

PROVOCAÇÃO DE TERCEIROS: GUAPIMIRIM-COMPERJ II



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de
Minas e Energia

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
PAÍS RICO É PAÍS SEM POBREZA



Ministério de Minas e Energia – MME

Ministro de Estado
Edison Lobão

Secretário Executivo
Márcio Pereira Zimmermann

Chefe de Gabinete do Ministro
José Antonio Corrêa Coimbra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Altino Ventura Filho

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
Marco Antônio Martins Almeida

Secretário de Energia Elétrica
Ildo Wilson Grütner

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Carlos Nogueira da Costa Júnior

Diretora do Departamento de Gás Natural
Symone Christine de Santana Araújo

Ministério de Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios
Bloco U – 5º andar
70065-900 – Brasília – DF

Tel.: (55 61) 3319 5299
Fax : (55 61) 3319 5067

www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente
Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

Empresa de Pesquisa Energética – EPE
Escritório Central
Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (55 21) 3512 3100
Fax : (55 21) 3512 3198
www.epe.gov.br

Nº. EPE-DPG-SPG 001/2013 – r2
Data: 09 de abril de 2014

Participantes

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim

Coordenação Executiva

Estudos econômico-energéticos e ambientais: Amilcar Gonçalves Guerreiro

Estudos de petróleo, gás e biocombustíveis:

Organização, Consolidação e Sistematização

Giovani Vitória Machado

Estudos de Demanda e de Análise Econômica

Coordenação: Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica: Arnaldo dos Santos Junior, Bianca Nunes de Oliveira, Carolina Mattoso de Almeida, Emílio Hiroshi Matsumura, Gláucio Vinícius Ramalho Faria, Gustavo Naciff de Andrade, Jeferson Borghetti Soares, Marcelo Henrique Cayres Loureiro, Renata Azevedo Moreira da Silva, Sergio Henrique Ferreira da Cunha

Estudos Socioambientais

Coordenação: Edna Elias Xavier

Equipe Técnica: André Souza Pelech, Carlos Frederico Silveira Menezes, Daniel Dias Loureiro, Marcos Vinicius F. Amaral, Robson de Oliveira Matos, Silvana Andreoli Espig, Valentine Jahnel

Estudos de Produção, Oferta, Infraestrutura e Viabilidade Técnico-econômica

Coordenação: Giovani Vitória Machado

Equipe Técnica Produção: Adriana Queiroz Ramos, Kátia Souza D'Almeida, Marcos Frederico Farias de Souza, Péricles de Abreu Brumati, Regina Freitas Fernandes, Reneu Rodrigues da Silva, Roberta de Albuquerque Cardoso, Ronan Magalhães Ávila, Sergio Martins de Souza, Victor Hugo Trocate da Silva

Equipe Técnica Oferta, Infraestrutura e Viabilidade Técnico-econômica: Aline Maria dos Santos, Antonio Marco Siciliano, Bernardo Cirne de Azevêdo Geraldo, Carlos Augusto Góes Pacheco, Carolina Oliveira de Castro, Gabriel de Figueiredo da Costa, Henrique Plaudio Gonçalves Rangel, João Felipe Gonçalves de Oliveira, Luiz Paulo Barbosa da Silva, Lucas José Falarz, Marcelo Ferreira Alfradique, Ricardo Moreira dos Santos

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

Empresa de Pesquisa Energética

*Área de estudo:***EXPANSÃO DA MALHA DE TRANSPORTE DUTOVIÁRIO DO PAÍS***Estudo:***PROVOCAÇÃO DE TERCEIROS: GUAPIMIRIM-COMPERJ II***Ref. Interna:***EPE-DPG-SPG 001/2013**

<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	17/05/2013	Emissão original
r1	25/11/2013	Esclarecimentos da EPE/DPG/SPG ao Ministério de Minas e Energia - MME face à Nota Técnica ANP nº. 04/2013-SCM acerca da Revisão 0 do Relatório de Provocação de Terceiros. Revisão geral: inclusão do cronograma físico-financeiro e da curva de desembolso do projeto. Revisão do item 8: detalhamento do impacto do gasoduto na malha de transporte dutoviário.
r2	01/04/2014	Esclarecimentos da EPE/DPG/SPG ao MME face aos comentários da ANP/SCM acerca da Revisão 1 do Relatório de Provocação de Terceiros. Revisão do item 5: detalhamento da Tabela 5.8 e compatibilização com a desagregação dos Anexos III e IV da Portaria MME nº. 94/2012. Revisão do item 7: revisão do cronograma físico-financeiro do projeto.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. METODOLOGIA	4
3. FUNDAMENTAÇÃO DOS ESTUDOS APRESENTADOS	7
3.1. Caracterização Geral do Projeto de Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II	7
3.2. Demanda Potencial de Gás Natural	9
3.3. Disponibilidade de Oferta de Gás Natural	12
3.4. Considerações da EPE sobre a Fundamentação dos Estudos	15
4. CARACTERIZAÇÃO E ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL DO EMPREENDIMENTO	19
4.1. Caracterização Socioambiental pelo Agente Provocador	19
4.2. Custos socioambientais e licenciamento ambiental (Agente Provocador)	21
4.3. Esclarecimentos adicionais prestados pelo Agente Provocador	22
4.4. Considerações da EPE sobre a caracterização e a análise socioambiental	23
4.4.1. Localização dos corredores estudados	23
4.4.2. Aspectos Socioambientais	26
4.4.2.1. Meio Físico	26
4.4.2.2. Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade	29
4.4.3. Definição de corredor e traçado	31
4.4.4. Análise e recomendações socioambientais	31
5. VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DO EMPREENDIMENTO	33
5.1. Detalhamento técnico do empreendimento pelo Agente Provocador	33
5.2. Detalhamento orçamentário do empreendimento pelo Agente Provocador	35
5.3. Considerações da EPE sobre a viabilidade técnica e econômica do empreendimento	38
6. ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DO GASODUTO	52
7. CRONOGRAMA FÍSICO-FINANCEIRO DO PROJETO	55
8. IMPACTO DO GASODUTO NA MALHA DE TRANSPORTE DUTOVIÁRIO	58
8.1. Dimensionamento hidráulico do projeto pelo Agente Provocador	60
8.2. Dimensionamento realizado pela EPE	60
8.3. Impacto da entrada do duto em relação à malha	61
9. CONVENIÊNCIA DA CONSTRUÇÃO PROPOSTA	64
10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	65

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 2.1 – Processo de Avaliação pela EPE de Requerimento de Provação de Terceiros</i>	6
<i>Figura 3.1 – Localização do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II.</i>	8
<i>Figura 3.2 – Planejamento de escoamento do gás natural oriundo do Pré-Sal Bacia de Santos.</i>	14
<i>Figura 4.1 – Área onde estão inseridas as alternativas estudadas</i>	25
<i>Figura 4.2 – Mapa hipsométrico - Modelo digital de elevação.</i>	27
<i>Figura 4.3 – Processos Minerários - Ortofotos</i>	28
<i>Figura 4.4 – Áreas Protegidas</i>	30
<i>Figura 5.1 – Resumo do fluxo de informações envolvidas no processo de avaliação de gasodutos.</i>	39
<i>Figura 5.2 – Traçado preliminar proposto para a alternativa COMPERJ-Guapimirim/RJ.</i>	39
<i>Figura 7.1 - Cronograma físico-financeiro estimado pela EPE.</i>	57
<i>Figura 8.1 - Representação do fluxo de obtenção de informações para simulação da malha de gasodutos pelo Pipeline Studio.</i>	62

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 3.1: Demanda por Gás Natural na Malha Integrada do Brasil</i>	<i>10</i>
<i>Tabela 3.2: Balanço de Oferta e Demanda no Sistema Petrobras Integrado (milhões m³/dia)</i>	<i>11</i>
<i>Tabela 3.3: Oferta por Gás Natural na Malha Integrada do Brasil (em milhões m³/d)</i>	<i>13</i>
<i>Tabela 3.4: Balanço de Oferta e Demanda no Sistema Petrobras</i>	<i>16</i>
<i>Tabela 3.5: Balanço de Demanda e Oferta Potenciais de Gás Natural no sistema integrado (milhão m³/d)</i>	<i>17</i>
<i>Tabela 4.1: Custos de licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão</i>	<i>21</i>
<i>Tabela 4.2: Custos de licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão</i>	<i>23</i>
<i>Tabela 4.3: Coordenadas dos pontos de interligação em estudo</i>	<i>24</i>
<i>Tabela 5.1: Valores de processo para o gasoduto</i>	<i>33</i>
<i>Tabela 5.2: Espessura da parede</i>	<i>34</i>
<i>Tabela 5.3: Custo por grupo e total do gasoduto (milhões de reais)</i>	<i>36</i>
<i>Tabela 5.4: Custo por grupo e total do gasoduto (milhões de R\$)</i>	<i>38</i>
<i>Tabela 5.5: Valores de processo para o gasoduto</i>	<i>40</i>
<i>Tabela 5.6: Espessura dos tubos</i>	<i>41</i>
<i>Tabela 5.7: Custo por grupo e total do gasoduto (milhões de reais)</i>	<i>45</i>
<i>Tabela 5.8: Custos detalhados (em milhões de reais) e análise comparativa</i>	<i>46</i>
<i>Tabela 5.9: Custos de capital detalhados do projeto do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II</i>	<i>48</i>
<i>Tabela 5.10: Custos administrativos e de operação e manutenção detalhados</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 6.1: Comparação entre as estimativas de preço para o GNL atualmente importado no TRBG e para o gás do Pré-Sal ao aportarem na malha</i>	<i>54</i>
<i>Tabela 7.1: Cronograma físico-financeiro estimado pela EPE</i>	<i>56</i>
<i>Tabela 8.1: Queda de pressão em função dos diâmetros estudados</i>	<i>61</i>

1. INTRODUÇÃO

Com a promulgação da Lei nº 11.909/2009 e sua regulamentação pelo Decreto nº 7.382/2010¹, estabeleceu-se um novo marco regulatório para a indústria do gás natural, no qual cabe ao Ministério de Minas e Energia – MME *propor, por iniciativa própria ou por provocação de terceiros, os gasodutos de transporte que deverão ser construídos ou ampliados* (art. 4º, inciso I). No âmbito deste novo marco regulatório para a indústria do gás natural, o MME deve elaborar, preferencialmente com periodicidade anual, o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário do País (PEMAT), com base em estudos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE². Tais estudos deverão conter, conforme o Decreto nº 7.382/2010 (art. 6º, §2º), entre outros elementos, propostas de traçados, de sistemas de compressão a serem instalados e de localização de pontos de entrega, bem como as estimativas de investimentos dos gasodutos.

A provocação de terceiros de que trata art. 4º, inciso I, da Lei nº 11.909/2009, instrumento estabelecido para que os agentes proponham ao MME gasodutos de transporte, teve seus procedimentos estabelecidos pela Portaria nº 94/2012. Tal instrumento consiste na apresentação ao MME por agente interessado de requerimento de construção ou ampliação de gasodutos de transporte, o qual poderá ser protocolizado junto ao MME entre 1º de janeiro e 31 de março de cada ano ou a qualquer tempo, desde que comprovada a urgência.

O requerimento de construção ou ampliação de gasodutos de transporte, nos termos do Art. 2º da Portaria nº 94/2012, deve ser preenchido conforme modelo disponível no Anexo I da referida Portaria e conter as informações e os documentos definidos a seguir:

I - o formulário de identificação do agente interessado e de dados básicos do empreendimento, constante no Anexo II desta Portaria, devidamente preenchido;

II - os estudos que demonstrem a existência de demanda potencial de gás natural nas regiões influenciadas pelo empreendimento pretendido;

III - os estudos que demonstrem a disponibilidade de oferta de gás natural para atendimento da demanda descrita no inciso II;

¹ A Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, e sua regulamentação através do Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010, dispõem sobre as atividades relativas ao transporte dutoviário de gás natural, as atividades de tratamento, de processamento, de estocagem, de liquefação, de regaseificação e de comercialização de gás natural.

² A Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, já definia entre as competências da EPE: promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de gás natural e elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil.

IV - dados e informações referentes às características e aos custos de investimentos do gasoduto, aos custos administrativos e de operação e manutenção, mediante o preenchimento dos formulários apresentados nos Anexos III e IV desta Portaria;

V - o cronograma físico-financeiro estimado da etapa de construção ou ampliação do gasoduto de transporte deverá prever prazo máximo para o término da etapa considerada;

VI - o cronograma físico-financeiro de expansão planejada de capacidade do gasoduto, identificando os períodos em que os principais componentes de custo serão incorporados ao empreendimento;

VII - o estudo contendo caracterização e análise socioambiental da área abrangida pelo empreendimento;

VIII - a documentação comprobatória que fundamente a urgência do projeto, para efeito do disposto no art. 1o, § 2o, inciso II.

Ademais, o requerimento também deve apresentar a lista de documentos indicados no Anexo V da Portaria nº 94/2012.

Neste contexto, em 11 de janeiro de 2013, a Petrobras protocolizou no MME (Protocolo nº 48380.000192/2013-00), por meio do Ofício nº GE-LPGN 0001/2013, o Requerimento para a construção do Gasoduto de Transporte Guapimirim-COMPERJ II. Após constatação da regularidade do Requerimento da Petrobras aos requisitos da Portaria nº 94/2012, o MME encaminhou à EPE, em 19 de fevereiro de 2013, por meio do Ofício nº 009/2013-SPG-MME, a documentação anexa ao Requerimento para que, nos termos do art. 3º da referida Portaria, a EPE emita relatório sobre a construção do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II³.

O presente relatório refere-se à avaliação pela EPE, nos termos da Portaria nº 94/2012, do Requerimento de Provocação de Terceiros protocolizado no MME pela Petrobras acerca da construção do Projeto de Gasoduto de Transporte Guapimirim-COMPERJ II.

Além desta introdução, este relatório é dividido em seis seções principais. Na seção 2, descreve-se brevemente a metodologia de avaliação de Requerimento de Provocação de Terceiro adotada pela EPE. Na seção 3, apresenta-se e analisa-se a fundamentação dos estudos do Projeto de Gasoduto de Transporte Guapimirim-COMPERJ II. Na seção 4, discutem-se a caracterização e a análise socioambiental do empreendimento. Na seção 5, avalia-se a viabilidade técnica e econômica do empreendimento, provendo as estimativas de CAPEX e OPEX

³ O Ofício nº 009/2013-SPG-MME, com a documentação do Requerimento anexa foi recebido pela EPE em 22/02/2013. Data considerada marco, nos termos da Portaria nº 94/2012, do início do prazo de até 90 dias para a EPE emitir o Relatório e encaminhá-lo ao MME.

realizadas pela EPE. A seção 6 apresenta o dimensionamento hidráulico e o impacto do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II na malha integrada de transporte. Nas seções 7 e 8, são apresentados, respectivamente, o estudo de viabilidade técnica e econômica (EVTE) do gasoduto e as considerações acerca da conveniência da construção proposta. Finalmente, na seção 9, é apresentado o cronograma físico-financeiro estimado para o projeto.

Cabe ressaltar que o presente Relatório já incorpora os esclarecimentos e informações adicionais apresentadas pela Petrobras (Ofício nº GE-LPGN 0007/2013, em 10 de abril de 2013), conforme solicitado pela EPE por meio do Ofício nº 157/EPE/2013, de 21 de março de 2013, o qual foi encaminhado anexo pelo MME ao Agente Provocador (Petrobras), por meio do Ofício nº 006/2013-DGN/SPG-MME, em 05 de abril de 2013.

2. METODOLOGIA

O objetivo deste capítulo é apresentar brevemente os procedimentos metodológicos estabelecidos pela EPE para a avaliação de Requerimento de Provocação de Terceiros no âmbito da Portaria MME nº 94/2012. Tais procedimentos gerais balizaram a avaliação do Requerimento de Provocação de Terceiros protocolizado no MME pela Petrobras para o Projeto de Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II.

O §1º do art. 3º da Portaria nº 94/2012 estabelece que o relatório a ser emitido pela EPE sobre o Requerimento de Provocação de Terceiros deverá considerar no mínimo:

- a fundamentação dos estudos apresentados;
- a caracterização e análise socioambiental do empreendimento;
- a viabilidade técnica e econômica do empreendimento;
- o impacto do gasoduto na malha de transporte dutoviário;
- a conveniência da construção ou ampliação proposta.

Tendo em vista a realização dos estudos e a emissão do relatório, a EPE definiu um processo de avaliação do Requerimento de Provocação de Terceiros que envolve cinco etapas.

Na Etapa 1, analisa-se a documentação do Requerimento protocolizada no MME visando à realização de estudos e à emissão de relatório pela EPE. Particularmente, observa-se a fundamentação do projeto, conforme art. 2º da Portaria nº 94/2012, em termos de: i) identificação do agente provocador e dados básicos do empreendimento; ii) demonstração de demanda potencial; iii) demonstração de disponibilidade de oferta de gás natural para o atendimento da demanda potencial identificada; iv) dados e informações referentes às características e aos custos de investimentos do gasoduto, bem como de seus custos administrativos e de operação e manutenção; v) cronograma físico-financeiro estimado da etapa de construção ou ampliação do gasoduto; vi) cronograma físico-financeiro de expansão planejada de capacidade do gasoduto (inclusive desembolso dos principais componentes de custo); vii) caracterização e análise socioambiental da área abrangida pelo empreendimento; viii) comprovação de urgência do projeto, quando o Requerimento for protocolizado no MME fora do período compreendido entre 1º de janeiro e 31 de março de cada ano (definido no inciso I, §2º, art. 1º).

Na Etapa 2, contrasta-se a fundamentação do projeto do Agente Provocador com estudos próprios realizados pela EPE, buscando-se identificar divergências de caracterização técnica, econômica e socioambiental. Em especial, avaliam-se informações, premissas e estimativas detalhadas do Projeto de Provocação de Terceiros com a base de informações da EPE, bem como de suas estimativas de custos de investimentos realizadas a partir do denominado Sistema de Avaliação de Gasodutos de Transporte, o SAGAS, e de seus estudos de viabilidade técnica e econômica (EVTE).

Na Etapa 3, solicitam-se esclarecimentos no caso de haver discrepâncias significativas entre o Projeto de Provocação de Terceiros e os estudos próprios da EPE.

Na Etapa 4, avaliam-se os impactos do gasoduto proposto sobre a malha de transporte dutoviário e a conveniência da construção ou ampliação proposta.

Na Etapa 5, emite-se propriamente o relatório da EPE sobre o Requerimento de Provocação de Terceiros, considerando-se os eventuais esclarecimentos prestados pelo Agente Provocador.

A Figura 2.1, a seguir, resume as etapas do processo de avaliação pela EPE de Requerimento de Provocação de Terceiros.

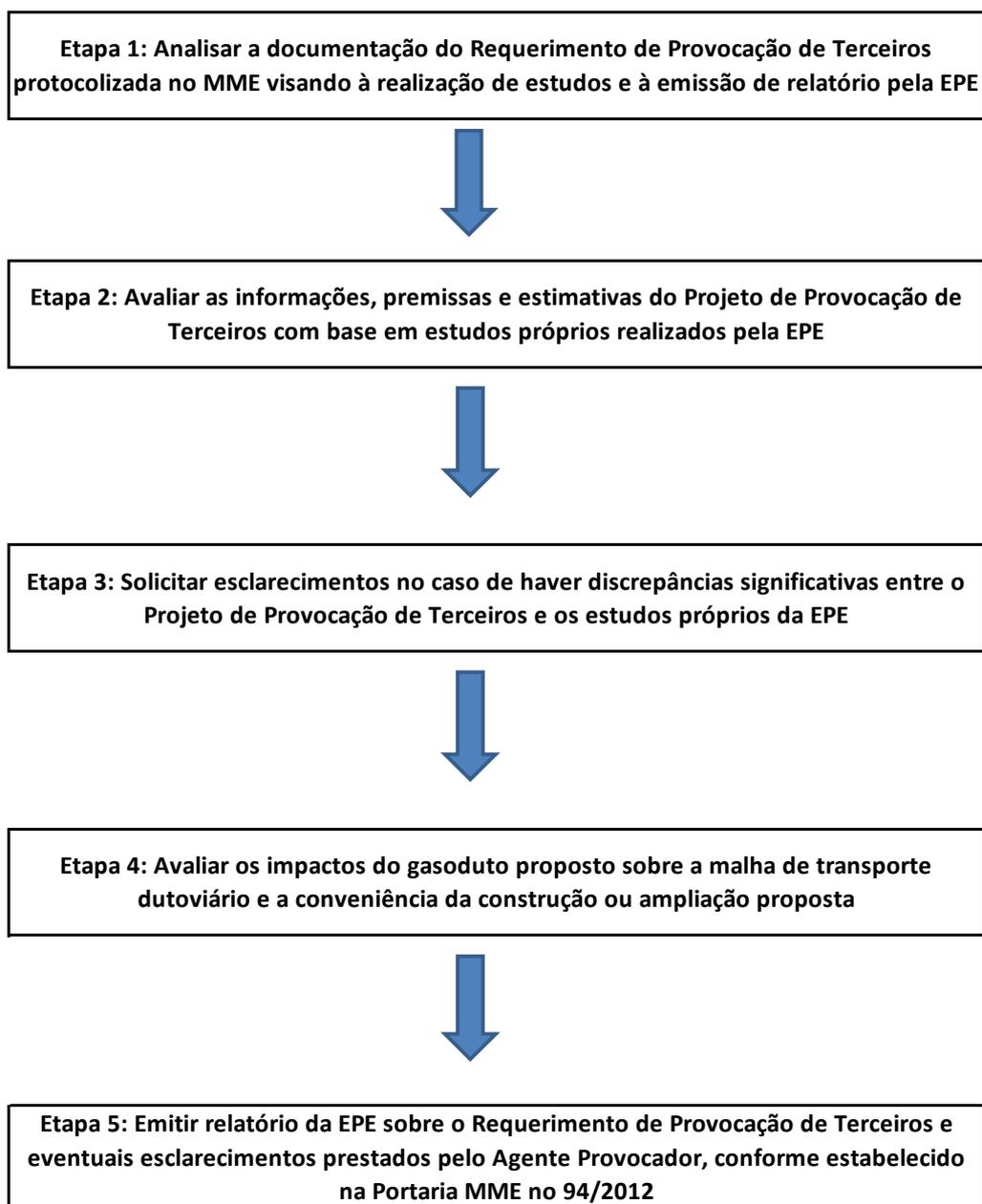


Figura 2.1 – Processo de Avaliação pela EPE de Requerimento de Provocação de Terceiros
Fonte: Elaboração EPE.

