



ANÁLISE ESTATÍSTICA DE CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO DE OLEODUTOS E GASODUTOS NO BRASIL

Superintendência de Infraestrutura e Movimentação

SIM

Setembro de 2019

Diretoria Técnica

José Cesário Cecchi

Superintendente de Infraestrutura e Movimentação

Helio da Cunha Bisaggio

Superintendente Adjunta

Luciana Rocha de Moura Estevão

Assessor

Mário Jorge Figueira Confort

Equipe Técnica

Alexandre de Souza Lima

Almir Beserra dos Santos

Bruno Felipe Silva

Danilo Cesar de Souza Lange Soares (estagiário)

Diogo Valério

Felipe da Silva Alves

Guilherme de Biasi Cordeiro

Ingrid Borba do Nascimento Barbosa

Jader Conde Rocha

Jardel Farias Duque

Karine Alves de Siqueira

Leonardo Jardim da Silva Faria

Luciane Pereira de Araújo

Luciano de Gusmão Veloso

Magno Antônio Calil Resende Silveira

Marcello Gomes Weydt

Marcio Bezerra de Assumpção

Marco Antônio Barbosa Fidelis

Marcus Vinicius Nepomuceno de Carvalho

Maria Ferreira Morris

Mariana dos Reis Aboud

Mina Saito

Natalia Hoffmann Ramos

Paulo Ricardo Veríssimo CaldoVino (estagiário)

Pedro Prudêncio de Moraes Filho

Priscila Raquel Kazmierczak

Rodrigo de Lacerda Baptista (estagiário)

Savio Ferreira Matias (estagiário)

Tatiana Domingos Romaguera

Tatiana Paranhos Cerqueira de Macau

Thayane Victorio Costa Cavalcanti (estagiária)

Thiago Armani Miranda

Willian dos Santos Fontes

Responsáveis pela Elaboração da Nota Técnica

Mário Jorge Figueira Confort

Danilo Cesar de Souza Lange Soares (estagiário)

Helio da Cunha Bisaggio

Luciana Rocha de Moura Estevão

Priscila Raquel Kazmierczak

Tatiana Domingos Romaguera

1. Introdução

A presente Nota Técnica teve como objetivo estimar, por meio de ferramentas estatísticas simples, a média dos custos de implantação dos gasodutos e oleodutos brasileiros que tiveram sua construção ou operação autorizadas em processos instruídos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP nos últimos dez anos. Para a análise, foram levadas em conta instalações consideradas como relevantes, seja por terem sido classificadas como de transporte ou por apresentarem significativa extensão.

A partir dos custos levantados, foi possível avaliar a média e o desvio-padrão dos valores dos investimentos declarados por metro/polegada (“metropol”) de gasodutos e oleodutos expressivos, autorizados no Brasil no período compreendido entre 2004 e 2019.

O presente estudo pode ser considerado interessante como contribuição para quaisquer solicitações que envolvam a análise de custos de infraestruturas dutoviárias, como, por exemplo, o enquadramento de projetos no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI.

Não obstante, é importante destacar que a natureza declaratória dos dados considerados para a presente Nota Técnica, advindos especialmente de cronogramas físicos-financeiros – fruto da exigência regulatória para construção de gasodutos e oleodutos vigentes entre 1998 e 2015 (Portaria ANP nº 170, de 26 de novembro de 1998), representa limitação à acurácia dos resultados.

2. Contextualização

2.1. O Papel da ANP na Autorização de Infraestruturas de Movimentação

Desde a flexibilização do monopólio instituído pelo art. 177 da Constituição da República Federativa do Brasil e da edição da Lei nº 9478/1997, a “Lei do Petróleo”, a ANP tem como competência autorizar infraestruturas para o transporte dutoviário de petróleo, seus derivados, gás natural e biocombustíveis¹.

