_publica_01_2014_14082014.pdf)>.

AGENERSA (2008). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 257. Concessionária Ceg Rio – Condições gerais para fornecimento de gás canalizado aos consumidores livres – parágrafo 18º da cláusula sétima do contrato de concessão. Rio de Janeiro. Disponível em< <http://www.agenersa.rj.gov.br>> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2008a). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 304. Concessionária Ceg Rio — condições gerais para fornecimento de gás canalizado aos consumidores livres — parágrafo 18º da cláusula sétima do contrato de concessão - embargos à deliberação Agenersa nº 257, de 24/06/2008. Rio de Janeiro. Disponível em< <http://www.agenersa.rj.gov.br>> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2008b). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 258. Concessionária Ceg – condições gerais para fornecimento de Gás canalizado aos consumidores livres – parágrafo 18º da cláusula sétima do contrato de concessão. Rio de Janeiro. 24 DE JUNHO DE 2008. Disponível em< <http://www.agenersa.rj.gov.br>> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2008c). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 303. Concessionária Ceg – Atualização de tarifas de GLP, com vigência a partir de 01/09/08. Rio de Janeiro. 29 de agosto de 2008. Disponível em< <http://www.agenersa.rj.gov.br>> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2009). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 430. Concessionária Ceg Rio. Condições gerais de fornecimento de gás canalizado aos consumidores livres - parágrafo 18º da cláusula sétima do contrato de concessão. Recurso à deliberação Agenersa nº 257/08 integrada pela deliberação Agenersa nº. 304/08. Rio de Janeiro. Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2009a). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 431. Concessionária Ceg. Condições gerais de fornecimento de gás canalizado aos consumidores livres - parágrafo 18º da cláusula sétima do contrato de concessão. Recurso à deliberação Agenersa nº 258/08 integrada pela deliberação Agenersa nº. 305/08. Rio de Janeiro. Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2012). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 1.357. **Concessionária Ceg e Ceg Rio. Condições gerais e tarifas para Autoprodutores, Auto-importadores e Consumidores Livres de gás natural. Rio de Janeiro.** Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2012a). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 1.250. Concessionárias Ceg e Ceg Rio - condições gerais e tarifas para Autoprodutores, Auto-importadores e Consumidores Livres de gás natural. Rio de Janeiro. Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 20 abril. 2021.

AGENERSA (2013). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 1.616. **Condições gerais e tarifas para Autoprodutores, Auto-importadores e Consumidores livres de gás natural, com vigência a apartir de 27/05/2013. Rio de Janeiro.** Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2013a). DELIBERAÇÃO Nº 1.795 DE 29 DE OUTUBRO DE 2013. Rep. - Concessionária CEG RIO - 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas. Rio de Janeiro, RJ. Disponível em: < <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=263168>>. Acesso em: 27 nov. 2018.

AGENERSA (2016). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 2.850. Condições gerais e tarifas para Autoprodutores, Auto-importadores e Consumidores Livres de gás natural.

**Rio de Janeiro.** Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2017). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 3.164. Formulações objetivando tratamento tarifário a ser eventualmente concedido na questão do ramal dedicado.

**Rio de Janeiro.** Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 30 nov. 2018.

AGENERSA (2017a). DELIBERAÇÃO Nº 3.244 DE 19 DE OUTUBRO DE 2017. Concessionárias CEG e CEG RIO - Formulações Objetivando Tratamento Tarifário a Ser Eventualmente Concedido na Questão do Ramal Dedicado. Rio de Janeiro, RJ. Disponível em: <<https://www.jusbrasil.com.br/diarios/166182107/doerj-poder-executivo-30-10-2017-pg-3>> Acesso em: 18 dez. 2018.

AGENERSA (2019). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 3.862. Estudo e reformulação do arcabouço regulatório para autoprodutores, auto-importadores e consumidor livre. Rio de Janeiro. Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 20 abril. 2021.

AGENERSA (2020). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 4.068. Estudo e reformulação do arcabouço regulatório para autoprodutores, auto-importadores e consumidor livre. Rio de Janeiro. Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 20 abril. 2021.

AGENERSA (2020a). DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 4.142. CEG e CEG RIO - Estudo e reformulação do arcabouço regulatório para autoprodutores, auto-importadores e consumidor livre. Rio de Janeiro. Disponível em< [http:// http://www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)> Acesso em: 20 abril. 2021.

AGENERSA (2023). Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E. Processo de nº SEI-220007/002145/2020. Disponível em<[https://www.agenersa.rj.gov.br/sites/agenersa/files/arquivos\\_paginas\\_basicas/Compilado\\_\\_\\_Nota\\_CEPET\\_e\\_Contribuicoes\\_0.pdf](https://www.agenersa.rj.gov.br/sites/agenersa/files/arquivos_paginas_basicas/Compilado___Nota_CEPET_e_Contribuicoes_0.pdf)> Acesso em set/2023.



- BRASIL. (2009). Lei 11.909, de 4 março de 2009. Disponível em <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2009/](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/)> Acesso em: 20 abril. 2021.
- BRASIL (2021). Lei 14.134, de 8 abril de 2021. Disponível em <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2021/Lei/L14134.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Lei/L14134.htm)> Acesso em: 20 abril. 2021.
- BRASIL (2010). Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010. Brasília, DF. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2010/decreto/d7382.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/d7382.htm)>. Acesso em: 18 dez. 2018.
- EPE (2014). Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022. Ministério de Minas e Energia – MME.
- F1F9 (2021). A Practical Guide to Opex Modelling in Oil & Gas. Disponível em <<https://www.f1f9.com/resources/practical-guide-opex-modelling>>.
- MME (2020). Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural. EDIÇÃO. Nº 134. Destaques do mês de abril de 2018.
- MME/EPE. (2016). Programa Gás para Crescer: Diretrizes Estratégicas. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/web/guest/gas-para-crescer>> Acesso em: 22 nov. de 2017.