3. FUNDAMENTAÇÃO DOS ESTUDOS APRESENTADOS

O objetivo desta seção é avaliar a fundamentação dos estudos apresentados no Requerimento de Provocação de Terceiros do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II protocolizado no MME (Protocolo nº 48380.000192/2013-00) pela Petrobras em 11 de janeiro de 2013, por meio do Ofício nº GE-LPGN 0001/2013. Trata-se, em particular, de apresentar a caracterização geral do Projeto de Provocação de Terceiros e avaliar seus condicionantes básicos como demanda potencial e disponibilidade de oferta à luz de estudos próprios da EPE. Cabe destacar que Projeto semelhante já havia sido analisado nos estudos do PEMAT 2013-2022.

3.1. Caracterização Geral do Projeto de Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II

A Petrobras protocolizou Requerimento no MME para a construção de um gasoduto de transporte denominado Guapimirim-COMPERJ II, que interliga as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) do COMPERJ e a estação de entrega de Guapimirim, na altura do km 143,7 do Gasoduto Cabiúnas-REDUC – GASDUC III. Sua extensão alcança 11 km, sua capacidade nominal é 17 milhões de m³/d e seu objetivo é transportar o gás natural processado nas instalações do complexo petroquímico COMPERJ para a malha de gasodutos de transporte, conforme apresentado na Figura 3.1 a seguir.

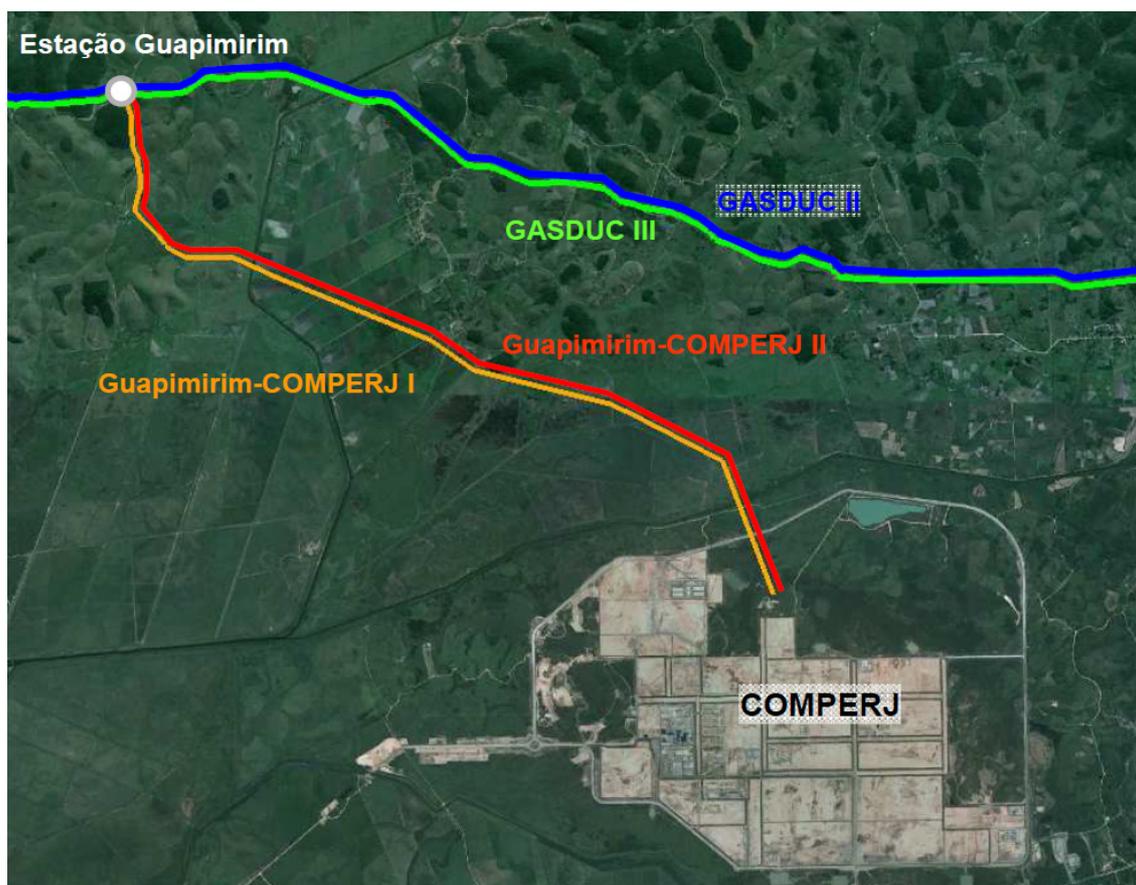


Figura 3.1 – Localização do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II.
Fonte: Petrobras (2013).

A construção deste gasoduto tornou-se necessária após a definição pela Petrobras de uma terceira rota, denominada "Rota 3" ou "Rota Maricá", para escoar parte da produção de gás natural advinda do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. A referida rota prevê a construção de um gasoduto de escoamento de 280 km que permitirá a movimentação de gás úmido produzido no Polo Pré-Sal para as instalações do COMPERJ, em Itaboraí. Este ponto será detalhado na seção 3.3.

O gasoduto Guapimirim-COMPERJ II terá diâmetro nominal de 24 polegadas e pressão de projeto 100 kgf/cm².

O projeto prevê também um lançador de "pigs" no COMPERJ e um receptor de "pigs" na estação de Guapimirim. As áreas dos lançadores e receptores de "pigs" deverão ser providas de bacia de contenção em concreto/alvenaria dotadas de tubulação de drenagem para líquidos ou águas pluviais com válvula de bloqueio e caixa de coleta.

No projeto apresentado, não foi prevista a instalação de válvulas de bloqueio ao longo do traçado do gasoduto, uma vez que a extensão do gasoduto é curta e seus bloqueios podem ser realizados nas UPGNs, na origem, e na estação de entrega de Guapimirim, no destino. Do mesmo modo, não foi necessário prever a instalação de estações de entrega ou estações de compressão ao longo do traçado do gasoduto.

O projeto do gasoduto requerido pela Petrobras considera o compartilhamento da faixa de dutos que será implantada no escopo do projeto dos dutos do COMPERJ, assim como as principais travessias e cruzamentos identificados.

O material especificado para o gasoduto é o aço API 5L X70. O dimensionamento do duto não considera sobre-espessura de corrosão. O gasoduto possui revestimento externo anticorrosivo do tipo polietileno extrudado com tripla camada. As juntas de campo são revestidas com mantas termocontráteis.

O projeto utiliza tubos revestidos internamente, visando à (i) redução do fator de atrito no escoamento e (ii) proteção anticorrosiva durante o período de armazenagem. O revestimento interno possui base de epóxi, de acordo com os requisitos da Norma API RP 5L2.

O projeto contempla um sistema de proteção catódica por corrente impressa. São previstas juntas de isolamento elétrico do tipo monobloco para todos os pontos de afloramento do gasoduto.

O gasoduto considera com uma estação de medição (EMED) para transferência de custódia em cada extremidade, ou seja, uma junto ao COMPERJ e outra junto à estação de Guapimirim. As EMEDs possuem, cada uma, 2 (dois) tramos de medição, com a utilização de 1 (um) computador de vazão para cada tramo para o cálculo de vazão e volume compensados.

3.2. Demanda Potencial de Gás Natural

O gasoduto Guapimirim-COMPERJ II, conforme já mencionado, interliga as UPGNs do COMPERJ à malha integrada de gasodutos via GASDUC III, na estação de entrega de Guapimirim/RJ. Desta forma, tal gasoduto pode atender demandas potenciais na zona de influência da malha integrada, sujeitas à conformação da infraestrutura existente e às contratações estabelecidas.

Para demonstrar a existência de demanda potencial de gás natural nas regiões influenciadas pelo empreendimento pretendido, conforme estabelecido no inciso II do Art. 2º da Portaria

MME nº 94/2012, o Agente Provocador apresentou informações sobre o balanço entre a oferta e a demanda a ser atendida pelo Sistema Petrobras. Tal balanço aponta para restrições de oferta de gás natural para o atendimento da demanda na zona de influência da malha integrada, as quais seriam maiores sem os aportes (17 milhões m³/d) adicionais de gás natural advindos das UPGNs do COMPERJ. O balanço de oferta e demanda será abordado na seção “Considerações sobre a Fundamentação dos Estudos”.

No que concerne à demanda especificamente, a Petrobras apresentou informações desagregadas para distribuidoras, abastecimento (refinarias), fábricas de fertilizantes e demanda termelétrica. Adicionalmente, a demanda termelétrica foi detalhada em usinas termelétricas (UTES) existentes e em expansão (Projetos em avaliação no Plano de Negócios da Petrobras 2012-2016). Estas informações são apresentadas na Tabela 3.1 a seguir:

Tabela 3.1: Demanda por Gás Natural na Malha Integrada do Brasil

Categoria de consumo	2016	2017	2018	2019	2020
Distribuidoras (CDLs)	51,1	56,0	60,0	63,7	67,0
Abastecimento	21,2	24,5	24,5	24,6	24,6
Fertilizantes	6,3	6,3	8,0	9,8	9,8
Subtotal Demanda Não Termelétrica	78,6	86,8	92,5	98,1	101,4
Termelétrica Existente	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5
Termelétrica Expansão	0,0	0,0	2,5	4,0	6,5
Subtotal Demanda Termelétrica	41,5	41,5	44,0	45,5	48,0
Total Demanda (Termelétrica + Não Termelétrica)	120,1	128,3	136,5	143,6	149,4

Fonte: Petrobras (2013).

Nota 1: Gás Natural normalizado para 9.400 kcal/m³;

Nota 2: Demanda UTE Expansão (Projetos em avaliação no PNG 12-16) - UTE Barra do Rocha I (2,5 MM m³/d) em jan/18, UTE Bahia II (1,5 MM m³/d) em jan/19 e UTE Sudeste VI (2,5 MM m³/d) em jan/20.

Nota 3: Demanda Fertilizantes – Fafens existentes, UFN III, UFN IV e UFN V (as 2 últimas estão em avaliação no PNG 12-16)

Em ofício enviado pela EPE ao Ministério das Minas e Energia (MME) em 21/03/2013 (Ofício nº 157/EPE/2013), foram solicitados esclarecimentos adicionais à Petrobras, acerca da demanda a ser atendida pelo gasoduto Guapimirim-COMPERJ II, proposto pela companhia através do processo de provocação de terceiros do PEMAT. Tais solicitações referem-se aos seguintes pontos:

- i. Discriminação da projeção desagregada do consumo de gás natural a ser atendida pelo gasoduto Guapimirim-COMPERJ II, com a identificação do volume contratado e a ser contratado;

- ii. Identificação do *ramp-up* do empreendimento até a capacidade total informada de 17 milhões m³/d.

Em atendimento aos pontos levantados acima, a Petrobras, através do Ofício GE-LPGN 0007/2013, apresentou as respostas oficiais da companhia aos pontos acima destacados pela EPE.

No que tange ao ponto (i), foi apresentado o balanço de oferta e demanda de gás natural no sistema Petrobras, para os próximos dez anos (Tabela 3.2). Nesta tabela, além da desagregação adicional da demanda de gás natural, também são apresentados os dados de demanda de gás natural lastreada por contratos já assinados, bem como a projeção da demanda adicional a ser contratada neste horizonte.

Tabela 3.2: Balanço de Oferta e Demanda no Sistema Petrobras Integrado (milhões m³/dia)

Balanço Brasil	2016	2017	2018	2019	2020
Sem Norte (MMm³/d @ 9400 Kcal/m³)					
Demanda CDLs contrato	48,5	49,9	51,4	52,1	52
Demanda CDLs acima contrato	2,7	6,1	8,6	11,6	14,9
Demanda UTE existente	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5
Demanda UTE expansão ²	0,00	0,00	2,5	4	6,5
Demanda abastecimento existente	15,9	16,1	16,1	16,1	16,2
Demanda abastecimento expansão (Rnest/Comperj)	5,3	8,3	8,3	8,4	8,4
Demanda Fertilizantes existentes (Fafens)	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Demanda Fertilizantes expansão (UFN III, IV e V)	3,4	3,4	5,1	6,9	6,9
Total Demanda	120,1	128,3	136,5	143,6	149,4
Saldo de Balanço	0,00	0,00	0,00	-2,2	-5,1
Demanda de Contrato ou existente ³	108,8	110,5	112	112,7	112,6
Demanda incremental ⁴	11,3	17,8	24,6	30,9	36,7
Total	120,1	128,3	136,6	143,6	149,3

Fonte: Petrobras (2013).

¹: Total Oferta = Oferta E&P + Oferta Boliviana + GNL. Os volumes de oferta do E&P já consideram o gás da Rota Maricá que será escoado através do Guapimirim-COMPERJ II. Exclui Norte (Sistemas Isolados). Gás Natural normalizado para 9.400 kcal/m³.

²: Demanda UTE Expansão (Projetos em avaliação) consiste em: UTE Barra do Rocha I (2,5 MM m³/d) em jan/18, UTE Bahia II (1,5 MM m³/d) em jan/19 e UTE Sudeste VI (2,5 MM m³/d) em jan/20.

³: Somatório das demandas CDL 's contrato, UTE Existente, Abastecimento Existente, Fertilizantes Existente.

⁴: Somatório das demandas CDL 's acima do contrato, UTE expansão, Abastecimento expansão, Fertilizantes expansão.

A respeito do ponto (ii), no citado documento de resposta, a Petrobras declara que o gasoduto Guapimirim-COMPERJ II iniciará a operação na sua capacidade máxima (17 milhões m³/dia). Isto é justificado pela companhia pelo fato de a demanda incremental no período (36,7 milhões m³/dia em 2020, vide Tabela 2) ser superior à capacidade projetada do gasoduto, o que garantiria a existência de mercado para o escoamento dessa oferta adicional de gás natural.

A partir de dados desta tabela, contudo, identifica-se um volume substancial de consumo adicional de gás natural cuja incerteza de efetivação de projetos não é desprezível: caso dos projetos de expansão de usinas termelétricas a gás natural e de plantas de fertilizantes. Contudo, conforme consta neste mesmo documento de resposta enviado pela Petrobras, ainda assim, esta oferta adicional de gás natural, oriunda de produção no Pré-Sal e a preços mais competitivos, encontraria mercado, em substituição à atual oferta de oferta de GNL. Assim, mesmo em um cenário de realização parcial ou não realização da demanda incremental projetada, estaria garantido o mercado para a oferta projetada no gasoduto Guapimirim-COMPERJ II.

Assim, tendo em vista as respostas apresentadas pela Petrobras através do Ofício GE-LPGN 0007/2013, a EPE entende que as solicitações relativas à identificação da demanda desagregada de gás natural, volumes contratados e a serem contratados no horizonte, bem como as informações de *ramp-up*, foram atendidas pela Petrobras.

3.3. Disponibilidade de Oferta de Gás Natural

No âmbito dos projetos de exploração e produção dos campos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, a Petrobras definiu o projeto da "Rota 3" ou "Rota Maricá". Este projeto, em desenvolvimento, consiste na implantação de um gasoduto de escoamento da produção (duto de gás não processado) a partir do Polo Pré-Sal até o COMPERJ, além da implantação de unidades de processamento de gás natural naquela área.

O Agente Provocador demonstrou que para atender a demanda de gás natural identificada na malha integrada (abordada na seção anterior) será necessário considerar ofertas de gás referentes a: oferta da Petrobras (oferta E&P, onde exclui a parcela de terceiros), inclusive aquela advinda da "Rota 3"; GASBOL; e GNC. A Tabela 3.3, a seguir, detalha as informações prestadas pela Petrobras.

Tabela 3.3: Oferta por Gás Natural na Malha Integrada do Brasil (em milhões m³/d)

Categoria de oferta	2016	2017	2018	2019	2020
Oferta Nacional (Oferta E&P)	61,8	68,3	72,3	72,4	75,2
Oferta Boliviana (GASBOL)	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
Oferta por GNL (Pecém + BGUA + TRBA)	28,2	29,9	34,1	39,0	39,0
Total Oferta	120,1	128,3	136,5	141,4	144,2

Fonte: Petrobras (2013).

Ressalta-se que, conforme as informações fornecidas, para atender a demanda serão necessárias:

- i. Manter a importação de 30 milhões m³/d da Bolívia;
- ii. Utilização de GNL;
- iii. Considerar a oferta nacional da Petrobras, inclusive a advinda da "Rota 3".

A oferta de gás natural proveniente dos campos de gás associado do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos será escoada através de três "rotas de escoamento", a Rota Caraguatatuba (Rota 1), a Rota Cabiúnas (Rota 2) e a Rota Maricá (Rota 3). As três rotas foram dimensionadas de modo a prover uma capacidade de escoamento da produção compatível com as projeções de oferta do Polo Pré-Sal. Como resultado, as três rotas totalizarão uma capacidade de escoamento de 44 milhões m³/d, distribuídos entre a Rota 1 (10 milhões m³/d), a Rota 2 (16 milhões m³/d) e a Rota 3 (18 milhões m³/d), conforme representado na Figura 3.2 a seguir.

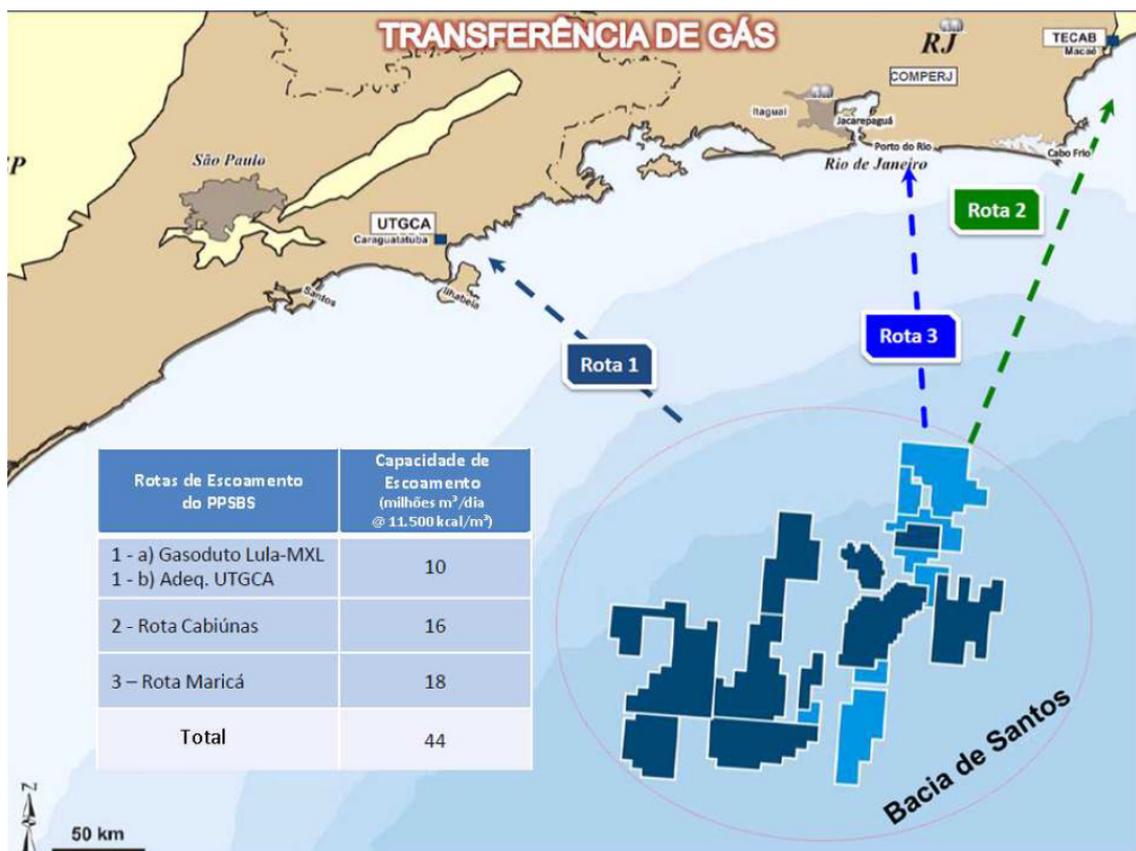


Figura 3.2 – Planejamento de escoamento do gás natural oriundo do Pré-Sal Bacia de Santos.
Fonte: Petrobras (2013).