De forma a cumprir sua atribuição legal, conforme Capítulo VII da Lei 9478/1997, a ANP instituiu a Portaria ANP nº 170, de 26 de novembro de 1998, a qual estabeleceu “a regulamentação

¹ Especificamente em relação aos gasodutos, a Lei 11.909/2009, a “Lei do Gás”, estabelece o regime de concessão para a construção e operação de novos gasodutos, mantendo o regime autorizativo apenas para poucos casos, como, por exemplo, gasodutos advindos de acordos internacionais. Já a competência para autorizar o transporte dutoviário de biocombustíveis foi fruto da edição da Lei 12.490/2011.

para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência”, dentre as quais se incluem dutos e terminais. No rol de exigências trazido por essa regulamentação, constava o envio de cronograma físico-financeiro de implantação do empreendimento (art. 3º, inc. V). A Portaria ANP nº 170/1998 foi vigente até 3 de dezembro de 2015, data de publicação da Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2015, ato normativo que a substituiu.

A Resolução ANP nº 52/2015² manteve a exigência de envio de cronograma físico-financeiro (art. 8, inc. X) para outorga de autorização da fase de construção das instalações por ela abarcadas. No entanto, para a fase de operação, o regulamento passou a demandar o envio do detalhamento das planilhas de preços unitários e orçamentária contendo os custos e as despesas incorridos na execução do projeto, tendo sido possível, a partir de então, conhecer esses valores com mais precisão.

2.2. Do Regime de Incentivos para Implantação de Infraestruturas

Frente à necessidade de promover projetos de infraestrutura no Brasil, fundamentais para o crescimento econômico do país, foi editada em 2007 a Medida Provisória 351/2007, posteriormente convertida na Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a qual instituiu o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI. Seu principal objetivo foi o de estabelecer incentivos para investimentos privados em setores de infraestrutura, tais como o de portos, transportes, energia, saneamento básico e irrigação. O REIDI suspendeu a exigência da contribuição para o Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público PIS/PASEP e da contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – CONFINS incidentes sobre a venda no mercado interno ou importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, novos, e de materiais de construção, adquiridos ou importados por pessoa jurídica beneficiária do REIDI, destinados para utilização ou incorporação em obras de infraestrutura vinculadas ao ativo imobilizado.

A Lei nº 11.488/2007 foi regulamentada pelo Decreto nº 6.144, de 03/07/2007, ato que por sua vez (i) definiu a Secretaria da Receita Federal do Brasil como responsável pela habilitação e co-habilitação dos interessados ao REIDI e (ii) estabeleceu que os Ministérios responsáveis pelo setor favorecido (energia, saneamento básico, irrigação e dutovias) deveriam definir, em portaria, os projetos que se enquadrariam no REIDI.

Com fulcro no Decreto nº 6.144/07, o Ministério de Minas e Energia editou a Portaria MME nº 404, de 20 de outubro de 2009, publicada com o intuito de definir os procedimentos para aprovação de projetos de dutovias elegíveis ao REIDI no âmbito do MME.

Em 2011 e 2013, o Tribunal de Contas da União (TCU) editou, respectivamente, os Acórdãos TCU nº 3.137/2011-TCU-Plenário e nº 73/2013-TCU-Plenário, os quais trouxeram determinações e recomendações atinentes ao tema de forma a tornar mais efetivo o acompanhamento

² A Resolução ANP nº 52/2015, assim como outrora fazia a Portaria ANP nº 170/1998, elenca uma série de requisitos técnicos para outorga de autorização de construção ou operação, tais como a apresentação de licenciamento ambiental, de plantas e memoriais descritivos, fluxogramas de engenharia, dentre outros.

das renúncias analisadas.

Dentre as principais recomendações e determinações, destacam-se os itens 9.2, 9.3 e 9.10, ainda em fase de implementação, a seguir transcritos:

9.2. determinar aos ministérios de Minas e Energia, dos Transportes, da Integração Nacional e à Secretaria Especial de Portos que, no prazo de 90 (noventa) dias, identifiquem junto à Secretaria da Receita Federal do Brasil as informações adicionais a serem inseridas nas portarias de aprovação de projetos no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) e, posteriormente, incluam tais informações em suas respectivas portarias, com vistas a propiciar maior transparência nos dados relativos à descrição do projeto, tais como a discriminação das operações abrangidas pelo regime de suspensão vinculado ao projeto e o valor previsto da desoneração;