O projeto da Rota 3, em desenvolvimento, consiste na implantação de um gasoduto de escoamento da produção (duto de gás não processado) a partir do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos até o COMPERJ, além da implantação de unidades de processamento de gás natural naquela área. Inicialmente, serão implantadas duas unidades de processamento para 7 milhões m³/d de gás rico (gás não processado), totalizando 14 milhões m³/d de capacidade e, posteriormente, uma unidade complementar de 7 milhões m³/d será implantada, elevando a capacidade de processamento no COMPERJ para 21 milhões m³/d (Petrobras, 2012).

Deste volume de gás processado, o gasoduto Guapimirim-COMPERJ II transportará para o mercado até 16,6 milhões m³/dia a 9.400 kcal/m³ a partir de 2016, permitindo o atendimento à projeção de demanda incremental estimada no Balanço de Oferta e Demanda Brasil de gás natural, conforme informações apresentadas na seção 3.2.

3.4. Considerações da EPE sobre a Fundamentação dos Estudos

O requerimento protocolizado no MME pelo Agente Provocador apresenta informações que demonstram demanda e disponibilidade de oferta de gás natural para sustentar a conveniência do projeto do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II. Observa-se também sua oportunidade à medida que este projeto tem origem de oferta de gás associado, de tal forma que eventuais atrasos ou a ausência deste projeto impactarão também projetos de produção de petróleo do Polo Pré-Sal de Santos, afetando econômica e financeiramente o País.

A partir da demanda e oferta potenciais, pode-se proceder com a análise do balanço de demanda e oferta do sistema integrado da malha de gasodutos brasileira. A Tabela 3.4 e a Tabela 3.5 a seguir apresentam os resultados do balanço de demanda e oferta potenciais de gás natural deste sistema apresentados pela Petrobras e no PDE 2013-2022, respectivamente.

Tabela 3.4: Balanço de Oferta e Demanda no Sistema Petrobras

Balanço Brasil Sem Norte (MMm³/d @ 9400 Kcal/m³)	2016	2017	2018	2019	2020
Oferta E&P	61,8	68,3	72,3	72,4	75,2
Oferta Boliviana	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
GNL (Pecém + BGUA + TRBA)	28,2	29,9	34,1	39,0	39,0
Total Oferta¹	120,1	128,3	136,5	141,4	144,2
Demanda CDLs contrato	48,5	49,9	51,4	52,1	52
Demanda CDLs acima contrato	2,7	6,1	8,6	11,6	14,9
Demanda UTE existente	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5
Demanda UTE expansão ²	0,00	0,00	2,5	4	6,5
Demanda abastecimento existente	15,9	16,1	16,1	16,1	16,2
Demanda abastecimento expansão (Rnest/Comperj)	5,3	8,3	8,3	8,4	8,4
Demanda Fertilizantes existentes (Fafens)	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Demanda Fertilizantes expansão (UFN III, IV e V)	3,4	3,4	5,1	6,9	6,9
Total Demanda	120,1	128,3	136,5	143,6	149,4
Saldo de Balanço	0,00	0,00	0,00	-2,2	-5,1
Demanda de Contrato ou existente ³	108,8	110,5	112	112,7	112,6
Demanda incremental ⁴	11,3	17,8	24,6	30,9	36,7
Total	120,1	128,3	136,6	143,6	149,3

Fonte: Petrobras (2013).

¹: Total Oferta = Oferta E&P + Oferta Boliviana + GNL. Os volumes de oferta do E&P já consideram o gás da Rota Maricá que será escoado através do Guapimirim-COMPERJ II. Exclui Norte (Sistemas Isolados). Gás Natural normalizado para 9.400 kcal/m³.

²: Demanda UTE Expansão (Projetos em avaliação) consiste em: UTE Barra do Rocha I (2,5 MM m³/d) em jan/18, UTE Bahia II (1,5 MM m³/d) em jan/19 e UTE Sudeste VI (2,5 MM m³/d) em jan/20.

³: Somatório das demandas CDL's contrato, UTE Existente, Abastecimento Existente, Fertilizantes Existente.

⁴: Somatório das demandas CDL's acima do contrato, UTE expansão, Abastecimento expansão, Fertilizantes expansão.

Tabela 3.5: Balanço de Demanda e Oferta Potenciais de Gás Natural no sistema integrado (milhão m³/d)

Descrição	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda Potencial	135,2	144,3	159,7	163,8	170,0
Demanda Não Termelétrica	91,6	98,2	113,6	116,9	121,4
Total Termelétricas	43,6	46,0	46,0	46,0	47,5
Térmicas Gás	34,9	34,9	34,9	35,8	37,5
Térmicas Bicombustível	8,7	11,1	11,1	11,1	11,1
Oferta Potencial	126,5	133,6	147,7	154,8	163,5
Recursos Descobertos	55,0	59,1	63,1	59,5	57,1
Recursos Contingentes	0,3	2,8	7,5	13,7	21,5
Recursos Não-Descobertos-Empresas	0,2	0,4	5,6	9,8	11,4
Recursos Não-Descobertos-União	-	0,2	0,4	0,8	2,4
Importação GNL	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
Importação gasoduto	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
Saldo	(8,6)	(10,7)	(12,0)	(8,1)	(5,4)
Saldo sem as UTEs Bicombustível	0,0	0,4	(0,9)	3,0	5,7

Fonte: Elaboração EPE

Nota: Consideram-se térmicas indicativas a gás natural totalizando 1,5 GW em 2022. Na linha "saldo" os números em parênteses representam o excedente de demanda de gás natural.

No balanço da Petrobras a demanda de gás natural informada foi a projeção de demanda de gás natural para o Brasil excluindo a Região Norte. Constam nesta projeção a demanda contratada e a demanda acima do contrato ou demanda estimada para o mercado de gás natural, conforme premissas de PIB e competitividade entre energéticos estabelecidas no Plano de Negócios e Gestão da Petrobras 2012-2016, além da demanda de projetos próprios em carteira.

Segundo a Petrobras até 2018 a oferta adicional do Pré-Sal irá substituir importação de GNL, priorizando assim um gás firme para um mercado firme, em detrimento de GNL sem contratação firme e naturalmente mais caro. A partir de 2019, entretanto, já é possível observar a necessidade de oferta adicional para equilíbrio do balanço.

Já no balanço dos estudos realizados pela EPE para o PDE 2013-2022, observa-se que no período 2016-2020 parte das demandas das termelétricas bicombustíveis poderá ter que operar com combustíveis substitutos, considerando-se o cenário de despacho máximo das usinas termelétricas. Este quadro pode se alterar, caso haja aumento da oferta potencial, devido à antecipação da entrada em operação das áreas em avaliação (recursos contingentes), ou pelo acréscimo no volume de GNL importado, por meio das unidades até então existentes, ou de uma nova unidade (já em avaliação)⁴. A utilização e a quantificação dessa oferta adicional

⁴ Embora não considerada neste estudo, por ainda não estar definida, encontra-se em avaliação pela Petrobras o terminal de regaseificação de GNL de Barra do Riacho no Espírito Santo, o qual seria uma possível solução para este quadro.

dependerão de uma decisão quanto à oportunidade de atender, ou não, com gás natural, às demandas das termelétricas bicompostíveis. Obviamente, caso a previsão de demanda potencial não se realize, este quadro também poderá se alterar.

Ressalta-se também que, no ano 2018, mesmo sem o volume de gás natural destinado às térmicas bicompostível, uma pequena parte das térmicas a gás natural (equivalente a 900 mil m³/d) não poderá despachar se não houver uma carga adicional de gás natural (nacional ou importado). Isto se deve, principalmente, ao aumento da demanda não termelétrica de 2017 para 2018, com a entrada prevista do segundo trem do COMPERJ. Um eventual deslocamento da data de entrada do projeto (ainda há incertezas sobre o cronograma) poderia solucionar este déficit no atendimento da demanda potencial em 2018.

Embora os dois balanços apresentem distinções em decorrência de diferenças em premissas adotadas (por exemplo, o balanço da Petrobras considera apenas a disponibilidade de recursos próprios e de parceiros), os resultados básicos convergem. De posse destas considerações, percebe-se a significância da oferta de gás natural viabilizada pelo gasoduto Guapimirim-COMPERJ II para o atendimento ao mercado em expansão, tornando o balanço menos restritivo ao longo do decênio.

4. CARACTERIZAÇÃO E ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL DO EMPREENDIMENTO

4.1. Caracterização Socioambiental pelo Agente Provocador

A região onde está inserido o gasoduto de transporte se encontra na bacia hidrográfica da Baía de Guanabara, onde, de uma maneira geral, os municípios possuem média e alta densidade demográfica, déficit de moradia, coleta de lixo doméstico insuficiente, intensa urbanização e alto grau de industrialização. Esses fatores geram, como consequência, alteração da qualidade da água pelo lançamento de efluentes industriais e urbanos nos rios e na Baía de Guanabara, pelo desmatamento das florestas e de matas ciliares, degradação dos ecossistemas, entre outros.

O clima da região é classificado como o Subtropical Úmido, clima típico da Região Sudeste, com invernos secos e verões quentes e úmidos. A qualidade do ar é considerada baixa, comprometida pela intensa urbanização e pela elevada taxa de industrialização.

O relevo local é dominado pelas escarpas da Serra do Mar e pela forte presença da Baixada Fluminense, onde as inundações constantes exercem significativa influência nas áreas urbanas, em especial nos meses mais chuvosos.

A Bacia Hidrográfica do Guapiaçu-Macacu, os dois principais rios interceptados pela faixa de servidão do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II, é resultado da união artificial das bacias dos rios Macacu e Guapimirim. As águas do rio Macacu são utilizadas para abastecimento público e irrigação. De uma forma geral, os rios locais sofrem os impactos da presença de currais, da ausência de mata ciliar e do lançamento de esgoto doméstico *in natura*. O assoreamento dos corpos d'água também é comum na região.

A vegetação da localidade, originalmente composta por florestas e mangues, já está bastante bem impactada por atividades humanas. O grau de preservação da vegetação está diretamente relacionado às áreas de unidades de conservação e às áreas protegidas presentes na região, sendo a maior delas a APA Municipal Guapi-Guapiaçu. De uma forma geral, os municípios da região vêm sofrendo com o desmatamento acelerado, especialmente em Cachoeiras de Macacu. Na medida em que diminuem as florestas e matas na região, crescem as áreas destinadas à produção agropecuária. O crescimento urbano nesses municípios também tem sido muito grande na última década e, com ele, também têm crescido os problemas relacionados à coleta de lixo, saneamento básico e moradia.

A fauna identificada na região é diversificada, assim como são diversificados os *habitats* ali presentes. Parte dessa fauna está ameaçada ou em processo de extinção, isso em decorrência do intenso processo de desmatamento e de fragmentação da Mata Atlântica e dos manguezais presentes nos estuários que desembocam na Baía de Guanabara. As aves, cuja presença indica a boa qualidade ambiental da região, vêm sofrendo com a redução de seus *habitats*. A manutenção desses habitats é considerada de extrema importância para essas espécies. Na região foram encontradas duas espécies de aves endêmicas e cinco de aves migratórias. Os répteis e anfíbios encontrados na região também vêm sofrendo com as alterações dos habitats da região. Os mamíferos encontrados na região são de pequeno e médio porte, já que os de grande porte não conseguem sobreviver em ambientes onde a vegetação esteja muito fragmentada. Apenas os indivíduos que conseguem se adaptar a ambientes muito modificados pela urbanização e pela industrialização são encontrados com maior facilidade, alguns deles, como a lontra, podem ser encontrados na foz dos rios locais. Em relação à fauna aquática, ocorrem poucas espécies, reflexo da baixa qualidade das águas encontradas nos rios e na Baía de Guanabara.

Os municípios do Rio de Janeiro e Duque de Caxias, que abriga o segundo maior parque industrial do estado, com destaque para a Refinaria Duque de Caxias (REDUC), despontam como os principais polos industriais e de serviço da região, setores que servem como base da economia local. A atividade mineradora, ligada à construção civil, embora desenvolvida em vários locais, possui baixo valor agregado e não se destaca na economia local. A atividade industrial, embora muito importante economicamente, é responsável por grande parte dos passivos ambientais da região. Por outro lado, Itaboraí e São Gonçalo são municípios onde a economia se encontra estagnada e que vêm experimentando crescimento anual do PIB inferior ao do Estado. Nesse aspecto, acredita-se que as obras do COMPERJ irão alavancar suas economias e gerando grandes mudanças, em especial quando relacionadas ao transporte público.

Na região não há presença de população indígena. Há ocorrência de um quilombo em Magé, o Quilombo da Maria Conga, onde, devido a grande distância do local do gasoduto, não estão previstas interferências das atividades do empreendimento nesta comunidade.

Em relação ao patrimônio histórico e arqueológico, são encontrados em Itaboraí traços de um aldeamento indígena, da atividade ferroviária, outrora presente nos municípios do entorno da Baía de Guanabara e as ruínas do antigo Paiol da Marinha. Na região ocorrem ainda sítios arqueológicos (sambaquis) e resquícios de aldeias e acampamentos indígenas. Segundo o Iphan, há presença de cinco sítios no Rio de Janeiro, seis em Duque de Caxias, 23 em Magé, três em São Gonçalo e cinco em Itaboraí. Contudo, é baixa a probabilidade das obras do empreendimento causarem alguma interferência nesses sítios.

4.2. Custos socioambientais e licenciamento ambiental (Agente Provocador)

Em relação aos custos socioambientais, o item “licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão” apresenta os custos de obtenção de licenças nos órgãos ambientais competentes e de aquisição de faixa de servidão, conforme apresentado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Custos de licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão

Descrição da atividade	Custo (R\$)	Ano do investimento	Observações ¹
Obtenção de licenças nos órgãos ambientais competentes (inclui todas as etapas de LP a LO inclusive EIA/RIMA, além de custos de compensações ambientais)	1.156.763,85	2012	PIS, COFINS e ISS inclusos.
Aquisição de faixa de servidão (cadastramento, avaliação de imóveis, indenização, etc.)	1.851.397,71	2012 a 2014	PIS, COFINS e ISS inclusos.

Fonte: Petrobras (2013).

¹ Informar se o custo inclui ou não despesas com tributos (especificar quais foram considerados).

Os custos apresentados para obtenção de licenças ambientais geraram dúvidas quanto à etapa de licenciamento (LP, LI e LO), aos estudos realizados (elaboração do EIA/RIMA), aos programas socioambientais (compensações ambientais) e à discriminação dos valores individualizados por projeto. Ademais, os custos para aquisição de faixa de servidão não apresentaram discriminação dos valores.

Cabe ressaltar que não seria esperada a apresentação de informações sobre o processo de licenciamento ambiental, devido à fase do projeto. Contudo, para o Projeto Guapimirim-COMPERJ II, foi apresentado um desembolso no quarto trimestre de 2012, a título de licenciamento ambiental, indicando um avanço nesse processo.

Em relação aos impactos socioambientais, foi informada a ausência de impactos adicionais, devido ao compartilhamento de faixa de servidão com o Projeto Guapimirim-COMPERJ I, já em fase de implantação.

As informações apresentadas geraram dúvidas quanto ao andamento do processo de licenciamento ambiental e eventuais condicionantes e ao detalhamento dos estudos ambientais que subsidiaram a constatação da ausência de impactos adicionais e a previsão de programas socioambientais específicos.

A EPE solicitou o detalhamento destes estudos para uma melhor avaliação das condições socioambientais do projeto e possíveis fatores que pudesse afetar os custos, que, em última instância, se refletem no valor final da tarifa do gasoduto em análise. As dúvidas relacionadas aos aspectos socioambientais foram encaminhadas no Ofício nº 157/EPE/2013 de 21/03/2013 enviado ao Ministério de Minas e Energia para esclarecimentos adicionais por parte do Agente Provocador.

4.3. Esclarecimentos adicionais prestados pelo Agente Provocador

Em resposta à solicitação de esclarecimentos adicionais relativas aos itens identificados no Ofício nº 157/EPE/2013, de 21/03/2013, o Agente Provocador encaminhou o Ofício GE-LPGN 0007/2013, de 10/04/2013.

De acordo com as orientações do INEA, o licenciamento ambiental do projeto Guapimirim-COMPERJ II está sendo efetuado com a inclusão desse gasoduto na Licença Prévia do Sistema de Dutos do COMPERJ, que contempla o gasoduto Guapimirim-COMPERJ I (Licença Prévia nº 020511, emitida em 16/08/2012).

Para tanto, adicionalmente ao EIA/RIMA do Projeto Guapimirim-COMPERJ I, que tratou dos respectivos impactos socioambientais, foi solicitado pelo INEA a elaboração do documento denominado "Estudo de Análise de Risco". Assim, o processo de licenciamento ambiental foi regularizado por meio do Documento de Averbação AVB 001747, emitido pelo INEA em 02/01/2013, incluindo o gasoduto Guapimirim-COMPERJ II na Licença Prévia do Sistema de Dutos do COMPERJ e tornando-o válido somente quando apresentado anexo à Licença Prévia. A elaboração do "Estudo de Análise de Risco" e a obtenção do Documento de Averbação justificam a realização dos custos desembolsados no quarto trimestre de 2012.

Em relação aos custos socioambientais, os valores apresentados para a aquisição da faixa de servidão foram mantidos. Já os valores relacionados à obtenção de licenças necessárias ao projeto foram revisados.

Dessa forma, os custos com a elaboração do "Estudo de Análise de Risco" e com a obtenção do Documento de Averbação foram mantidos, sendo acrescentados os gastos envolvidos para elaboração do EIA/RIMA do Guapimirim-COMPERJ I, que não haviam sido considerados na estimativa inicial. Os valores revisados em sua versão final são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Custos de licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão

Descrição da atividade	Custo (R\$)	Ano do investimento	Observações ¹
Obtenção de licenças nos órgãos ambientais competentes (inclui todas as etapas de LP a LO inclusive EIA/RIMA, além de custos de compensações ambientais)	2.389.060,71	2012	PIS, COFINS e ISS inclusos.
Aquisição de faixa de servidão (cadastramento, avaliação de imóveis, indenização, etc.)	1.851.397,71	2012 a 2014	PIS, COFINS e ISS inclusos.

Fonte: Petrobras (2013).

¹ Informar se o custo inclui ou não despesas com tributos (especificar quais foram considerados).

4.4. Considerações da EPE sobre a caracterização e a análise socioambiental

Este item apresenta a análise socioambiental das alternativas de corredor e de traçado do duto de transporte proposto para interligar o complexo COMPERJ ao GASDUC III.

4.4.1. Localização dos corredores estudados

Foram abordadas, inicialmente, duas alternativas de corredor⁵ para interligação do COMPERJ ao GASDUC III, cada uma delas composta por polígonos de 2 km de largura, a primeira interligando ao município de Cachoeiras de Macacu/RJ e, a segunda, a Guapimirim/RJ. Nas duas alternativas o ponto de oferta se encontra no COMPERJ, município de Itaboraí/RJ.

As alternativas estão situadas, segundo o IBGE, na mesorregião Metropolitana do Rio de Janeiro/RJ, e englobam partes dos territórios dos municípios fluminenses de Itaboraí/RJ, Cachoeiras de Macacu/RJ e Guapimirim/RJ.

Os principais rios identificados na área são o Macacu e o Guapiaçu. O primeiro serve de divisa entre os municípios de Cachoeiras de Macacu e Itaboraí, enquanto o segundo, entre Cachoeiras de Macacu e Guapimirim⁶.

A Tabela 4.3 apresenta as coordenadas geográficas do Terminal COMPERJ e da estação de entrega de Guapimirim.

⁵ Na documentação apresentada para a Provocação de Terceiros, o projeto já definiu a alternativa de traçado, que se encontra com o licenciamento ambiental regularizado por meio do Documento de Averbação INEA/AVB 001747, incluindo o projeto na Licença Prévia do Sistema de Dutos do COMPERJ.

⁶ De acordo com o "Memorial descritivo do Projeto de Engenharia", são previstas também travessias nos corpos hídricos: canais São Luiz, Marubai, Brandão e River, além do rio do Mato, utilizando o cavalote como o método construtivo indicado.

Tabela 4.3: Coordenadas dos pontos de interligação em estudo

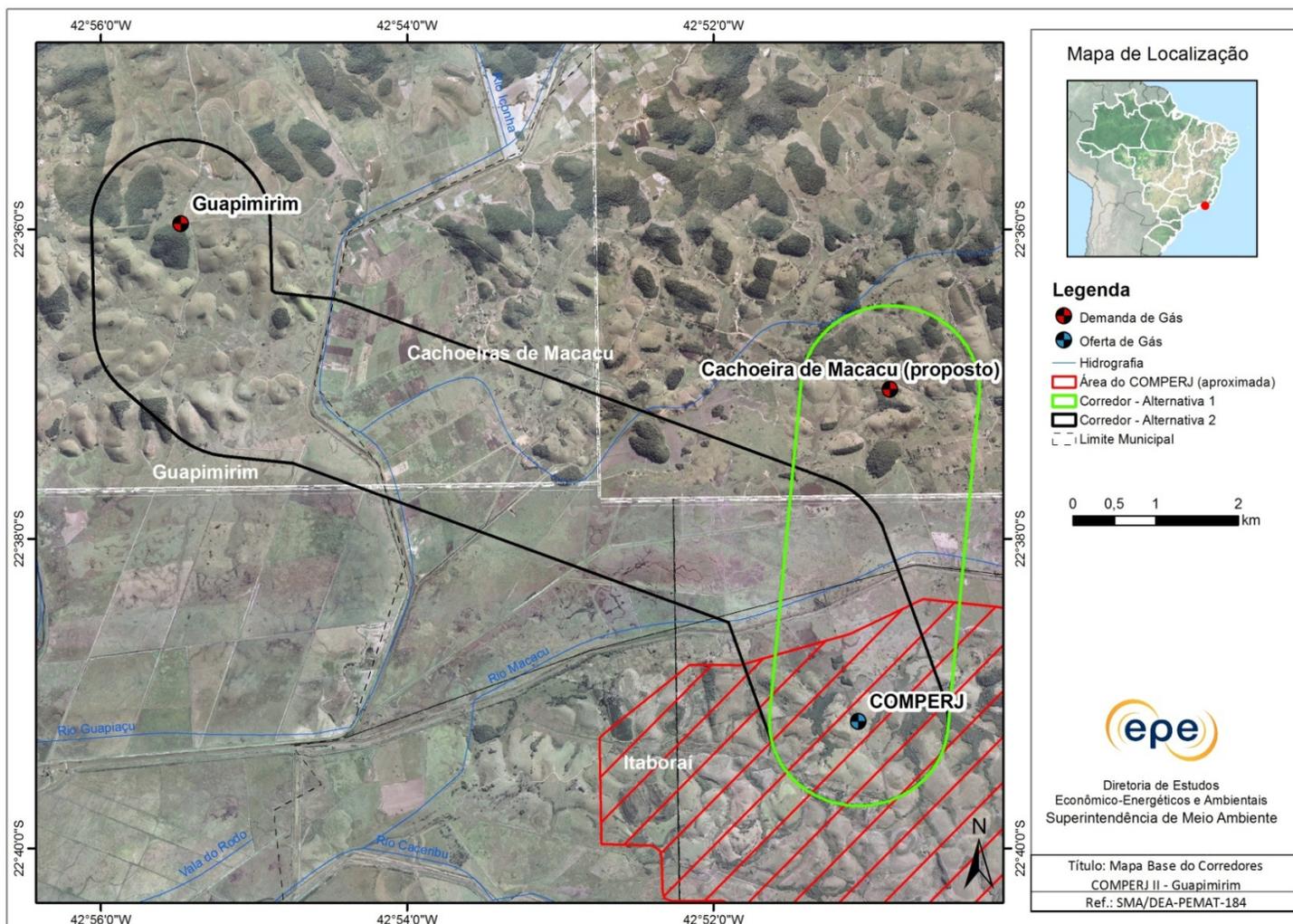
Pontos de Interligação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
COMPERJ	Planejada	22°39'16.50"S	42°51'4.83"O	Itaboraí	RJ
Cachoeira de Macacu	Proposto	22°37'3.97"S	42°50'44.84"O	Cachoeiras de Macacu	RJ
Guapimirim	Existente	22°35'55.83"S	42°55'29.44"O	Guapimirim	RJ

Fonte: Elaboração EPE

Os corredores estudados para interligar o COMPERJ ao GASDUC III possuem as seguintes características: o primeiro tem 4 km de extensão e interliga o terminal do COMPERJ a um ponto de entrega, a ser construído, no município de Cachoeiras de Macacu. O outro, com 11 km, interliga o terminal do COMPERJ a um ponto de entrega, existente, localizado no município de Guapimirim/RJ. Esta alternativa possibilita o compartilhamento de uma faixa de servidão existente. Doravante, tais corredores serão tratados, respectivamente, como Corredor 1 e Corredor 2 (Figura 4.1).

O Corredor 1 é o mais curto, no entanto, demandaria a construção de uma estação de entrega integralmente nova no GASDUC III e a abertura de uma nova faixa para a construção do duto, gerando importantes impactos ambientais na área.

O Corredor 2, embora mais longo, tem pontos positivos como o compartilhamento da área da estação de entrega existente, localizada em Guapimirim/RJ, além de poder ser construído na mesma faixa de servidão do duto Guapimirim-COMPERJ I, projeto em estágio de implantação. A construção de dois ou mais dutos em uma mesma faixa de servidão minimiza impactos ao meio ambiente relacionados à supressão de novas áreas vegetadas, à compactação do solo gerada pelo trânsito de maquinário durante a obra, dentre outros. O polígono do Corredor 2 atravessa a Agrovila Bonanza, que é uma pequena região produtiva situada entre os rios Macacu e Guapiaçu, em Cachoeiras de Macacu/RJ, que pode ser caracterizada pela diversidade de sua produção agropecuária.



Fonte: Elaboração EPE a partir de Ortofotos obtidas de IBGE (2009a)

Figura 4.1 – Área onde estão inseridas as alternativas estudadas

4.4.2. Aspectos Socioambientais

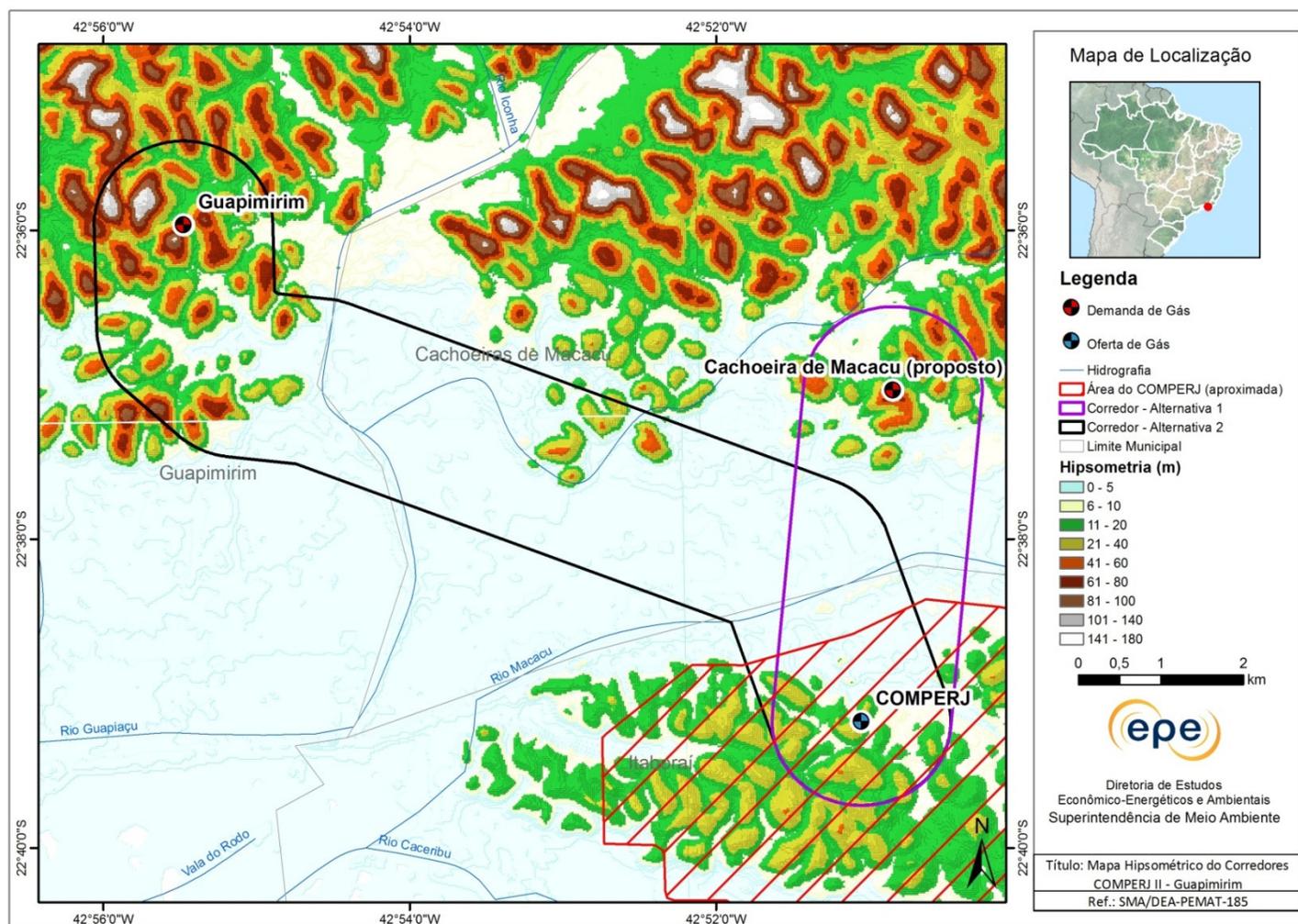
4.4.2.1. Meio Físico

Do ponto de vista geomorfológico, a região dos corredores destaca-se pela extensa planície flúvio-marinha dos rios Guapiacu e Macacu, localizada em altitudes que variam aproximadamente de 0 a 20 metros (Figura 4.2). O mapa de Geodiversidade da CPRM (2002) descreve tal planície como depósitos quaternários inconsolidados compostos por areia, cascalho, silte, argila e turfa de origem flúvio-lacustre.

Na área onde, atualmente, se encontra o COMPERJ, encontravam-se coberturas areno-conglomeráticas e siltico-argilosas (correspondentes à bacia sedimentar de Macacu) associadas à superfícies de aplainamento, que se apresentavam na forma de tabuleiros. Porém, esta área se apresenta bastante modificada geomorfologicamente, devido à ação antrópica, dentre elas, as obras de implantação do próprio COMPERJ.

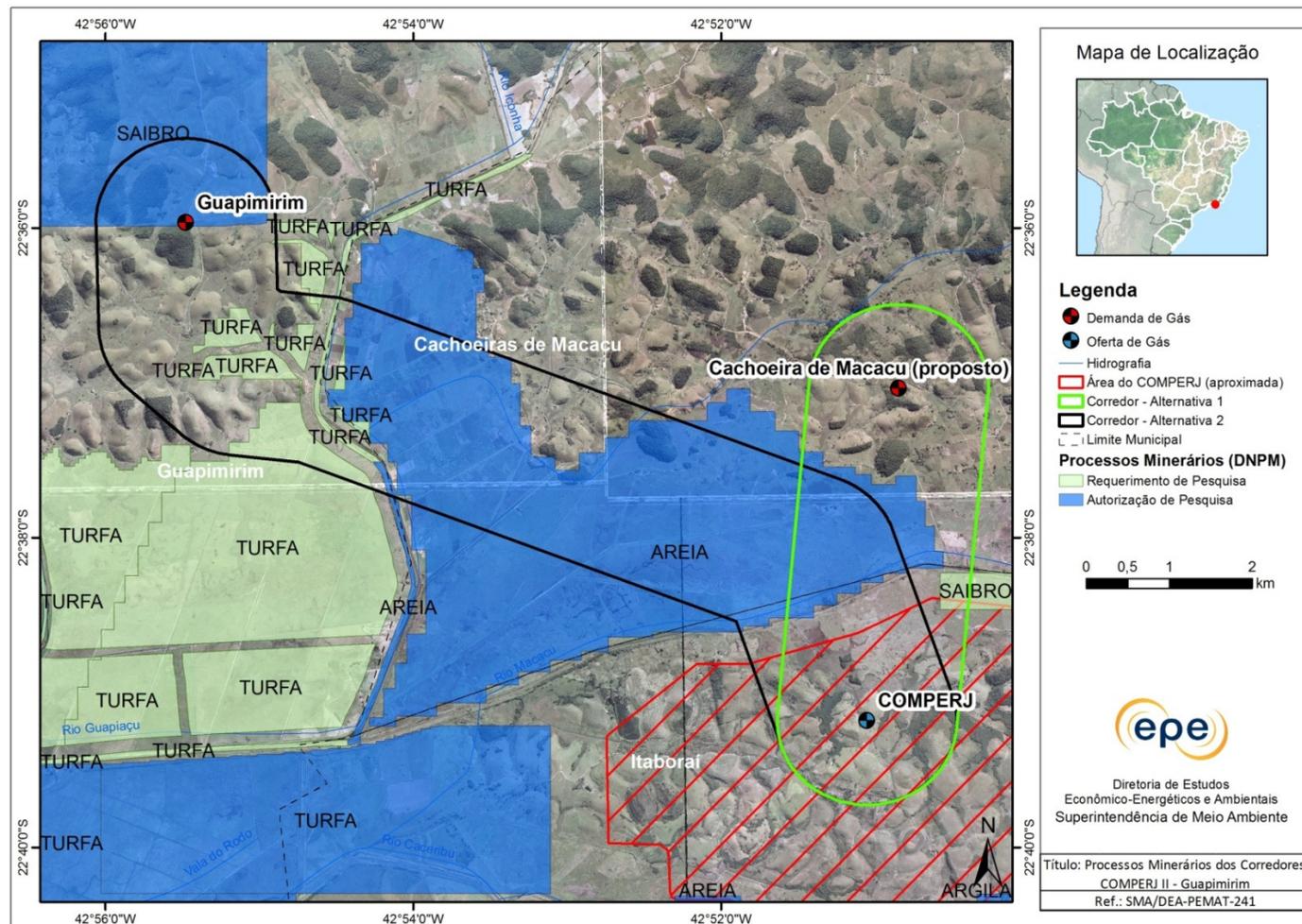
Nas áreas mais elevadas na porção norte (Figura 4.2) – entre 20 e 180 metros de altitude – encontram-se colinas amplas e suaves situadas em substrato de complexos granito-gnaiss-migmatitos e granulitos. Migmatitos paraderivados predominam nessas áreas.

Em relação aos processos minerários vigentes no Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM, 2012), a área concentra polígonos na fase de requerimento e autorização de pesquisa (Figura 4.3). No que tange às áreas abrangidas pelos corredores, tais pesquisas são referentes à exploração de areia e turfa nas planícies flúvio-marinhas, e de saibro, nos complexos granito-gnaiss-migmatitos e granulitos.



Fonte: Elaboração EPE a partir de IBGE (2009b)

Figura 4.2 – Mapa hipsométrico - Modelo digital de elevação

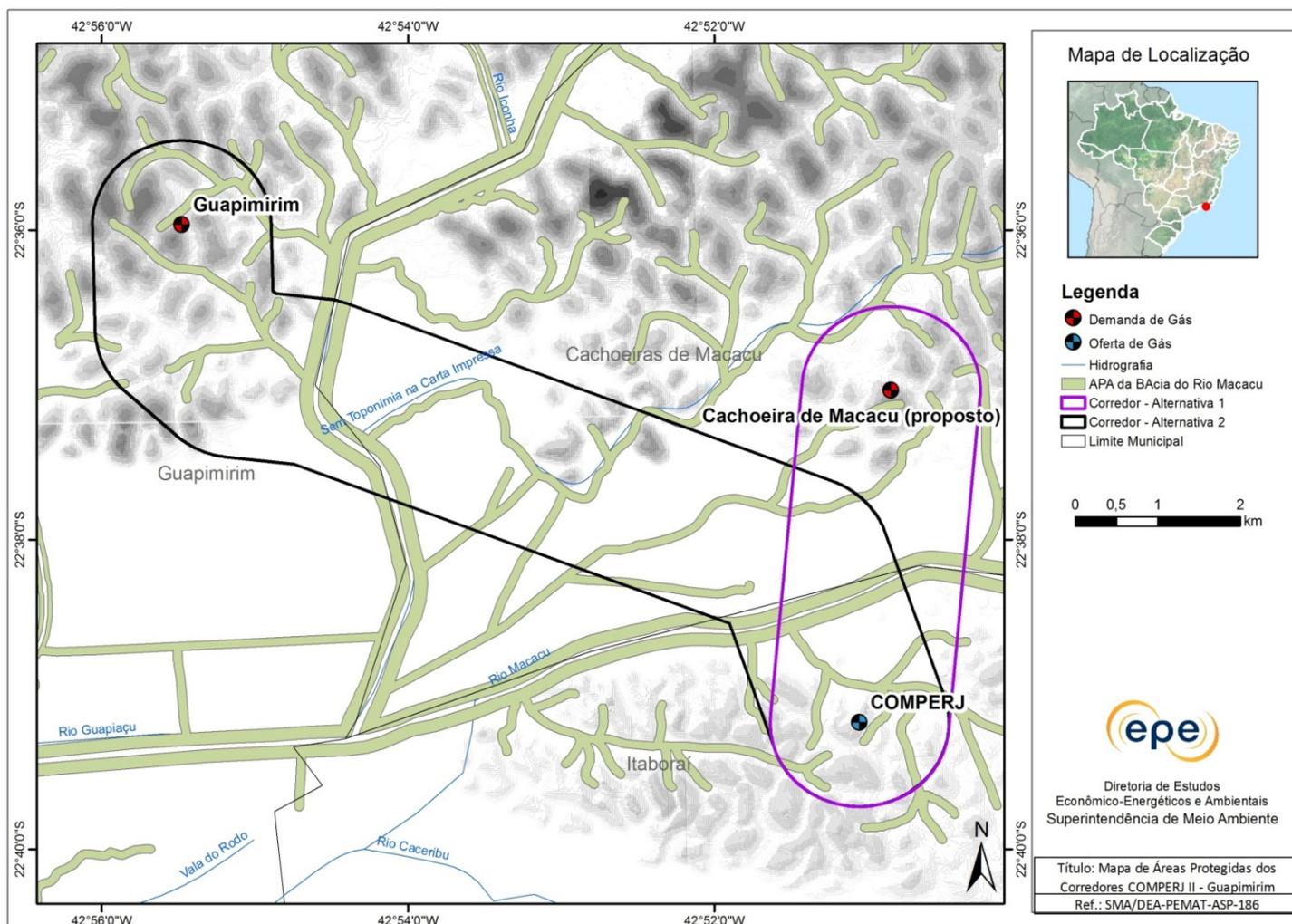


Fonte: Elaboração EPE a partir de IBGE (2009a)

Figura 4.3 – Processos Minerários - Ortofotos

4.4.2.2. Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

Os corredores abrangem diversos fragmentos da Área de Preservação Ambiental (APA) da Bacia do Rio Macacu, que se dispõe nas faixas marginais da hidrografia da região (Figura 4.4). Além disso, os corredores estão inteiramente inseridos na Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade (APCB) Bacia do Macacu, que possui importância alta, prioridade extremamente alta e ação prioritária de recuperação.