9.3. determinar aos ministérios de Minas e Energia, dos Transportes e da Integração Nacional, à Secretaria Especial de Portos, à Agência Nacional de Transportes Terrestres, à Agência Nacional de Transportes Aquaviários, à Agência Nacional de Energia Elétrica e à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que, juntamente com a Secretaria da Receita Federal do Brasil, no prazo de 90 (noventa) dias, definam sistemática de compatibilização das informações relativas aos bens, materiais ou serviços que devem ser imobilizados junto aos projetos aprovados para o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), com o intuito de subsidiar a RFB na efetiva fiscalização dos valores renunciados e imprimir maior celeridade ao exame dos pleitos, maximizando o alcance da política de incentivo, de modo a intensificar a percepção de risco;

9.10. recomendar aos ministérios de Minas e Energia, dos Transportes, da Integração Nacional, à Secretaria Especial de Portos, à Agência Nacional de Transportes Terrestres, à Agência Nacional de Transportes Aquaviários, à Agência Nacional de Energia Elétrica e à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que estabeleçam rotina de fiscalização concomitante e subsequente dos empreendimentos beneficiados pelo Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), no intuito de verificar a efetiva mobilização dos bens e serviços adquiridos em decorrência do referido regime;

Dentre os itens acima descritos, é importante destacar que já se encontram em processo de revisão as Portarias do Ministério de Minas e Energia atinentes ao REIDI para o setor de petróleo, gás e biocombustíveis (Portarias MME nº 404/2009 e 406/2009), sendo que tais revisões estão tendo como inspiração Portarias já aprovadas aplicáveis a outras infraestruturas, tais como a Portaria MME nº 318, de 1º de agosto de 2018, referente a projetos de geração e transmissão de energia elétrica, e a Portaria do Ministério de Transportes, Portos e Aviação Civil nº 512, de 27 de setembro de 2018, para rodovias, hidrovias, ferrovias, inclusive locomotivas e vagões, portos organizados e sistemas aeroportuários.

Como mencionado anteriormente, ter conhecimento dos valores de investimentos historicamente declarados no âmbito de processos públicos de autorização de instalações dutoviárias na Agência, pode ser útil quando se quer ter uma ideia da coerência, ao menos no que tange à ordem

de grandeza, dos valores de investimentos constantes de pedidos, protocolados na ANP, de instrução de enquadramento de projetos no REIDI. Porém, dentre as limitações para o uso dos dados históricos da ANP, tem-se tanto a natureza declaratória dos dados como a natureza dos processos administrativos para autorização de dutos. Uma especificidade importante no caso de infraestruturas dutoviárias é justamente o regime de outorga dessas instalações. Diferentemente de uma série de categorias abrangidas pela Lei 11.488/2007 e Decreto 6.144/2007, dutos de transporte ou transferência de petróleo, seus derivados e biocombustíveis são regidos por regime autorizativo, por meio do qual a ANP outorga as respectivas autorizações, para construção e/ou operação, que não obrigam a execução do projeto, estando esta decisão a cargo dos agentes, segundo seus critérios de oportunidade e viabilidade econômica. Até a publicação da Lei do Gás, em 2009, essa lógica também se aplicava a todos os gasodutos de transporte, tendo sido o regime modificado para o de concessão na maior parte dos casos. No entanto, até julho de 2019, não houve gasodutos construídos sob o regime de concessão.

O regime autorizativo, aplicável à maior parte das instalações dutoviárias, prescinde de acompanhamento pormenorizado dos custos e da efetiva aplicação dos valores investidos. Dessa forma, tem-se que os valores informados nos cronogramas físicos-financeiros encaminhados nos processos autorizativos são previsões declaradas pela empresa. Apesar de a Agência ter passado a receber dados financeiros declarados como efetivamente realizados a partir da vigência da Resolução ANP nº 52/2015, não houve a outorga de autorizações de operação para novos projetos, fase em que tais dados são fornecidos, para novos dutos longos de transporte ou de transferência após sua publicação.