Fonte: Elaboração EPE a partir de IBGE (2009a)

Figura 4.4 – Áreas Protegidas

4.4.3. Definição de corredor e traçado

Os estudos indicam o Corredor 2, com traçado de 11 km de extensão, como o mais promissor dentre os corredores estudados. Embora mais extenso, apresenta dois aspectos positivos em relação ao Corredor 1, são eles: a) sua ligação ao GASDUC III através de uma estação de entrega existente e, b) a possibilidade de ter seu duto implantado em uma faixa de servidão, também, existente. Sendo assim, nesta alternativa, seriam menores os gastos com equipamentos e desapropriações fundiárias. Da mesma forma, seriam menores as áreas que demandariam supressão vegetal e os impactos relacionados aos meios físico, biótico ou socioeconômico. A ausência, ou minimização, desses impactos pode servir como um aspecto facilitador, sobretudo no âmbito do licenciamento, para a implantação do empreendimento.

De fato, este foi o critério adotado pelo INEA para propor a averbação do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II à Licença Prévia do Sistema de Dutos do COMPERJ, conforme documentação apresentada pelo Agente Provocador.

4.4.4. Análise e recomendações socioambientais

Os documentos encaminhados pelo Agente Provocador para avaliação do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II apresentaram um diagnóstico socioambiental satisfatório para região de influência. Neste diagnóstico, foram apresentados, de forma sucinta, os principais aspectos a serem considerados para implantação de empreendimentos lineares desta natureza, sendo descritos os meios físico, biótico e socioeconômico.

Os impactos ambientais oriundos da implantação e operação do gasoduto em análise foram considerados de baixa significância pelo INEA, em função da existência do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ I.

Em relação ao processo de licenciamento ambiental, o Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II foi regularizado por meio do Documento de Averbação anexado à Licença Prévia do Sistema de Dutos do COMPERJ.

Os custos socioambientais foram esclarecidos e revisados pelo Agente Provocador ao longo da análise. Os valores apresentados para licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão representam o

custo integral para os projetos de dutos do COMPERJ, visto que a negociação para o compartilhamento e rateio dos custos só acontecerão em outra fase do projeto.

Como o projeto se localiza em planícies flúvio-marinhas, onde flutuações do nível do lençol freático são consideráveis, há a possibilidade de colapsamento do solo, por saturação (NOGUEIRA JÚNIOR e MARQUES, 1998). Por isso, recomenda-se atenção ao aspecto mencionado por ocasião da sua implantação.

A análise efetuada pela EPE do Requerimento de Provação de Terceiros do projeto do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II conclui que não há óbices, do ponto de vista dos aspectos socioambientais, para a recomendação desse projeto ao MME para encaminhamento à ANP visando à Chamada Pública.

5. VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DO EMPREENDIMENTO

5.1. Detalhamento técnico do empreendimento pelo Agente Provocador

O Agente Provocador projetou o gasoduto Guapimirim-COMPERJ II com as seguintes características: 11,38 km de extensão, diâmetro nominal dos dutos de 24 polegadas e rugosidade de 18 micra, tubulação de aço API 5L X70, pressão de operação de 100 kgf/cm² e vazão máxima de 16,6 milhões m³/dia. Os dados de processo do gasoduto são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Valores de processo para o gasoduto

Geral	Fluido	Gás natural
	Estado Físico	Gás
Vazão (MM m³/d)	Normal	2,0 a 17,0
	Máximo	17,0
	Mínima	2,0
Pressão (kgf/cm²)	Normal	96,4 a 100
	Máximo	100
	Mínimo	60
Temperatura (°C)	Operação	19,4 a 45
	Projeto	0 / 55

Fonte: Elaboração EPE.

Com base no levantamento aerofotogramétrico feito ao longo da faixa do gasoduto, foram considerados três trechos em classe de locação 2: (i) dentro do COMPERJ, que corresponde a uma área industrial; (ii) na área da estação de entrega de Guapimirim, junto à estrada municipal, onde existe maior probabilidade de ocorrer construção de habitações que elevem a classe de locação; e (iii) em um trecho intermediário, onde já existe um pequeno núcleo de habitações, podendo no futuro atingir a classe 2 no limite de 200 metros da faixa. Os trechos em classe 2 somaram aproximadamente 5,32 km de extensão. A introdução da classe de locação 2 nos trechos citados acima acarretou, por questões de segurança, no aumento da espessura da parede da tubulação nestes trechos, o que eleva o preço final de aquisição dos dutos em relação a um projeto que considerasse apenas classe 1.

A norma ABNT NBR 12.712/1993, que norteia a escolha das classes de locação, versa sobre a expectativa de desenvolvimento futuro em seu capítulo 6.7:

“Na classificação de locação, deve-se atentar para os planejamentos previstos para as áreas. Evidências de futuras edificações devem ser consideradas na classificação de locação” (ABNT, 1993).

De fato, há expectativas de que o complexo do COMPERJ se torne um polo atrator de atividade econômica e populacional na região, como destaca Firjan (2008). Assim, a opção do Agente Provocador pela maior extensão de classe locacional 2 é razoável.

A espessura dos dutos foi calculada de acordo fórmula de Barlow, descrita na norma ABNT NBR 12.712/1993:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T} + sc$$

Sendo P a pressão de projeto (100 kgf/cm²), D o diâmetro nominal externo (24 pol), S a tensão de escoamento do aço (70000 psi), E o fator de junta (1,0), T o fator de temperatura (1,0) e *sc* a sobre-espessura de corrosão (0,0 pol). As espessuras calculada e comercial das paredes dos dutos foram propostas da seguinte forma (vide Tabela 5.2):

Tabela 5.2: Espessura da parede

Classe de locação	Espessura (pol)	
	Calculada	Comercial
1	0,339	0,344
2	0,407	0,438

Fonte: Elaboração EPE.

Para reduzir a rugosidade e aumentar a eficiência de transporte do duto, o revestimento interno adotado foi o de resina epóxi para gás (PLS2 3PLE). Não se revestiu as juntas internas. Foi usado revestimento externo de polietileno tripla camada (PTC) para evitar processos corrosivos. As juntas soldadas foram revestidas com mantas termocontráteis.

O Agente Provocador considerou, no projeto do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II, que seriam realizadas travessias pelos canais São Luiz, Rio do Mato, Marumbaí, Brandão e River pelo método do cavilote. Conforme informado no Ofício GE-LPGN 0007/2013, a decisão quanto ao método de travessia foi tomada com base em estudos de campo e levantamentos hidrológicos da região. Os rios Macacu e

Guapiaçu, atravessados pelo gasoduto e de largura elevada, seriam transpostos por meio de duas pontes pertencentes à Petrobras em virtude do projeto Guapimirim-COMPERJ I.

Foi considerado pelo agente provocador o compartilhamento tanto da faixa de servidão do gasoduto Guapimirim-COMPERJ I quanto da infraestrutura existente no complexo petroquímico e na estação de entrega, pertencentes à própria Petrobras. Portanto, a execução dos serviços de terraplenagem e construção das edificações para abrigo das estações de medição e sistema lançador/recebedor de “pigs” poderia ser dispensada mediante negociação com o vencedor da licitação. Assim, no item “instalações complementares”, foram apenas contabilizados os dois módulos de medição de vazão de 20 polegadas ANSI 600. Na entrada do gasoduto, no COMPERJ, o Agente Provocador considerou a instalação de um sistema de cromatografia gasosa para análise de hidrocarbonetos, sulfurosos e ponto de orvalho.

Como proteção adicional contra a corrosão externa, a Petrobras propõe a instalação de um sistema de proteção catódica, composto por duas juntas de isolamento elétrico nas extremidades do gasoduto, de modo a evitar fugas de corrente para os trechos aéreos.

Conforme mencionado anteriormente, os custos associados a terraplenagem, urbanização e construção de edificações, assim como as travessias supracitadas pelos rios Macacu e Guapiaçu (utilização de pontes existentes), não foram considerados na estimativa do valor de investimento do projeto. A EPE entende que a ausência destes custos na planilha de investimentos é uma característica específica para o caso de alguma transportadora do sistema Petrobras ser a vencedora da licitação. Por isso, mostrou-se necessário o esclarecimento sobre a possibilidade de compartilhamento da faixa e da infraestrutura existente (duas pontes, e áreas urbanizadas no início e no fim do gasoduto) com outra empresa participante da licitação, uma vez que a Resolução ANP nº. 42/2012 estabelece, em seu artigo 15º, que nas negociações para o compartilhamento não são admitidos comportamentos prejudiciais à ampla, livre e justa competição.

5.2. Detalhamento orçamentário do empreendimento pelo Agente Provocador

Um dos documentos enviados pela Petrobras no processo de Provocação de Terceiros foi uma planilha orçamentária nos moldes do Anexo III da Portaria MME 94/2012, cujo agrupamento de custos é apresentado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Custo por grupo e total do gasoduto (milhões de reais)

Descrição	PETROBRAS (ENVIO ORIGINAL)
Custos diretos	
Duto ¹	26,51
Instalações Complementares ²	10,82
Construção e Montagem ³	25,47
Licenciamento Ambiental e Liberação da Faixa de Servidão ⁴	3,01
Custo global de referência	65,81
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	28,10
Preço global de referência	93,91
Custos indiretos	
Administração da obra ⁵	17,16
Projeto Básico de Engenharia	3,23
Valor Global de Referência	114,30
Custos Operacionais Anuais (OPEX)	4,01

Fonte: Elaboração EPE.

¹: Inclui os custos com: (i) tubulação e válvulas de bloqueio, (ii) sistema lançador/recebedor de "pigs", (iii) sistema de proteção catódica e demais equipamentos de controle de corrosão e (iv) sistemas de supervisão e controle, comunicação e detecção de vazamentos.

²: Inclui a construção das estações de medição: (i) serviços de terraplenagem e urbanização, (ii) construção das edificações e (iii) aquisição dos módulos de medição.

³: Inclui os custos com: (i) preparação da faixa de gasodutos, (ii) construção e montagem do duto, (iii) comissionamento e condicionamento e (iv) travessias e cruzamentos.

⁴: Inclui obtenção do licenciamento ambiental frente aos órgãos competentes, assim como desapropriação, indenização por benfeitorias e aquisição da faixa de servidão.

⁵ Soma dos custos de mobilização e desmobilização e implantação do canteiro de obras e com os gastos locais do construtor no canteiro de obras.

Inicialmente, foram encontrados alguns pontos referentes à planilha orçamentária que necessitavam de esclarecimentos para uma análise mais acurada dos dados. Estes pontos foram esclarecidos por meio do Ofício 157/EPE/2013 enviado pela EPE ao MME e repassado ao Agente Provocador por meio do Ofício nº. 006/2013-DGN/SPG-MME.

As respostas foram apresentadas à EPE no Ofício GE-LPGN 0007/2013. Por meio deste, o Agente Provocador ratificou que o compartilhamento de faixas de servidão existentes com outros Agentes da Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis já está previsto na Resolução ANP nº. 42 (de 10 de dezembro de 2012). Entretanto, no que concerne à infraestrutura existente, como a rigor não há obrigatoriedade normativa e legal de compartilhamento, oportunamente o Agente Provocador poderá negociar com a transportadora vencedora da licitação os termos para possibilitar a interligação do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II na área de dutos do COMPERJ e com o GASDUC III na área da estação de entrega de Guapimirim. Em relação às pontes sobre os rios Macacu e Guapiaçu, também não há obrigatoriedade normativa ou legal de compartilhamento, uma vez que elas pertencem à empresa.

No item "licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão", de forma a contemplar um futuro rateio, a Petrobras considerou o valor da aquisição (cadastramento, avaliação de imóveis e indenizações) de toda a faixa de terra atravessada pelo gasoduto, bem como o valor da obtenção da Licença de Operação (LO) nos órgãos ambientais competentes (incluindo custos de compensações ambientais). Uma vez que o órgão licenciador (INEA) já emitiu a averbação incluindo o gasoduto Guapimirim-COMPERJ II na Licença Prévia (LP) de Dutos do gasoduto Guapimirim-COMPERJ I, este custo não foi contabilizado na planilha orçamentária, e o Agente Provocador esclareceu que poderá negociar com a empresa transportadora vencedora da licitação a parte que se refere ao gasoduto aqui proposto.

O item Administração da Obra foi estimado pela Petrobras baseado em dados históricos da experiência de fiscalização de obras anteriores do mesmo porte; em relação ao Projeto Básico de Engenharia, foram considerados todos os custos já incorridos na sua elaboração. Estes custos indiretos representaram, respectivamente, 25,60% e 4,82% do custo global de referência.

Diante dos pontos que foram levantados pela EPE, verificou-se uma inconsistência entre o método de cálculo do BDI pelo Agente Provocador e o modelo recomendado pelo TCU (TCU, 1999; TCU, 2007; TCU, 2011; BAETA, 2012). No Ofício GE-LPGN 0007/2013, o Agente Provocador alegou que a abertura da composição do BDI tem implicações estratégicas, uma vez que a companhia contrata usualmente obras de dutos. Porém, após análise das considerações acerca do BDI, a Petrobras decidiu revisar sua metodologia de cálculo à luz das recomendações do TCU, e o valor da referida taxa recalculado pela empresa foi de 26,15% (percentual médio ponderado) do custo global de referência.

Sendo assim, a Petrobras revisou alguns itens constantes da planilha orçamentária, e apresentou uma planilha com os preços associados à alternativa de gasoduto de transporte Guapimirim-COMPERJ II, somando R\$ 104,97 milhões. Os custos operacionais anuais (OPEX) do Agente Provocador são de R\$ 4,01 milhões (cerca de 4% do CAPEX a cada ano). A **Tabela 5.4** apresenta o investimento final informado, dividido por grupo de custos.

Tabela 5.4: Custo por grupo e total do gasoduto (milhões de R\$)

Descrição	PETROBRAS (FINAL)
Custos diretos	
Duto ¹	26,51
Instalações Complementares ²	10,82
Construção e Montagem ³	25,47
Licenciamento Ambiental e Liberação da Faixa de Servidão ⁴	4,24
Custo global de referência	67,04
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	17,54
Preço global de referência	84,58
Custos indiretos	
Administração da obra ⁵	17,16
Projeto Básico de Engenharia	3,23
Valor Global de Referência	104,97
Custos Operacionais Anuais (OPEX)	4,01

Fonte: Elaboração EPE.

¹: Inclui os custos com: (i) tubulação e válvulas de bloqueio, (ii) sistema lançador/recebedor de "pigs", (iii) sistema de proteção catódica e demais equipamentos de controle de corrosão e (iv) sistemas de supervisão e controle, comunicação e detecção de vazamentos.

²: Inclui a construção das estações de medição: (i) serviços de terraplenagem e urbanização, (ii) construção das edificações e (iii) aquisição dos módulos de medição.

³: Inclui os custos com: (i) preparação da faixa de gasodutos, (ii) construção e montagem do duto, (iii) comissionamento e condicionamento e (iv) travessias e cruzamentos.

⁴: Inclui obtenção do licenciamento ambiental frente aos órgãos competentes, assim como desapropriação, indenização por benfeitorias e aquisição da faixa de servidão.

⁵ Soma dos custos de mobilização e desmobilização e implantação do canteiro de obras e com os gastos locais do construtor no canteiro de obras.

A incerteza no valor do investimento (CAPEX) informada pelo Agente Provocador foi de -15% a +30%, valores dentro da faixa recomendada pela AACE para este nível de detalhamento (AACE, 2011). Ou seja, o valor do investimento encontra-se na faixa de R\$ 89,23 milhões a R\$ 136,46 milhões. Cabe ressaltar que a faixa de valores apresentada originalmente pela Petrobras para o investimento, ou seja, antes dos esclarecimentos solicitados pela EPE, era de R\$ 97,16 milhões a R\$ 148,59 milhões.

5.3. Considerações da EPE sobre a viabilidade técnica e econômica do empreendimento

A partir do traçado do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II, conforme discutido no item 4.4, avançou-se para a caracterização da infraestrutura e análise detalhada do investimento, inclusive nos aspectos relacionados aos métodos construtivos. Para tal análise, utilizou-se o sistema de avaliação de

gasodutos de transporte da EPE, denominado SAGAS⁷. O fluxo de informações envolvidas no processo de avaliação de gasodutos de transporte é esquematizado na Figura 5.1.



Figura 5.1 – Resumo do fluxo de informações envolvidas no processo de avaliação de gasodutos.
Fonte: Elaboração EPE.

A Figura 5.2, a seguir, apresenta o traçado do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II.



Figura 5.2 – Traçado preliminar proposto para a alternativa COMPERJ-Guapimirim/RJ.
Fonte: Elaboração EPE.

⁷ Originalmente, o sistema foi desenvolvido para a EPE pela consultoria SHAFT, ao longo de 2011-2012.

O gasoduto Guapimirim-COMPERJ II foi caracterizado como um duto de 11 km de extensão, atravessando os municípios de Itaboraí, Cachoeiras do Macacu e Guapimirim, todos no Estado do Rio de Janeiro, conforme Figura 5.2. Através da caracterização termofluido-hidráulica, definiu-se o diâmetro dos dutos em 24 polegadas. O projeto também considerou as seguintes propriedades: tubulação de aço carbono API 5L X70, sem costura ou com costura longitudinal pelo processo de soldagem em arco submerso (SAW, do inglês *Submerged Arc Welding*), operação do duto à pressão normal de entrada de 100 kgf/cm² e vazão máxima de gás natural de 17 MM m³/dia (vide Tabela 5.5).

Tabela 5.5: Valores de processo para o gasoduto

Geral	Fluido	Gás natural
	Estado físico	Gás
Vazão (MM m ³ /d)	Máxima	17
Pressão (kgf/cm ²)	Normal	100
	Mínima	60
	Máxima	100

Fonte: Elaboração EPE.

Com base na análise das imagens de satélite, verificou-se que a área atravessada pelo gasoduto era predominantemente rural. Também se verificou que o duto será instalado em região inteiramente plana, atravessando áreas de pastagens cujo solo seria composto em sua maioria por sedimentos inconsolidados e, secundariamente, por áreas alagadiças. Não foram detectados núcleos de habitações na faixa definida pela unidade de classe de locação. Inicialmente, portanto, considerou-se que a classe de locação 1 seria adequada ao longo de todo o gasoduto proposto.

Após esclarecimentos junto ao Agente Provocador e revisitação à norma ABNT 12.712/1993, a EPE passou a adotar a classe de locação superior nos seguintes trechos: (i) dentro do polo petroquímico do COMPERJ, que corresponde a uma área de grande indução às atividades industriais (FIRJAN, 2008); (ii) na área do PE Guapimirim, junto à estrada municipal, onde existe maior probabilidade de ocorrer construção de habitações que elevem a classe de locação; e (iii) em um trecho intermediário do traçado.

Sobre os dois últimos subitens, destaca-se que, atualmente, ainda não estão instalados os condicionantes para elevação da classe de locação, todavia tanto a implantação do COMPERJ quanto o período de operação gerarão grandes oportunidades de investimentos e empregos, o que pode resultar em um aumento demográfico na região (FIRJAN, 2008), e consequente aumento da classe de locação. Portanto, a fim de zelar pela segurança operacional, nos três trechos citados acima, adotou-se a classe de locação 2, acarretando em aumento na espessura da parede da tubulação (de 0,344 polegada para

0,438 polegada), que somaram aproximadamente 4,1 km de extensão. Também por questões de segurança, a EPE considerou prudente adotar uma espessura de parede de 0,750 polegada para a tubulação nas regiões onde o gasoduto atravessa os canais São Luiz, Rio do Mato, Marubaí, Brandão e River por meio do método conhecido por cavalote, somando aproximadamente 400 m. Os dutos foram dimensionados atendendo ao estabelecido na norma ABNT NBR 12.712/1993 (Tabela 5.6).

Tabela 5.6: Espessura dos tubos

Classe de locação	Espessura (polegada)	
	Calculada	Comercial
1	0,339	0,344
2	0,407	0,438
Travessias	0,609	0,750

Fonte: Elaboração EPE.

Os tubos foram revestidos externamente para evitar processos corrosivos com Polietileno Tripla Camada, sendo PE-3L 2,0 mm para as classes de locação 1 e 2, e PE-3L 3,8 mm para as travessias. Mantas termocontráteis revestiram externamente as juntas soldadas. O revestimento interno utilizado foi de epóxi para gás (60 micra).

Foi considerado um sistema lançador/recebedor de "pigs" composto pelas unidades individuais de lançamento e recebimento e por um conjunto de válvulas de bloqueio. Não foram consideradas válvulas de bloqueio autônomas ao longo do duto, uma vez que: (i) devido à pequena extensão do gasoduto e à utilização das classes de locação 1 e 2, a norma técnica ABNT NBR 12.712 não explicita sua exigência e (ii) há uma válvula de bloqueio autônoma em cada extremidade do duto (uma imediatamente depois do lançador e outra antes do receptor de "pigs").