3. Metodologia

O estudo consistiu na análise dos valores de investimentos declarados nos processos protocolados ou tramitados na ANP entre 2010 e 2019, referentes à construção de 31 oleodutos e gasodutos. As instalações selecionadas encontram-se elencadas nas Tabelas 1 e 2. Na Tabela 1, é indicada a fase a que se refere o processo de implantação do duto (Autorização de Operação – AO ou Autorização de Construção – AC), o ano em que o ato administrativo do processo (AC ou AO) foi outorgado. Para quase todas as instalações, foi considerado o valor declarado nos cronogramas físico-financeiros, conforme exigência do art. 3º, inc. V, da Portaria ANP nº 170/1998 (PANP 170/1998) ou art. 8º, inc. X, da Resolução ANP nº 52/2015 (RANP 52/2015). Para o Gasoduto Coari-Manaus e Lateral Cuiabá, elencados na Tabela 2, foram adotados valores verificados no âmbito dos seus processos de análise tarifária, conforme Resolução ANP nº 14/2015, e para o gasoduto GASBOL, dados oriundos do processo de Chamada Pública da TBG de 2019. Não houve uso de dados oriundos de *detalhamento de planilhas de preços unitários e orçamentária contendo os custos e as despesas incorridos na execução do projeto* (art. 18, inc. VII, da RANP nº 52/2015), uma vez que após 2015 não houve outorga de AO para gasodutos ou oleodutos que atendessem aos critérios de relevância adotados na presente Nota Técnica.

Tabela 1 – Gasodutos e Oleodutos considerados (Processos de AC/AO)

Instalação	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Processo ANP	Fase AC / AO	Ano de Outorga AC /AO	Base normativa da AC/AO
Gasoduto Ramal FAFEN – SERGÁS (Trecho II)	14,0	8	48610.009320/2008-39	AO	2010	PANP 170/1998
Gasoduto Paulínia - Jacutinga	93,0	14	48610.000719/2008-54	AO	2010	PANP 170/1998
Gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC)	946,0	28	48610.008868/2006-16	AO	2010	PANP 170/1998
Gasoduto GASAN II	38,0	22	48610.008225/2009-07	AC	2010	PANP 170/1998
Gasoduto Guamaré – Cabo (Nordestão)	31,8	12	48610.000999/2004-77	AO	2010	PANP 170/1998
Gasoduto GASBEL II	267,0	18	48610.003015/2008-33	AO	2010	PANP 170/1998
Gasoduto Cabiúnas – Reduc III (GASDUC III)	180,0	38	48610.004389/2008-76	AO	2010	PANP 170/1998
Poliduto Uberaba/Paulínia: Sistema de Escoamento de Álcool – SEDA	343,0	14 24	48610.012811/2009-48	AC	2010	PANP 170/1998
Gasoduto Nordeste II Trecho Pilar– Ipojuca	187,0	24	48610.008888/2008-32	AO	2011	PANP 170/1998
Gasoduto Caraguatatuba – Taubaté (GASTAU)	98,0	28	48610.000202/2008-65	AO	2011	PANP 170/1998
Duto RE5 RC6 6” Capuava - São Caetano do Sul: GLP	11,0	6	48610.006038/2010-14	AC	2011	PANP 170/1998
Gasoduto GASPAL II	54,0	22	48610.008512/2009-17	AO	2011	PANP 170/1998
Poliduto Ribeirão Preto - Paulínia	207,0	24	48610.009087/2011-90	AC	2011	PANP 170/1998
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: Petróleo	49,0	32	48610.014173/2012-03	AC	2013	PANP 170/1998
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: Óleo Combustível	49,0	14	48610.014173/2012-03	AC	2013	PANP 170/1998
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: GLP/Butano	49,0	10	48610.014173/2012-03	AC	2013	PANP 170/1998
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: Nafta	49,0	14	48610.014173/2012-03	AC	2013	PANP 170/1998
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: Diesel	49,0	20	48610.014173/2012-03	AC	2013	PANP 170/1998
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: QAV	49,0	10	48610.014173/2012-03	AC	2013	PANP 170/1998
Oleoduto Caraguatatuba – Vale do Paraíba I - OCVAP I	68,0	8	48610.009641/2013-09	AC	2013	PANP 170/1998
Oleoduto Caraguatatuba – Vale do Paraíba II - OCVAP II	68,0	8	48610.009641/2013-09	AC	2013	PANP 170/1998
Gasoduto de Transferência Guapimirim-Comperj I	10,8	16	48610.004506/2013-69	AC	2013	PANP 170/1998
Poliduto Uberaba - Ribeirão Preto	143,0	20	48610.009087/2011-90	AC	2013	PANP 170/1998
OSSP P 12” (Plano Diretor de Dutos do Estado de São Paulo – PDD)	45,00	12	48610.006148/2015-91	AC	2016	RANP 52/2015
OSSP A 14” (Plano Diretor de Dutos do Estado de São Paulo – PDD)	45,00	14	48610.006148/2015-91	AC	2016	RANP 52/2015
Etanolduto EVL Suzano/Guarulhos - Trecho B	24,6	16	48610.203251/2018-20	AC	2019	RANP 52/2015
Etanolduto Guarulhos/São Caetano do Sul - Trecho C	29,0	12	48610.203254/2018-63	AC	2019	RANP 52/2015
Etanolduto Guarema/Suzano - Trecho A	37,5	16	48610.203195/2018-23	AC	2019	RANP 52/2015