O valor do sistema de proteção catódica e monitoramento da corrosão interna foi estimado em R\$ 2,81 milhões, a partir de informações do banco de dados da EPE. O referido sistema inclui duas juntas de isolamento elétrico (nos afloramentos dos dutos junto aos lançadores/recebedores de "pigs", destinadas a limitar o fluxo de corrente), um conjunto de provadores de corrosão, composto de dois provadores por perda de massa e dois por resistência elétrica, e os custos de construção e montagem.

A estimativa dos custos referentes ao item "Sistemas de Controle e Supervisão e de Comunicação e Sistema de Detecção de Vazamento" considera os seguintes investimentos: (i) materiais dos sistemas de controle e supervisão e detecção de vazamentos da linha-tronco; (ii) serviços de instalação dos sistemas de supervisão e controle e detecção de vazamentos da linha-tronco; (iii) materiais do sistema de controle e supervisão do sistema de medição; e (iv) serviços de instalação do sistema de controle e

supervisão do sistema de medição. Também foram incluídos os custos relativos ao material e aos serviços de instalação do centro de controle do sistema SCADA (*Supervisory and Control Data Acquisition System*) e das estações dos sistemas de supervisão e comunicação e detecção de vazamentos. O custo contabilizado neste item totaliza R\$ 5,44 milhões.

Ao longo do duto, não foram consideradas estações de entrega ou de compressão, entretanto, foram instaladas estações de medição (EMEDs) em ambas as extremidades do gasoduto. A primeira, na origem do gasoduto, será localizada junto à Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do COMPERJ⁸ e a segunda, no destino do gasoduto, será instalada junto à estação de entrega de Guapimirim, na interconexão com o GASDUC III.

Destarte, no item referente às "instalações complementares", foram contabilizados: (i) os custos referentes à construção da edificação para abrigo do módulo de medição junto à UPGN do COMPERJ (R\$ 1,32 milhão), (ii) os custos referentes à construção da edificação para abrigo do módulo de medição na estação de entrega de Guapimirim (R\$ 1,32 milhão) e (iii) os custos de aquisição e de C&M de dois módulos de medição de vazão de 20" ANSI 600 (R\$ 6,03 milhões/módulo).

Conforme Resoluções ANP nº. 44/2011 e nº. 42/2012, para efeitos de compartilhamento com o Guapimirim-COMPERJ II, considerou-se o uso das pontes existentes sobre os Rios Macacu e Guapiaçu mediante indenização prévia e justa igual a 1/6 de seu custo (pois a faixa de dutos do COMPERJ comporta seis dutos), somando aproximadamente R\$ 204 mil

Em vista das condições dos leitos dos rios/canais e suas adjacências e do perfil longitudinal do gasoduto, apresentados pelo Agente Provocador, a EPE considerou as travessias dos Canais São Luiz, Rio do Mato, Marumbaí, Brandão e River pelo método conhecido como cavalo (R\$ 790 mil por unidade). Estas considerações estão de acordo com o item 11.2. da NBR 12.712/1993, que versa sobre a seleção de locais de cruzamentos e travessias.

Segundo a Resolução ANP nº. 42, de 10 de dezembro de 2012, o agente econômico que explora serviços de transporte de gás natural tem direito a compartilhar infraestrutura de outro agente de qualquer destas indústrias, de forma não discriminatória e a preços e condições justos e razoáveis. Portanto, no item "licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão", considerou-se 1/6 do custo da aquisição (cadastramento, avaliação de imóveis e indenizações) da faixa de terra atravessada pelo gasoduto (R\$ 250 mil). Adotou-se esta relação, pois a referida faixa de servidão comporta até 6 dutos, sendo um deles o Guapimirim-COMPERJ II.

Este item também inclui os custos da obtenção de licenças nos órgãos ambientais competentes, os quais foram estimados em R\$ 2,16 milhões. No entanto, o Agente Provocador já sinalizou interesse em

⁸Em consonância com a Resolução ANP nº. 42/2012, apesar das preocupações em relação à segurança na área industrial do COMPERJ, a Lei nº 9.847/1999 e a Resolução ANP nº. 44/2011 permitem que esta área seja declarada de utilidade pública.

repassar parte destes custos para o vencedor da licitação. Dessa forma, o custo final dependerá de negociação com a Petrobras, sendo a taxa de 1/6 (R\$ 360 mil) proposta neste relatório uma referência adotada pela EPE, pela razão mencionada anteriormente.

A EPE não considerou no orçamento do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II nenhuma incidência a título de "Eventuais".

Os custos da Administração da Obra e do Projeto de Engenharia (custos indiretos), propostos pela EPE, foram calculados como percentuais fixos do custo global de referência, representando, respectivamente, 26,77% e 4,92% deste valor.

Incluídos no item "Engenharia de Engenharia" estão os custos referentes ao projeto básico e ao projeto "as built" ("como construído"). De acordo com o Tribunal de Contas da União (TCU), o projeto "as built" é de fundamental importância para o órgão contratante em razão das necessárias manutenções e alterações futuras. A EPE recomenda que sua elaboração esteja prevista expressamente no edital de licitação, fazendo parte, inclusive, do orçamento da obra.

Incertezas e intempéries também foram consideradas na estimativa do valor do empreendimento. As incertezas e intempéries foram contabilizadas na taxa de Benefícios e Despesas Indiretas (BDI), item da planilha orçamentária que engloba o lucro da construtora (empreiteira) com a realização da obra, assim como todos os custos e despesas não incluídos no custo direto e os impostos relacionados ao investimento fixo. O BDI calculado pela EPE incidiu, conforme recomendação do Tribunal de Contas da União (TCU), sobre o custo de referência global (custo direto) e incluiu os gastos com:

- Administração central da construtora: as despesas de administração central são aquelas incorridas durante um determinado período com salários de todo o pessoal administrativo e técnico lotado na sede central, no almoxarifado central, na oficina de manutenção geral, pró-labore de diretores, viagens de funcionários a serviço, consumos de energia, água e gás, entre outros. A taxa representou 5,25% do custo global de referência.
- Seguros e garantias: a fim de se resguardar de incidentes no empreendimento, o construtor pode firmar contrato de seguro, para ser indenizado pela ocorrência de eventuais sinistros. Este contrato de seguro foi estimado em 0,66% do custo global de referência.
- Riscos: existem ocorrências não previstas em projetos que podem repercutir no custo da obra e deverão ser arcadas pelo contrato. São algumas delas: perdas excessivas de material (devido à quebra ou retrabalho), perdas de eficiência de mão-de-obra, greves e condições climáticas atípicas. A taxa de risco deste projeto foi estimada em 3,73%.

- Despesas financeiras: são gastos relacionados ao custo do capital decorrente da necessidade de financiamento exigida pelo fluxo de caixa da obra sempre que os desembolsos acumulados forem superiores às receitas acumuladas. O percentual do custo total referente às despesas financeiras foi igual a 1,00%.
- Alíquotas de PIS e COFINS: de acordo com o CNEA, a construção de um gasoduto é caracterizada como uma obra de construção civil, de código 4223-5/00. Portanto, incidiram sobre a construção as alíquotas não cumulativas para PIS/COFINS.
- ISS: incide apenas sobre os itens referentes a serviço, sendo seu valor variável de acordo com o projeto, pois cabe aos municípios a definição das alíquotas. Considerou-se na composição do BDI uma alíquota média de 2,80% incidente sobre o preço global de referência dos itens de serviço.
- Lucro: o lucro esperado num contrato de obras civis é expresso por um percentual sobre o valor do contrato disposto como parcela do BDI e pode ser previsto como padrão para cada ramo de atividade econômica. A taxa de lucro corresponde a 8,50% do custo global de referência.

Nestas considerações de projeto e suas estimativas de custos, orçou-se a taxa de BDI como 27,98% (percentual médio ponderado) do custo global de referência, estando este valor dentro dos padrões aceitos pelo TCU (TCU, 1999; TCU, 2011; BAETA, 2012).

Na Tabela 5.7 são detalhados os valores previstos pela EPE por grupo de custos, já incluindo todos os impostos incidentes.

Tabela 5.7: Custo por grupo e total do gasoduto (milhões de reais)

Descrição	Valores em R\$ milhões
Custos diretos	
Duto ¹	26,70
Instalações Complementares ²	14,70
Construção e Montagem ³	28,14
Licenciamento Ambiental e Liberação da Faixa de Servidão ⁴	0,61
Outros Bens e Instalações Diretamente Vinculados à Implantação do Projeto ⁵	0,20
Custo global de referência	70,35
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	19,68
Preço global de referência	90,03
Custos indiretos	
Administração da obra ⁶	18,83
Projeto de Engenharia ⁷	3,46
Valor Global de Referência	112,32

Fonte: Elaboração EPE.

¹: Inclui os custos com: (i) tubulação e válvulas de bloqueio, (ii) sistema lançador/recebedor de "pigs", (iii) sistema de proteção catódica e demais equipamentos de controle de corrosão e (iv) sistemas de supervisão e controle, comunicação e detecção de vazamentos.

²: Inclui a construção das estações de medição: (i) serviços de terraplenagem e urbanização, (ii) construção das edificações e (iii) aquisição dos módulos de medição.

³: Inclui os custos com: (i) preparação da faixa de gasodutos, (ii) construção e montagem do duto, (iii) comissionamento e condicionamento e (iv) travessias e cruzamentos.

⁴: Inclui obtenção do licenciamento ambiental frente aos órgãos competentes e liberação da faixa de servidão.

⁵: Inclui os custos de compartilhamento das duas pontes, além de imóveis, edificações, terrenos e benfeitorias, móveis, equipamentos e instalações de escritório, máquinas e equipamentos operacionais, equipamentos e instalações de processamento de dados, equipamentos e instalações de comunicação, veículos e outros bens imobilizados.

⁶: Soma dos custos de mobilização e desmobilização e implantação do canteiro de obras e com os gastos locais do construtor no canteiro de obras.

⁷: Inclui os custos com (i) estudos de viabilidade, (ii) o projeto básico, (iii) o projeto executivo e (iv) *as built*.

A Tabela 5.8 apresenta uma comparação detalhada entre os custos e as premissas adotadas pela EPE e pelo Agente provocador.

Tabela 5.8: Custos detalhados (em milhões de reais) e análise comparativa

Empresa de Pesquisa Energética		Agente Provocador	
Preço	Comentário	Preço	Comentário
Tubulação			
11,51	Foram utilizados 11.000 metros de tubos: 4,1 km em classe de locação 2 (0,438 polegada de espessura de parede), 6,5 km em classe 1 (tubos com 0,344 polegada de espessura de parede) e 400 m com parede mais reforçada (0,750 polegada de espessura) para travessias. II, Frete, ICMS e IPI inclusos.	13,77	Calculou-se o valor de 11.380 metros de tubos, divididos em duas categorias: 5.960 metros com 0,344 polegada de espessura de parede e 5.420 metros com 0,438 polegada de espessura de parede. Frete, II, IPI não inclusos; inclui apenas ICMS.
Sistema de lançamento e recebimento de "pigs"			
4,97	O valor das unidades de lançamento e recebimento de PIG envolve os custos individuais do lançador, do recebedor, de um conjunto de válvulas e do trabalho de C&M. Inclui ICMS e IPI.	4,84	O valor das unidades de lançamento e recebimento de PIG envolve os custos individuais do lançador, do recebedor, de duas juntas de isolamento e de conjunto de válvulas de by-pass. Os valores de C&M já estão incluídos no preço final. Inclui II e ICMS, além de IPI para as válvulas.
Válvulas de bloqueio de 24"			
1,96	O preço inclui o trabalho de C&M de 2 válvulas de bloqueio de 24 polegadas, a serem incluídas depois do lançador e antes do recebedor de "pigs". Inclui ICMS e IPI.	1,62	O preço inclui o trabalho de C&M de duas válvulas de bloqueio de 24 polegadas, a serem incluídas depois do lançador e antes do recebedor de "pigs". Inclui II, IPI e ICMS.
Sistema de proteção catódica e demais equipamentos de controle de corrosão			
2,81	O sistema de proteção catódica inclui duas juntas de isolamento elétrico e o provador de corrosão. Os custos de construção e montagem já estão incluídos no valor final. Inclui ICMS e IPI.	2,97	Inclui o sistema de proteção catódica e os demais equipamentos de controle de corrosão. Os trabalhos de construção e montagem já estão agregados no preço final. Foram considerados quatro pontos de testes simples. Inclui ICMS.
Sistema de controle e supervisão e de comunicação e sistema de detecção de vazamento			
5,44	Inclui o sistema de controle e supervisão, de comunicação e de detecção de vazamentos. Este preço final engloba os custos com os materiais e os serviços de instalação do sistema de supervisão e controle e de comunicação. Inclui também os custos com a fibra ótica do sistema de comunicação, os tubos de PEAD e as respectivas instalações. Inclui ICMS e IPI.	3,31	Inclui os sistemas de supervisão e controle e de comunicação e os sistemas para detecção de vazamentos (para os gasodutos e demais instalações). Inclui o preço das fibras óticas e conversores de fibra ótica para ethernet. Os trabalhos de construção e montagem já estão agregados no preço. Inclui ICMS.

Estações de Medição			
14,70	Inclui a construção de um abrigo para o módulo de medição de vazão no ponto de entrega de Guapimirim e outro junto à UPGN do COMPERJ. Inclui dois módulos de medição. Foram incluídos os custos de construção e montagem. Inclui ICMS e IPI.	10,82	Inclui dois módulos de medição de vazão 20" ANSI 600. Serão aproveitadas duas estações de medição existentes (uma em Guapimirim e a outra no COMPERJ), isto é, não seria necessária a construção de abrigos para os módulos. Inclui ICMS.
Construção e montagem das tubulações			
28,14	Construção, montagem e comissionamento do gasoduto: R\$ 23,69 milhões. Mantas termocontráteis incluídas. Construção de 5 cavalotes para transpassar os canais: R\$ 3,97 milhões, incluindo trabalho de concretamento dos tubos. Cruzamento de duas vias por método convencional (<i>boring machine</i>): R\$ 483 mil. Inclui ICMS e IPI.	25,47	Construção, montagem e comissionamento: R\$ 21,35 milhões. Construção de 5 cavalotes para atravessar os canais da região: R\$ 4,12 milhões. Inclui ICMS.
Licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão			
0,61	Foram incluídos 1/6 do valor da obtenção de licenças nos órgãos ambientais competentes, e 1/6 do valor de aquisição da faixa de servidão, a qual comporta 6 dutos.	4,24	Foram incluídos os valores completos da obtenção de licenças nos órgãos ambientais competentes e aquisição da faixa de servidão.
Outros bens e instalações			
0,20	Inclui 1/6 do custo para a construção de pontes concretadas sobre os rios Macacu e Guapiaçu. Inclui ICMS e IPI.	0,00	Considera que serão utilizadas as instalações do Guapimirim-COMPERJ I.
Benefícios e Despesas Indiretas (BDI)			
19,68	27,98% do custo global de referência (valor médio ponderado).	17,54	26,15% do custo global de referência (valor médio ponderado).
Projeto de Engenharia			
3,46	4,92% do custo global de referência.	3,23	4,82% do custo global de referência.
Administração da Obra			
18,83	26,77% do custo global de referência.	17,16	25,60% do custo global de referência.
Investimento Total (CAPEX)			
112,32		104,97	
Custos Operacionais Anuais (OPEX)			
4,49 (4,0% do CAPEX a cada ano)		4,01 (3,8% do CAPEX a cada ano)	

Fonte: Elaboração EPE.

Nas Tabelas 5.9 e 5.10 são detalhados, respectivamente, os custos de capital (CAPEX) e os custos operacionais (OPEX) para o projeto em questão, em conformidade com o cronograma físico-financeiro apresentado mais adiante neste Relatório. Ressalte-se que o detalhamento do OPEX na Tabela 5.10 foi estimado como uma porcentagem do investimento a partir de parâmetros de mercado.

Tabela 5.9: Custos de capital detalhados do projeto do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II (continua)

Projeto de Engenharia	R\$ 3.461 mil
Custos de compartilhamento	R\$ 814 mil
Desapropriação + aquisição de terrenos	R\$ 250 mil
Passagem pelos rios Macacu e Guapiaçu	R\$ 204 mil
Licença Prévia	R\$ 360 mil
Suprimentos	R\$ 17.914 mil
1. Tubulação	
Tubo API-5L X70, 24", rev. ext. PE3L, rev. int. epóxi. Ext. aproximada: 11.000 m. Mantas termcontrateis incluídas (quantidade: 918).	R\$ 11.465 mil
Afretamento para transporte dos dutos	R\$ 293 mil
2. Sistema de lançamento e recebimento de "pigs"	
Lançador de pigs. Quantidade: 1. Recebedor de pigs. Quantidade: 1.	R\$ 1.780 mil
Válvulas auxiliares e complementos.	R\$ 745 mil
3. Sistema de proteção catódica e demais equipamentos de controle da corrosão	
Junta de isolamento elétrico tipo monobloco (2 unidades) e provador de corrosão (1 unidade)	R\$ 175 mil
4. Válvulas de bloqueio	
Válvula de bloqueio autônoma, 24", Classe de pressão: 600#. Quantidade: 2.	R\$ 621 mil
5. Estações de medição*	
Materiais e equipamentos. Quantidade: 2.	R\$ 885 mil
6. Sistema de controle e supervisão e de comunicação e sistema de detecção de vazamento	
Materiais (linha-tronco + instalações complementares).	R\$ 1.740 mil
Fibra ótica e tubos PEAD. Extensão aproximada: 11.000 m.	R\$ 210 mil
Construção e Montagem (continua)	R\$ 50.552 mil
1. Tubulação	
Construção e montagem do gasoduto	R\$ 20.490 mil
Preparação e sinalização da faixa de servidão	R\$ 1.880 mil
2. Sistema de lançamento e recebimento de pigs	
Montagem do sistema de lançamento e recebimento de pigs	R\$ 2.440 mil
3. Sistema de proteção catódica e demais equipamentos de controle da corrosão	

**Tabela 5.9: Custos de capital detalhados do projeto do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II
(continuação)**

Construção e Montagem (continuação)	R\$ 50.552 mil
3. Sistema de proteção catódica e demais equipamentos de controle da corrosão	
Construção dos pontos de teste e montagem do sistema de proteção catódica	R\$ 2.635 mil
4. Válvulas de bloqueio	
Montagem das válvulas de bloqueio autônomas	R\$ 1.340 mil
5. Estações de medição*	
Construção de abrigos para módulo de medição de vazão e instalação das EMED's	R\$ 13.818 mil
6. Sistema de controle e supervisão e de comunicação e sistema de detecção de vazamento	
Construção e montagem (linha-tronco + instalações complementares) e instalação da fibra ótica e dos tubos de PEAD.	R\$ 3.494 mil
7. Obras especiais	
Travessias convencionais	R\$ 3.972 mil
Cruzamentos convencionais	R\$ 483 mil
Comissionamento, testes e pré-operação	R\$ 1.073 mil
Testes a frio	R\$ 673 mil
Comissionamento e apoio a pré-operação	R\$ 400 mil
Benefícios e despesas indiretas - BDI	R\$ 19.685 mil
Administração da obra	R\$ 18.834 mil

* Considerou-se que os custos relacionados a cada estação de medição são iguais.

Tabela 5.10: Custos administrativos e de operação e manutenção detalhados

Custos administrativos	R\$ 3.481,50 mil
Pessoal (salários, remunerações e benefícios).	R\$ 1.682,00 mil
Aluguéis e seguros dos veículos para apoio operacional e manutenção.	R\$ 48,00 mil
Serviços de utilidade pública: energia, água, luz e esgoto	R\$ 21,50 mil
Despesas administrativas: impostos e taxas, material de escritório, viagens, refeições, alojamento	R\$ 1.730,00 mil
Sistema de proteção catódica	R\$ 22,40 mil
Manutenção rotineira e operação do sistema de proteção catódica	
Avaliação da integridade do revestimento externo	
Compressores / Estações de compressão	R\$ 0,00
Manutenção rotineira e operação dos compressores e das estações de compressão	
Combustíveis (gasolina), para alimentação dos compressores principais do duto	
Lubrificantes	
Limpeza do duto	R\$ 73,00 mil
Aquisição e passagem de <i>pigs</i> de limpeza, passagem de <i>pigs</i> instrumentados e detecção e localização de vazamentos	
Faixa de servidão	R\$ 69,00 mil
Manutenção preventiva e conservação da faixa de passagem do duto.	
Outras manutenções	R\$ 692,00 mil
Manutenção rotineira e operação das instalações de medição.	
Manutenção rotineira e operação das válvulas de bloqueio, com operador presente no centro de controle do duto.	
Manter em operação contínua a central de supervisão e controle do sistema de dutos.	
Manutenção dos sistemas SCADA e de comunicação.	
Outros custos	R\$ 155,00 mil
Treinamento de operadores	
Manutenções preventivas das demais instalações e equipamentos	
Outras despesas (inspeções geológicas, renovação da licença de operação, sistema alternativo de backup, atender e cumprir programa de conformidade ao padrão de integridade).	