Tabela 2 – Gasodutos Considerados (Processos de cálculos tarifários)

Instalação	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Processo ANP	Ano de aprovação da tarifa
Gasoduto Coari - Manaus (GASCOM)	383,0	20	48610.013611/2009-11	2010
Gasoduto Lateral - Cuiabá	267,00	18	48610.004471/2016-19	2016
Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL)	2593,00	30	48610.003126/2016-50	2019

Dessa forma, resumidamente os valores apurados de construção dos dutos elencados na Tabela 1 foram obtidos a partir dos cronogramas físicos-financeiros e os valores de construção dos dutos elencados na Tabela 2 foram obtidos a partir de fontes distintas de seus cronogramas físicos-financeiros. É importante ressaltar que os valores obtidos especialmente para as instalações constantes da Tabela 1 datavam entre 2004 e 2019, a depender do ano de outorga da AC (fase em que os agentes, segundo a PANP 170/1998, eram obrigados a informar os custos de implantação por meio dos cronogramas).

Para algumas instalações, foi necessário considerar as seguintes premissas no que tange à estimativa dos custos de investimentos declarados no âmbito dos respectivos processos administrativos:

- Dutos entre o COMPERJ e o TECAM/REDUC: o cronograma físico-financeiro referente aos 6 (seis) dutos entre o COMPERJ e o TECAM/REDUC não explicitava o custo de construção de cada uma dessas instalações, contemplando apenas o custo total de construção. Para o custo de construção de cada um dos dutos, foi considerada a média aritmética do custo total de construção informado no cronograma físico-financeiro;
- Dutos OSSP P 12” e OSSP A 14” (Plano Diretor de Dutos do Estado de São Paulo – PDD): o cronograma físico-financeiro referente aos dutos OSSP P 12” e OSSP A 14” não explicitava o custo de construção de cada um dos dutos, contemplando apenas o custo total de construção. Para o custo de construção de cada um dos dutos, foi considerada a média do custo total de construção informado no cronograma financeiro;
- Duto RE5 RC6 6” (Plano Diretor de Dutos do Estado de São Paulo – PDD): o cronograma físico-financeiro referente ao duto RE5 RC6 6”, de transporte de GLP entre Capuava e São Caetano do Sul, contemplava o custo total de construção de várias instalações integrantes do PDD do Estado de São Paulo, não explicitando o custo de construção específico do duto RE5 RC6 6". Desta forma, foi considerado para o duto RE5 RC6 6” o custo por metropol (R\$/m.pol) verificado para o duto

OSSP A 14”, também de movimentação de GLP;

- Dutos OCVAP I e OCVAP II: o cronograma físico-financeiro referente a esses dutos não explicita o custo de construção de cada deles individualmente, contemplando apenas o custo total de construção. Para o custo de construção de cada um dos dutos, foi considerada a média do custo total de construção informado no cronograma;
- Gasoduto GASAN II: foram levados em conta os valores apresentados quando da fase de autorização de construção do empreendimento e não de análise tarifária;
- Gasoduto GASBOL: foram levados em conta dados constantes do processo de Chamada Pública da TBG, conforme Nota Técnica ANP/SIM nº 013/2019.