Em suma, as Tabelas 5.8, 5.9 e 5.10 apresentam as estimativas realizadas pela EPE do investimento (CAPEX) e dos custos operacionais (OPEX) do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II necessárias ao cálculo da tarifa máxima visando à Chamada Pública. O CAPEX estimado pela EPE é de R\$ 112,32 milhões. Já o OPEX monta à R\$ 4,49 milhões ao ano. Nesta fase de projeto, assume-se que os custos apresentam um nível médio de incerteza de -15% a +20%, em conformidade com as boas práticas de engenharia (AACE, 2011).

Cabe destacar que alguns dos valores apresentados pelo Agente Provocador na sua planilha orçamentária não incluem todos os impostos incidentes, bem como o valor do frete dos tubos (vide Tabela 5.8). Isto ocorre porque os fornecedores e os locais de origem de alguns materiais ainda não estão definidos. Na avaliação da EPE, foram incluídos todos os impostos incidentes sobre cada item, uma vez que o valor do orçamento estimado será usado para a definição da tarifa máxima pelo Órgão Regulador, visando à Chamada Pública.

As alterações assumidas pela EPE baseiam-se no princípio de promoção da competição na licitação (evitar direcionamento e/ou restrições competitivas), de forma a não pressupor eventuais resultados de negociação entre o Agente Provocador e o vencedor do certame em itens não cobertos pela Resolução ANP nº. 42/2012. Particularmente, foram contabilizados: (i) os custos relativos à construção de uma edificação para abrigar uma EMED junto à UPGN do COMPERJ, pois se entende que esta área pode ser declarada de utilidade pública; (ii) a construção de uma edificação para a instalação da segunda EMED e ligação com o duto GASDUC III no terreno pertencente ao Agente Provocador, onde já se encontra a estação de entrega de Guapimirim; (iii) um sexto do custo da licença prévia obtida pelo Agente Provocador para o conjunto de seis dutos na mesma faixa; (iv) um sexto do custo da faixa de servidão existente, por considerar-se que este é o valor justo a ser pago pelo compartilhamento, nos moldes da Resolução ANP nº. 42/2012; e (v) um sexto do custo de construção das duas pontes construídas pela Petrobras, considerando eventuais negociações entre o Agente Provocador e o vencedor da licitação.

Com base nestas considerações, o próximo capítulo aborda a análise propriamente dita da viabilidade técnica e econômica do gasoduto.

6. ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DO GASODUTO

Para verificar a viabilidade técnica e econômica do gasoduto proposto, conforme requer a Portaria MME nº. 94/2012, a EPE estimou a tarifa de transporte do gasoduto COMPERJ-Guapimirim II em US\$ **0,04/MMBtu**⁹. Para calcular esta tarifa, utilizaram-se os valores de CAPEX e OPEX encontrados pela EPE, aplicando-se a abordagem de Fluxo de Caixa Descontado.

Foi considerado um conjunto de parâmetros que cobre os aspectos de natureza financeira e tributária¹⁰, apresentados abaixo:

- Vida útil do projeto: 30 anos¹¹.
- Considerou-se a vazão máxima durante todo o período contratual, de 30 anos;
- Foi adotado um período de 13 meses para os investimentos na implementação do gasoduto. A operação do gasoduto ocorre a partir do 14º mês¹². O cronograma de desembolso é apresentado na Tabela 7.1;
- Tarifa postal onde o preço por unidade de gás (1 m³ ou 1 Btu) é uniforme e independente da distância percorrida;
- Depreciação (linear): adotou-se um período médio de depreciação igual a 25 anos civis, resultando uma taxa média equivalente a 4% a.a.;
- Taxa Mínima de Atratividade (TMA) = 7,5% ao ano;
- Custo do capital próprio = 9,64% ao ano;
- Taxa de juros = 7,89% ao ano em termos reais, considerando 100% do financiamento proveniente do BNDES para itens financiáveis de origem nacional, admitindo os repasses do BNDES na proporção 50% (direto)/50% (indireto).
- Percentual financiado: o percentual utilizado nos cálculos foi da ordem de 52,77% do investimento total;

⁹ Ressalte-se que, conforme Art. 13º, § 2º, da Lei nº. 11.909/2009, as tarifas máximas de transporte de gás natural a serem pagas pelos carregadores para o caso dos gasodutos objeto de concessão serão estabelecidas pela ANP no processo de Chamada Pública.

¹⁰ Conforme estimativas da EPE baseadas na metodologia WACC (Weighted Average Capital Cost). Vide: EPE (2012b).

¹¹ Este prazo está aderente ao período de concessão proposto para novos gasodutos conforme o Decreto nº 7.382/2010 que regulamenta a Lei nº 11.909/2009.

¹² Considerou-se que o desembolso relativo a cada item seguiu uma distribuição normal durante seu tempo de realização, que, por sua vez, foi estimado com base em informações obtidas por meio de consultoria e na literatura (IPLOCA, 2009; McAllister, 2009).

- Imposto de Renda de Pessoa Jurídica – IRPJ: 25% do Lucro antes do Imposto de Renda – LAIR anual;
- Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL: 9,0% do LAIR anual.
- No que se refere ao IRPJ e CSLL, considerou-se o regime de tributação denominado Lucro Real. Os prejuízos (fiscais) apurados em cada período foram contemplados, para efeito de compensação, considerando o limite legal de 30% (trinta por cento), previsto no art. 510, do Regulamento do Imposto de Renda – RIR/99. Adicionalmente, os resultados fiscais foram projetados com o efeito da remuneração dos juros sobre o capital próprio, calculados com base na variação das taxas de juros de longo prazo sobre o patrimônio líquido projetado.

A tarifa calculada pela EPE foi utilizada para avaliar a competitividade no mercado do gás natural a ser fornecido pelo projeto em Provocação. Para tal, adotou-se como referência o preço do Gás Natural Liquefeito (GNL) atualmente importado no Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara (TRBG). Isto porque o gás natural fornecido pelo projeto em Provocação ou deslocará a oferta de GNL que já atende o mercado (conforme mencionado pelo Agente Provocador) ou atenderá a volumes adicionais que poderiam ser supridos por GNL¹³.

Assim, para ser competitivo, o preço do gás natural especificado do projeto proposto tem de ser igual ou menor do que o preço do GNL importado pelo TRBG.

A avaliação de competitividade realizada pela EPE é apresentada na Tabela 6.1. O preço médio do gás natural do Pré-Sal foi estimado pela EPE com base em diversas fontes e estudos¹⁴.

¹³ Entende-se que, para o GNL entrar no mercado, o mesmo já é competitivo com o óleo combustível. Assim, é condição suficiente que o gás natural do projeto do Agente Provocador seja competitivo em relação ao GNL.

¹⁴ Vide: ANADARKO (2012), ANP (2012), BILL BARRETT (2012), BP (2012), BRASIL (2009b), CHEVRON (2012), CONOCO-PHILLIPS (2012), CREDIT SUISSE (2012), EIA (2012), EPE (2012a), HOWARD WEIL (2011), EXXON MOBIL (2012), GAS ENERGY (2011), PETROBRAS, (2012) e SHELL (2012).

Tabela 6.1: Comparação entre as estimativas de preço para o GNL atualmente importado no TRBG e para o gás do Pré-Sal ao aportarem na malha

Gás natural regaseificado no Terminal da Baía de Guanabara.	
Preço FOB do GNL importado no mercado <i>spot</i>	US\$ 13,19 /MMBtu ¹
Frete Marítimo + Taxas Alfandegárias	US\$ 1,78 / MMBtu ²
Custo da regaseificação do GNL no Terminal da Baía de Guanabara	US\$ 0,73 / MMBtu ³
Preço final do gás natural regaseificado, no GASDUC III	US\$ 15,71 /MMBtu
Gás natural do pré-sal processado no COMPERJ	
Preço médio do gás natural do Pré-Sal processado no COMPERJ	US\$ 11,36 /MMBtu ⁴
Tarifa de transporte através do gasoduto COMPERJ-Guapimirim II	US\$ 0,04 /MMBtu ⁵
Preço final do gás natural processado no COMPERJ, no GASDUC III	US\$ 11,40 /MMBtu

Fonte: Elaboração própria EPE.

¹ MME (2013).

² EPE (2013).

³ NERA (2011).

⁴ Elaboração própria EPE a partir de diversas fontes.

⁵ Tarifa de transporte calculada apenas para EVTE.

Conforme pode ser visualizado na Tabela 6.1, pelas estimativas da EPE, o gás natural processado no COMPERJ será menor ou igual ao preço do GNL importado através do TRBG, definindo a viabilidade do gasoduto COMPERJ-Guapimirim II.

7. CRONOGRAMA FÍSICO-FINANCEIRO DO PROJETO

A Tabela 7.1 apresenta o cronograma físico-financeiro do projeto, elaborado pela EPE¹⁵. Os valores apresentados levam em conta o investimento total e as características do projeto estimado pela EPE.

No período pré-licitatório (meses 1, 2, 3 e 4), foram considerados os custos de Projeto de Engenharia relativos aos estudos que embasam o gasoduto de referência. Após a licitação (fase de implementação), no primeiro mês, foram contemplados os desembolsos referentes: (i) à elaboração do projeto executivo, (ii) ao ressarcimento do Agente Provocador quanto ao compartilhamento da faixa de servidão e estruturas de passagem e (iii) ao início da etapa de aquisição dos materiais da obra (com duração prevista de 6 meses). A EPE estimou o prazo de 13 meses, a partir da licitação, para o início da operação do gasoduto. A curva de desembolso é apresentada na Figura 7.1.

¹⁵ Cabe destacar que o Agente Provocador apresentou um cronograma físico-financeiro compatível com o estimado pela EPE.

Tabela 7.1: Cronograma físico-financeiro estimado pela EPE

CRONOGRAMA FÍSICO-FINANCEIRO DO GASODUTO ITABORAÍ/RJ-GUAPIMIRIM/RJ

Mês	1	2	3	4	LICITAÇÃO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
Projeto de Engenharia ¹																				
Suprimentos																				
C&M																				
Comissionamento / Testes / Pré-Operação ¹																				
Administração da Obra																				
Benefícios e despesas indiretas																				

Nota: ¹ Referem-se apenas aos meses de elaboração dos documentos e nos quais há desembolso de capital, porém estas atividades podem fazer uso de alguns dados que foram obtidos anteriormente em outra etapa, ou ainda requerer prazos adicionais relativos à verificação dos documentos recebidos, aprovação dos mesmos, e possíveis revisões.

Mês	1	2	3	4	LICITAÇÃO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13				
Projeto de Engenharia ¹	498	654	810	654			498	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	346	3.461	
Custos de compartilhamento	-	-	-	-			814	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	814
Liberação de Faixa / Terrenos ²	-	-	-	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suprimentos	-	-	-	-			1.083	2.841	5.033	5.033	2.841	1.083	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.914
C&M	-	-	-	-			-	-	-	1.779	3.180	6.113	9.048	10.311	9.048	6.113	3.180	1.779	-	-	-	50.552
Comissionamento / Testes / Pré-Operação	-	-	-	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.073
Administração da Obra	-	-	-	-			293	769	1.363	1.845	1.631	1.949	2.450	2.793	2.450	1.656	861	482	291	18.834		
Benefícios e despesas indiretas	-	-	-	-			307	804	1.425	1.928	1.704	2.037	2.561	2.919	2.561	1.731	900	504	304	19.685		
Soma / Mês	498	654	810	654			2.996	4.414	7.821	10.586	9.356	11.183	14.059	16.022	14.059	9.499	4.942	2.765	2.014	112.333		
Acumulado	498	1.153	1.963	2.617		5.612	10.027	17.848	28.434	37.790	48.972	63.032	79.054	93.113	102.613	107.554	110.319	112.333	112.333			

* em R\$ mil

Notas: ¹ Inclui projeto executivo e documentos "como construído" (as-built).

² Estes custos estão incluídos em "Custos de Compartilhamento".

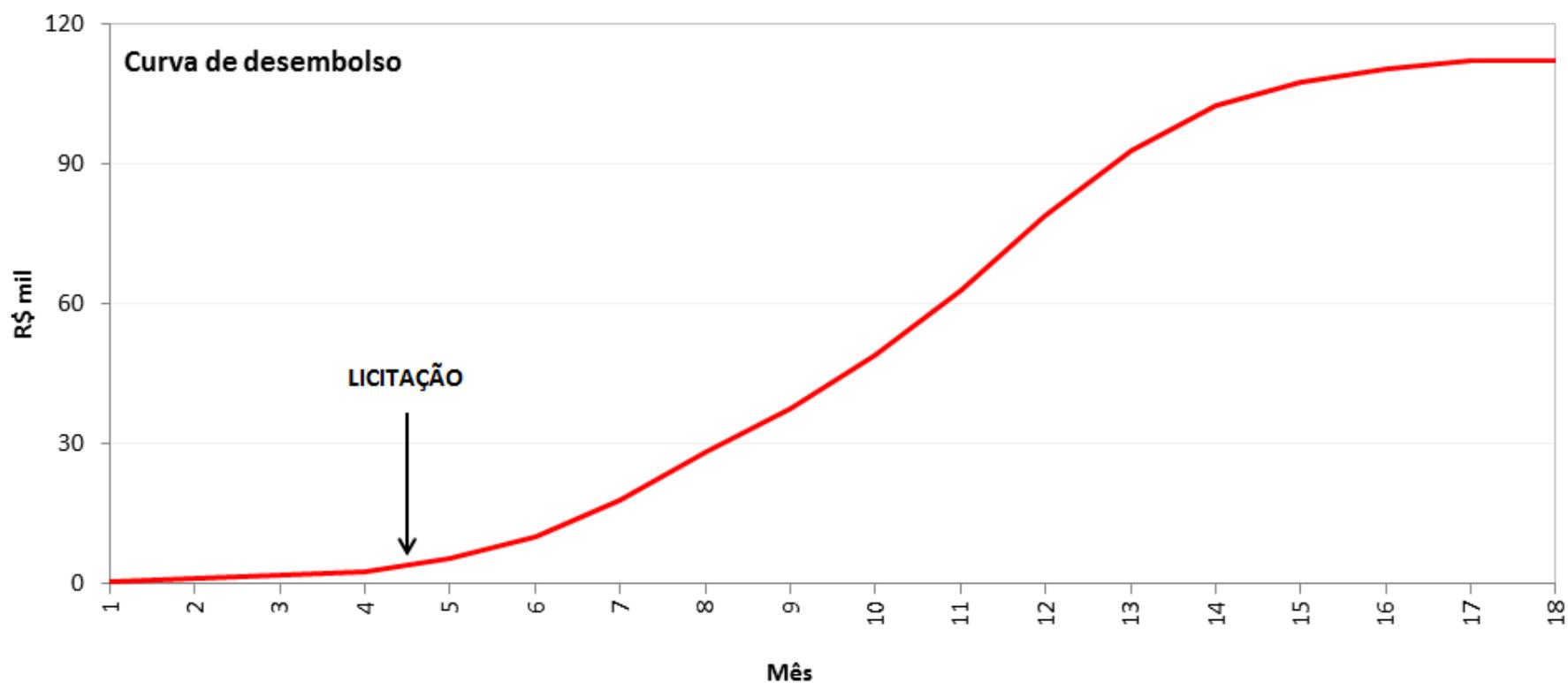


Figura 7.1 - Cronograma físico-financeiro estimado pela EPE

8. IMPACTO DO GASODUTO NA MALHA DE TRANSPORTE DUTOVIÁRIO

Os critérios de dimensionamento de dutos devem obedecer às normas técnicas vigentes, às boas práticas de engenharia para projeto, construção e montagem, e ao marco regulatório estabelecido. Para o estudo do impacto na malha de transporte existente, a inserção do novo duto deve igualmente atender aos critérios estabelecidos nas projeções de oferta e demanda de gás natural, de modo a atender às necessidades de infraestrutura planejadas. Desse modo, os estudos de impacto do gasoduto abrangem aspectos de dimensionamento de engenharia, bem como aspectos de planejamento.

A principal norma nacional utilizada como referência para o dimensionamento do novo duto é a ABNT NBR 12.712-1:2002 - "Projeto de sistemas de transmissão¹⁶ e distribuição de gás combustível". Abaixo os principais conceitos apresentados pela norma e que são utilizados no presente trabalho:

Pressão de projeto: Pressão usada na determinação de espessura de parede do duto e dos componentes de tubulação. *É uma pressão fixada a partir de condições de fluxo do sistema de gás.*

Máxima Pressão de Operação (MPO): maior pressão na qual um sistema sob condições normais é operado.

Máxima pressão admissível (MPOA): maior pressão na qual um sistema de gás pode ser operado de acordo com as provisões desta norma, em função de sua qualificação por ensaio de pressão.

Temperatura de projeto: temperatura de escoamento do gás usada para o dimensionamento mecânico do gasoduto. É uma temperatura fixada a partir das condições de fluxo no sistema de gás.

Tensão de escoamento: Tensão na qual o material apresenta deformação permanente quando submetido a ensaio de tração; é também, para alguns materiais, a tensão que no diagrama tensão-deformação corresponde a uma deformação especificada.

Segundo Freire et al (2009)¹⁷, "... a ideia central para o dimensionamento de um duto é garantir que, em qualquer situação, o valor da tensão circunferencial gerada pela pressão interna mantenha certo grau de afastamento da tensão especificada para início de escoamento do material [da tubulação], considerando que, pressurizado e, semelhantes condições, possa o fluido ficar contido indefinidamente dentro deste duto (...). A *pressão máxima de operação*¹⁸ é a maior pressão a que um ponto do duto é

¹⁶ A norma utiliza preferencialmente o termo transmissão como sinônimo de transporte. Ver item 3.1.2 do capítulo de definições.

¹⁷ FREIRE, J.L.F. (ORG.). Engenharia de dutos., p. 9.3. Rio de Janeiro. Editora ABCM, 2009.

¹⁸ O termo Máxima pressão de operação (MPO) equivale ao termo Pressão Máxima de Operação (PMO). Ambos são utilizados em documentos técnicos com o mesmo sentido (ver norma ABNT 15.280).

submetido em *condições normais de operação*, no regime de escoamento permanente ou na condição estática."

A pressão máxima de operação no trecho de interconexão do gasoduto proposto é a mesma da pressão máxima de operação do GASDUC III, que é de 100 kgf/cm², conforme informado no relatório de informações ao órgão regulador disponíveis na página do transportador do GASDUC III¹⁹. Assim, isso equivale a dizer que em *condições normais de operação* a pressão máxima de operação do duto é de 100 kgf/cm². Essa mesma condição deve ser utilizada como referência para pressão de projeto para cálculo de espessura de parede e de seleção de materiais construtivos do duto, acessórios de tubulação e de equipamentos.

Ainda segundo Freire: "A pressão é o mais importante carregamento que atua no duto. O valor de pressão usado no dimensionamento da espessura da parede do duto é o correspondente à pressão de projeto. Por sua vez, a pressão de projeto para um trecho de duto deve ser igual ou superior à pressão máxima de operação neste trecho". Vale ressaltar que o dimensionamento do duto ocorre na condição de MPO.

Assumi-se como premissa que o duto opera em plena carga, não existindo vazões intermediárias no *ramp-up*. No PDE 2012-2021 (EPE, 2012a), já havia sido identificado um excedente de produção líquida potencial do Pré-Sal sobre a capacidade instalada de processamento de gás natural, de modo que seria preciso ampliar a capacidade de processamento de gás natural para suprimento da malha. Na ocasião, foi considerado que o gás proveniente do Pré-Sal seria processado por meio da ampliação das UPGNs no terminal de Cabiúnas, localizado em Macaé/RJ e escoaria através do GASDUC III para a Região Metropolitana do Rio de Janeiro. O excedente de produção líquida de gás natural se mantém no PDE 2013-2022.

A Petrobras definiu que o escoamento da produção de gás natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos será feito pela chamada "Rota 3" (Rota Maricá), que será orientada para Maricá/RJ. Essa rota de escoamento foi a utilizada pelo Agente Provocador para suprimento do COMPERJ, onde serão localizadas as UPGNs que farão o tratamento do gás escoado pela Rota 3.

O conjunto de UPGNs localizado no COMPERJ terá capacidade final de tratamento de 21 milhões m³/d até o ano de 2022, hipótese considerada na presente avaliação. Parte desse gás deverá ser consumida no COMPERJ, de modo que foi considerada a vazão máxima pretendida pelo Agente Provocador de 17 milhões m³/d para avaliar o dimensionamento do duto.