Os valores totais de construção obtidos foram atualizados para o ano de 2019 (julho) pelo Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) da Fundação Getúlio Vargas (FGV). Em seguida, os valores atualizados em R\$ foram divididos pelo comprimento (m) e pelo diâmetro (pol) para determinação do valor do custo do duto por metropol. Por fim, os valores obtidos em moeda nacional foram convertidos para dólares dos Estados Unidos (US\$) pela razão R\$ 4,00/US\$1,00, cotação aproximada da moeda norte-americana ao final do mês de agosto de 2019.

4. Resultados e Discussões

A Tabela 3 apresenta os valores de investimentos apurados para as instalações a partir dos cronogramas físicos-financeiros obtidos dos respectivos processos de autorização, elencados na Tabela 1, e dos processos de análises tarifárias e de chamada pública, elencados na Tabela 2. A coluna referente a “Custo Total” indica valores apresentados no respectivo ano constante da coluna “Ano de referência do custo”, os quais foram atualizados até 2019, conforme indica a coluna “Custo atualizado pelo IGP-M, R\$ (jul/2019)”. A Tabela 4, por sua vez, indica o valor dos investimentos atualizados em dólares, os valores dos custos de implantação dos dutos por metropol (m.pol), em R\$/m.pol e em US\$/m.pol, e as médias e os desvios-padrão dos custos totais e dos custos por metropol. Por fim, a Tabela 5 apresenta os valores das médias e dos desvios-padrão segregados pelas duas categorias de instalações abrangidas no presente estudo, quais sejam, gasodutos e oleodutos.

O desvio-padrão do custo por metropol observado para os gasodutos (US\$ 45,53/m.pol) representou cerca de 57% do valor da média de implantação verificada (US\$79,42/m.pol). Já para oleodutos, o desvio-padrão (US\$80,58/m.pol) representou cerca de 70% da média (US\$114,77/m.pol) e, para todos os dutos considerados, o desvio-padrão (US\$68,42/m.pol) correspondeu a 69% da média (US\$98,81/m.pol).

De acordo com as Figuras 1, 2 e 3, verificou-se que, historicamente, os custos de implantação por metropol de 10 dos 14 gasodutos (71%), 13 dos 17 oleodutos (76%) dos oleodutos e 24 dos 31 dutos verificados (77%) se posicionaram dentro das faixas observadas para os desvios-padrão de cada uma dessas categorias de instalação.