A pressão de operação considerada do duto proposto foi de 100 kgf/cm² e o comprimento de 11 km. As normas de referência utilizadas pela EPE foram a ABNT NBR-12.712 e ASME B 31.8..

¹⁹ Disponível em 19/11/2013 em <http://tag.petrobras.com.br/main.jsp?lumChannelId=8A95ECEB2260CD61012266064C477B86>

8.1. Dimensionamento hidráulico do projeto pelo Agente Provocador

O proponente apresentou o dimensionamento termo-fluido-hidráulico do projeto Guapimirim-Comperj II realizado com o *software Pipeline Studio* da *Energy Solutions* na versão 3.2.

O provocador considerou as vazões mínima e máxima de 2 e 17 milhões de m³/d para escoamento de gás com composições típicas de correntes à jusante das UPGNs (já tratadas) e pressão de projeto de 100 kgf/cm². A pressão normal de entrada pelo ponto de interconexão ao GASDUC III foi igualmente de 100 kgf/cm². O proponente considerou ainda a contrapressão mínima de 60 kgf/cm².

As variações da temperatura local foram consideradas nas simulações propostas para o ambiente, o solo e para o gás com base no histórico de temperaturas da região, o que gerou a necessidade de informações para cálculo da transferência de calor ao longo do duto e de seus revestimentos (polietileno e concreto). O material definido para a tubulação foi aço API 5L X-70, com limite mínimo de tensão de escoamento 70.000 psi, sem sobre-espessura para corrosão e com sobre-espessura nos trechos onde a classe de locação assim requisitava.

O resultado das simulações indicou diâmetro nominal obtido pelas simulações foi de 24 polegadas. A pressão de injeção do gás na malha nas condições de máxima vazão ocorre na ordem de 96 a 97 kgf/cm². Na condição de vazão mínima a pressão no ponto de interconexão atinge valores informados de 99,95 kgf/cm².

Vale notar que os dados de simulação do proponente apresentam detalhamento avançado de dados de operação, tais como temperaturas de operação, que na fase de projeto conceitual têm baixo impacto no resultado, em virtude das imprecisões inerentes dessa fase do projeto.

8.2. Dimensionamento realizado pela EPE

Para realizar o dimensionamento e para avaliar o impacto da entrada do gasoduto na malha integrada foram realizadas simulações termo-fluido-hidráulicas utilizando o programa *PipelineStudio da Energy Solutions* na versão 3.3.0.5 no módulo TGNET.

O dimensionamento de dutos tem relação direta com as perdas de energia decorrentes do atrito em contato com as paredes internas do duto. Essa perda de energia, também conhecida como perda de carga, se traduz na queda de pressão ao longo do duto em razão do escoamento. A queda de pressão é o principal critério para a definição do diâmetro do duto. A primeira relação econômica no

dimensionamento do duto decorre da minimização das perdas de carga. Quanto maiores as perdas de carga, maior o gasto energético para a manutenção da pressão do sistema.

Segundo Mohitpour et al. (2000)²⁰, a queda de pressão máxima no projeto de duto deve ficar entre os padrões estabelecidos de 15 a 25 kPa/km. Valores muito abaixo desses mínimos tendem a estabelecer dutos superdimensionados. Valores acima indicam perdas excessivas de energia em função do atrito. Esses valores foram utilizados como referência pela EPE para o cálculo de diâmetro dos dutos.

Nos estudos da EPE foram consideradas as temperaturas de referência de 20°C e a pressão de 1 atm. O material definido para a tubulação foi aço API 5L X-70, com limite mínimo de tensão de escoamento 70.000 psi, sem sobre-espessura para corrosão.

Inicialmente é realizado o cálculo do diâmetro do duto que atende as condições de perda indicadas. O duto é calculado sem a contrapressão da malha. A tabela a seguir mostra os valores obtidos de queda de pressão para os diâmetros estudados pela EPE para dutos isolados da malha utilizando o programa *Pipeline Studio*:

Tabela 8.1: Queda de pressão em função dos diâmetros estudados

Diâmetro (polegadas)	20	22	24	26	28
Queda de pressão (kgf/cm ²)	8,47	4,66	2,65	1,40	0,76
Queda de pressão/km (kgf/cm ²)	0,77	0,42	0,24	0,13	0,07

Fonte: Elaboração EPE.

Observa-se que apenas o duto de 24 polegadas enquadra-se em ambos os critérios de valores mínimo e máximo de queda de pressão para a vazão estabelecida, embora o duto de 26 polegadas esteja próximo dos limites estabelecidos.

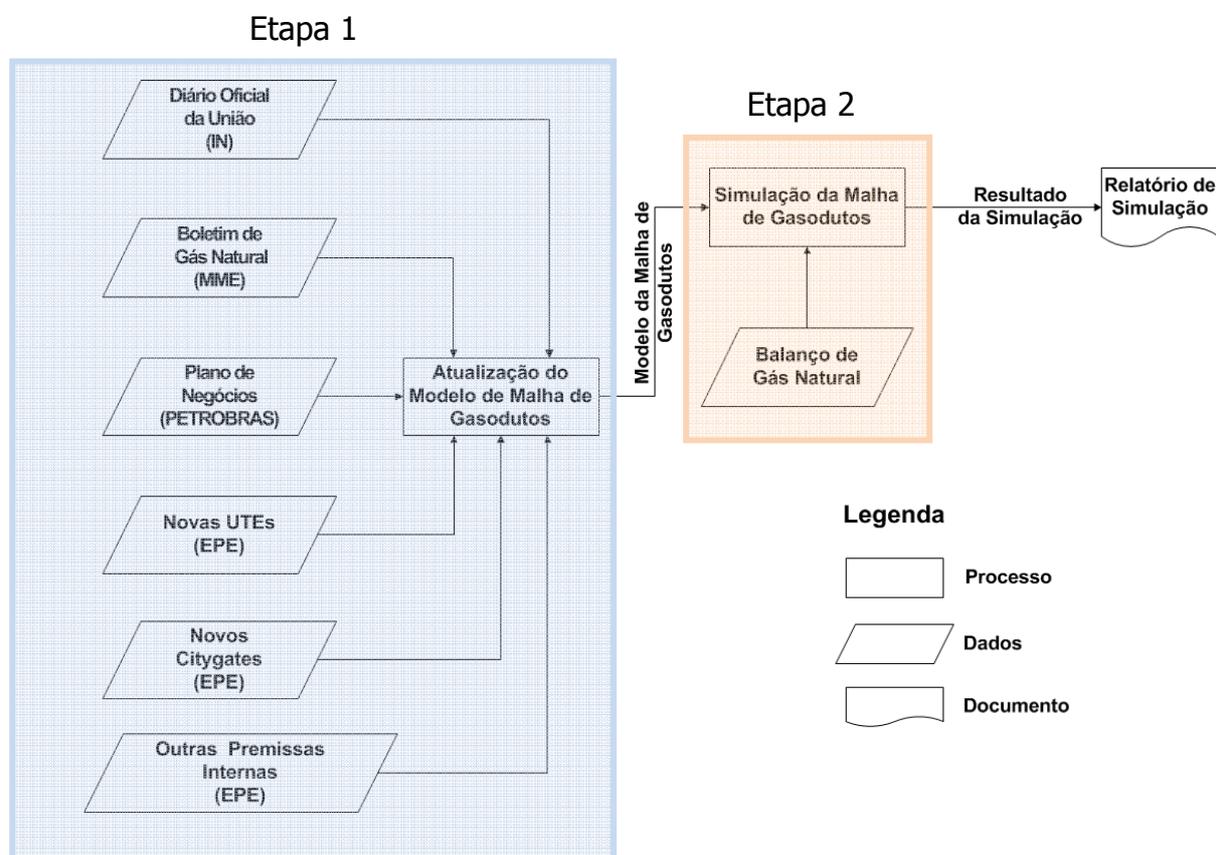
De qualquer forma, de posse desses resultados de dimensionamento, foram analisados os impactos da inserção do duto na malha integrada no ano de 2022 considerando-se os diâmetros de 22, 24 e 26 polegadas.

8.3. Impacto da entrada do duto em relação à malha

A avaliação do impacto do gasoduto na malha assume como cenário a condição mais crítica de escoamento a que o duto poderá ser submetido no horizonte de estudo (critério da demanda máxima de gás natural). Foram consideradas como referência as condições de oferta ao mercado de gás natural

²⁰ MOHITPOUR, M., GOLSHAN H., MURRAY A (2000), *Pipeline Design & Construction: a practical approach*. New York: American Society of Mechanical Engineers, 2000

no ano 2022, bem como as de demanda potencial declaradas para os estudos do PDE 2013-2022. A Figura 8.1 detalha o fluxo de informações envolvido na simulação.



Fonte: Elaboração EPE

Figura 8.1 - Representação do fluxo de obtenção de informações para simulação da malha de gasodutos pelo Pipeline Studio

Fonte: Elaboração EPE.

Resultados

A pressão de injeção do gás na malha nas condições de máxima vazão obtidas no estudo da malha integrada ocorre na ordem de 96 kgf/cm².

As simulações termo-fluido-hidráulicas realizadas para o ano de 2022 revelam que a entrada do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II não desequilibra a infraestrutura da malha integrada. O principal resultado da entrada do novo gasoduto operando com o volume máximo de gás transportado do COMPERJ para a malha (GASDUC III) será o deslocamento da importação de GNL no terminal de regaseificação da Baía de Guanabara/RJ, reduzindo a quantidade de gás importado por esse meio.

O gasoduto em referência não altera a oferta para a região Nordeste, que será majoritariamente atendida pelos pontos de oferta do Terminal de GNL na Bahia e do Terminal Cabiúnas, em Macaé/RJ. Considera-se que a Região Sudeste irá direcionar o gás natural excedente (decorrente da entrada do duto) preferencialmente em direção ao Sul do País, que apresenta expressivo aumento de demanda no horizonte decenal estudado.

Dessa maneira, o gasoduto de 24 polegadas atende às necessidades acima especificadas de demanda. O impacto principal de sua entrada implica a alteração do regime de importação de GNL por meio do terminal da Baía de Guanabara.

A interligação do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II não acarreta prejuízos ao funcionamento do sistema, nem cria gargalos de infraestrutura no caso de uso total da capacidade do projeto proposto.

Vale ressaltar que a vazão real a ser transportada só será conhecida após a chamada pública. De posse das informações obtidas na chamada pública, alcança-se a etapa de se realizar a otimização do projeto, quando o diâmetro do duto deverá ser recalculado ou ratificado.

Não por outro motivo, Mohitpour et al. (2000) afirmam que:

"the economic feasibility of a pipeline project is usually established before any optimization takes place. One criterion that is often used for acceptance or rejection of a project is the expected rate of return of the invested capital. Once the feasibility is proven, optimum choices between line size and pumping/compression requirements are determined."

Em suma, pode-se concluir que o gasoduto com diâmetro de 24 polegadas, além de seguir as boas práticas de engenharia preconizadas pela norma ABNT 12.712 e de não criar desequilíbrios na infraestrutura da malha integrada, atende ao princípio de modicidade tarifária e é adequado para o gasoduto de referência a ser utilizado no processo de chamada pública.

9. CONVENIÊNCIA DA CONSTRUÇÃO PROPOSTA

A EPE considera conveniente a construção do projeto do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II proposto pela Petrobras por meio do requerimento (Protocolo nº 48380.000192/2013-00) no âmbito da Portaria do MME nº 94/2012.

O projeto apresentado tem fundamentação e viabilidade técnica e econômica e sua caracterização e análise socioambientais são adequadas. Ademais, o impacto do gasoduto na malha integrada é favorável, não implicando prejuízos ao funcionamento do sistema ou restrições na infraestrutura de transporte. Dessa forma, a EPE entende que o projeto em questão já consiste no gasoduto de referência.

A EPE concluiu que o gasoduto a ser proposto visando à Chamada Pública tem as seguintes características: **11 km de extensão, diâmetro de 24 polegadas, pressão máxima de operação de 100 kgf/cm² e vazão máxima de gás natural de 17 milhões Nm³/dia.**

O valor do investimento total (CAPEX) do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II a ser adotado pela ANP visando à definição de tarifa máxima para a Chamada Pública é de **R\$ 112,32 milhões**. Já os custos operacionais (OPEX) montam a **R\$ 4,49 milhões ao ano**.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AACE. American Association of Cost Engineers, (2011). International Recommended Practice No. 18R-97, 2011. Disponível em <<http://www.aacei.org/non/rps/18R-97.pdf>>, acesso em: Maio/2013.
- ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas (1993). NBR 12.712: *Projeto de Sistemas de Transmissão e Distribuição de Gás Combustível*. Rio de Janeiro, 1993.
- ANADARKO PETROLEUM CORPORATION, (2012). 2012 Annual Report. Disponível em: <http://www.anadarko.com/Home>. Acesso em: Julho/2013.
- ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2006). *Metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital aplicável a atividade de transporte de gás natural no Brasil*. Nota Técnica nº 027/2006-SCM, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural, ANP. Novembro de 2006.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2012). *Gás Natural*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: Janeiro/2013.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2012). *Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural - BMP*. Desenvolvimento e Produção, ANP, Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=36407>>. Acesso em: Fevereiro/2013.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2012). *Gás Natural e Desenvolvimento*. Apresentação realizada em 21 junho de 2012, pela Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, na 2ª Etapa do Simpósio "Plano de Desenvolvimento Industrial Regional", organizado por FIEMG Regional de Vale Rio Grande.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2011). Resolução nº. 44, de 18 de agosto de 2011. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2011/agosto/ranp%2044%20-%202011.xml>. Acesso em: Outubro/2013.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2012). Resolução nº. 42, de 10 de dezembro de 2012. Disponível em: <<http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>>. Acesso em: Março/2013.
- BAETA, André P., (2012). *Orçamento e Controle de Preços de Obras Públicas*. São Paulo: Editora PINI, 2012, 456p.
- BILL BARRETT CORPORATION. 2012 Annual Report. Disponível em: www.billbarrettcorp.com. Acesso em: Julho/2013.
- BP. British Petroleum, (2012). Financial and Operation Information 2008-2012. Disponível em: <http://www.bp.com/>. Acesso em: Julho/2013.
- BRASIL. Presidência da República Federativa do Brasil, (2009a). Lei nº. 11.909, de 4 de março de 2009. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l11909.htm>. Acesso em: Março/2013.
- BRASIL. Presidência da República Federativa do Brasil, (2009b). Os desafios do Pré-Sal. Disponível em: <livroaberto.ibict.br/bitstream/1/712/1/desafios_pre_sal_conselho.pdf>. Acesso em: Julho/2013.
- BRASIL. Presidência da República Federativa do Brasil, (2010). Decreto nº. 7.382, de 2 de dezembro de 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Decreto/D7382.htm>. Acesso em: Março/2013.
- CHEVRON CORPORATION, (2012). 2012 Annual Report. Disponível em: www.chevron.com/AnnualReport2012. Acesso em: Julho/2013.
- CONOCO PHILLIPS, (2012), 2012 Annual Report. Disponível em: <http://www.conocophillips.com/Pages/default.aspx>. Acesso em: Julho/2013.
- CREDIT SUISSE, (2012). US Natural Gas Reservoir. Disponível em: <http://www.credit-suisse.com/researchandanalytics>. Acesso em: Julho/2013.
- EIA. Energy International Agency, (2012). How much does it cost to produce crude oil and natural gas? Disponível em: www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=367&t=5 Acesso em: Agosto/2012.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, (2012a). *Plano Decenal de Energia 2021. Versão em consulta pública*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/20120924_1.pdf>. Rio de Janeiro, 2012. Acesso em: Dezembro/2012.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, (2012b). Metodologia e Cálculo do Custo de Capital de Projetos de Transporte de Gás Natural no Brasil. Nota Técnica DEA 21/12. Rio de Janeiro. Dezembro/2012. 27p.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, (2013). *Ofício 157/EPE/2013*, enviado em 21 de março de 2013. Requerimento de Construção do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II – Solicitação de esclarecimentos adicionais. Processo nº. 48000.000086/2013-21.

EXXON MOBIL, (2012). Financial and Operating Review. Disponível em: <http://www.exxonmobil.com>. Acesso em: Julho/2013.
FIRJAN. Federação das Indústrias do Estado Do Rio De Janeiro, (2008). COMPERJ: Potencial de Desenvolvimento Produtivo. Estudos para o desenvolvimento do estado do Rio de Janeiro. Elaboração Técnica Fundação Getúlio Vargas. Maio, 2008. 44p.

FREIRE, José Luiz .F. (ORG.). Engenharia de dutos, p. 9.3. Rio de Janeiro. Editora ABCM, 2009.

GAS ENERGY, (2011). Cenário de Oferta e Demanda de GN Foco no Estado do RJ. Disponível em: <<http://www.adrio.org.br/site/admin/uploads/projetos/1316112745.pdf>>. Acesso em: Julho/2013.

HOWARD WEIL INCORPORATED. 2011 F&D Cost Study. Disponível em: www.howardweil.com/docs/Reports/Conference/2011-FDStudy.pdf. Acesso em: Agosto/2013.

INEA. Instituto Estadual do Ambiente, (2012). Licença Prévia do sistema de dutos do COMPERJ. LP nº. IN020511.

MCALLISTER, E. W. [Editor]. *Pipeline Rules of Thumb – Handbook*. Oxford/Inglaterra. Gulf Professional Publishing, 2009, 747p.

MME. Ministério de Minas e Energia, (2012). *Preços e Competitividade – Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Nº. 66, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Ministério de Minas e Energia. Brasília, DF, setembro 2012. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 21 jan. 2013.

MME. Ministério de Minas e Energia, (2012b). *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Nº. 69, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Ministério de Minas e Energia. Brasília, DF, Dezembro 2012. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: Março/2013.

MOHITPOUR, M., GOLSHAN H., MURRAY A (2000), Pipeline Design & Construction: a practical approach. New York: American Society of Mechanical Engineers, 2000

NERA Economic Consulting, (2011). Macroeconomics Impacts of LNG Exports from United States. Disponível em: www.nera.com. Acesso em: Junho/2012.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A., (2012). *Plano Estratégico Petrobras 2020 - Plano de Negócios e Gestão 2012 – 2016*. Relacionamento com Investidores, Petrobras, Rio de Janeiro. Agosto de 2012. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/detalhamento-do-plano-de-negocios-2012-2016-de-gas-e-energia.htm>>. Acesso em: 08 fev. 2013.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A., (2013). *Ofício GE-LPGN 001/2013*, enviado em 11 de janeiro de 2013. Requerimento de Construção do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II. Processo nº. 48380.000035/2013-00.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A., (2013). *Ofício GE-LPGN 007/2013*, enviado em 10 de abril de 2013. Requerimento de Construção do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II – Solicitação de esclarecimentos adicionais. Processo nº. 48000.000086/2013-21.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A., (2012). Análise financeira e demonstrações contábeis. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/rs2012/>. Acesso em: Julho/2012.

SHELL. Royal Dutch Shell, (2012). Royal Dutch Shell plc Annual Report and Form 20-F for the year ended December 31, 2012. Disponível em: reports.shell.com/annual-report/2012. Acesso em: Julho/2012.

TCU. Tribunal de Contas da União, (1999). Auditoria. Companhia Docas do Rio Grande do Norte. Área de contratos. Irregularidade no cálculo de Benefício e Despesas Indiretas na apuração final do custo da obra. Conversão do processo em Tomada de Contas Especial. Citação. Fixação de prazo para correção do cálculo do BDI. Decisão nº 255 – Primeira Câmara. Companhia Docas do Rio Grande do Norte. Relator: Ministro Walton Alencar. 16 nov. 1999.

TCU. Tribunal de Contas da União, (2007). Administrativo. Critérios de aceitabilidade do Lucro e Despesas Indiretas - LDI em obras de linhas de transmissão e subestações de energia elétrica. Aprovação de valores referenciais. Orientações às unidades técnicas. Acórdão nº 325 – Plenário. Tribunal de Contas da União. Relator: Ministro Guilherme Palmeira. 14 mar. 2007.

TCU. Tribunal de Contas da União, (2011). Administrativo. Adoção de valores referenciais para taxas de Benefício e Despesas Indiretas – BDI para diferentes tipos de obras e serviços de engenharia e para itens específicos para a aquisição de produtos. Orientações às unidades técnicas. Determinação à SEGECEX que constitua grupo de trabalho interdisciplinar com vistas a efetuar a verificação da adequabilidade dos parâmetros utilizados e da representatividade das amostras selecionadas, tanto no âmbito destes autos quanto no estudo que originou o acórdão n. 325/2007 – Plenário. Acórdão nº 2.369 – Plenário. Tribunal de Contas da União. Relator: Ministro Marcos Bemquerer Costa. 31 ago. 2011.