Tabela 3 – Gasodutos e Oleodutos considerados: Custos Totais e Atualizados

Instalação	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Custo Total (R\$)	Ano de referência do custo	Custo atualizado pelo IGP-M, R\$ (jul/2019)
Gasoduto Ramal FAFEN – SERGÁS (Trecho II)	14,0	8	17.350.000,00	2008	31.331.549,55
Gasoduto Paulínia – Jacutinga	93,0	14	153.732.685,23	2008	294.966.380,46
Gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC)	946,0	28	3.547.397.084,93	2007	7.522.601.035,07
Gasoduto GASAN II	38,0	22	171.194.343,23	2010	312.222.907,86
Gasoduto Guamaré – Cabo (Nordestão)	31,8	12	43.464.074,01	2004	105.248.446,46
Gasoduto GASBEL II	267,0	18	583.636.708,00	2008	1.055.870.533,72
Gasoduto Cabiúnas – Reduc III (GASDUC III)	180,0	38	1.763.443.000,00	2008	3.329.974.664,29
Poliduto Uberaba/Paulínia: Sistema de Escoamento de Álcool – SEDA	343,0	14 24	1.764.000.000,00	2010	2.924.232.544,80
Gasoduto Coari - Manaus (GASCOM)*	383,0	20	3.584.750.000,00	2011	5.855.224.541,40
Gasoduto Nordeste II Trecho Pilar– Ipojuca	187,0	24	809.000.000,00	2009	1.463.580.426,10
Gasoduto Caraguatatuba – Taubaté (GASTAU)	98,0	28	379.426.120,93	2008	716.484.382,91
Duto RE5 RC6 6” Capuava - São Caetano do Sul: GLP	11,0	6	43.103.732,49	2011	68.799.410,54
Gasoduto GASPAL II	54,0	22	138.071.132,00	2009	252.395.479,04
Poliduto Ribeirão Preto – Paulínia	207,0	24	873.642.636,00	2011	1.373.739.531,29
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: Petróleo	49,0	32	133.315.395,67	2014	182.699.311,03
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: Óleo Combustível	49,0	14	133.315.395,67	2014	182.699.311,03
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: GLP/Butano	49,0	10	133.315.395,67	2014	182.699.311,03
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: Nafta	49,0	14	133.315.395,67	2014	182.699.311,03
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: Diesel	49,0	20	133.315.395,67	2014	182.699.311,03
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: QAV	49,0	10	133.315.395,67	2014	182.699.311,03
Oleoduto Caraguatatuba – Vale do Paraíba I - OCVAP I	68,0	8	190.000.000,00	2014	260.381.548,00
Oleoduto Caraguatatuba – Vale do Paraíba II - OCVAP II	68,0	8	190.000.000,00	2014	260.381.548,00
Gasoduto de Transferência Guapimirim-Comperj I	10,8	16	70.570.000,00	2014	96.711.188,64
Poliduto Uberaba - Ribeirão Preto	143,0	20	556.420.000,00	2013	770.785.534,57
OSSP P 12" (Plano Diretor de Dutos do Estado de São Paulo – PDD)	45,00	12	552.823.779,20	2016	656.721.646,11
OSSP A 14" (Plano Diretor de Dutos do Estado de São Paulo – PDD)	45,00	14	552.823.779,20	2016	656.721.646,11
Gasoduto Lateral - Cuiabá*	267,0	18	393.651.058,51	2016	467.633.956,54
GASBOL	2593	30	6.260.000.000,00	2019	6.260.000.000,00
Etanolduto EVL Suzano/Guarulhos - Trecho B	24,6	16	115.000.000,00	2019	115.000.000,00
Etanolduto Guarulhos/São Caetano do Sul - Trecho C	29,0	12	139.000.000,00	2019	139.000.000,00
Etanolduto Guarema/Suzano - Trecho A	37,5	16	180.000.000,00	2019	180.000.000,00

Tabela 4 – Gasodutos e Oleodutos considerados: Custos por metropol, em R\$/m.pol e US\$/m.pol

Instalação	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Custo atualizado pelo IGP-M, R\$ (jul/2019)	Custo atualizado em US\$	R\$/m.pol	US\$/m.pol
Gasoduto Ramal FAFEN – SERGÁS (Trecho II)	14,0	8	31.331.549,55	7.832.887,39	R\$ 279,75	\$ 69,94
Gasoduto Paulínia – Jacutinga	93,0	14	294.966.380,46	73.741.595,11	R\$ 226,55	\$ 56,64
Gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC)	946,0	28	7.522.601.035,07	1.880.650.258,77	R\$ 284,00	\$ 71,00
Gasoduto GASAN II	38,0	22	312.222.907,86	78.055.726,97	R\$ 373,47	\$ 93,37
Gasoduto Guamaré – Cabo (Nordestão)	31,8	12	105.248.446,46	26.312.111,62	R\$ 275,81	\$ 68,95
Gasoduto GASBEL II	267,0	18	1.055.870.533,72	263.967.633,43	R\$ 219,70	\$ 54,92
Gasoduto Cabiúnas – Reduc III (GASDUC III)	180,0	38	3.329.974.664,29	832.493.666,07	R\$ 486,84	\$ 121,71
Poliduto Uberaba/Paulínia: Sistema de Escoamento de Álcool – SEDA	343,0	14 24	2.924.232.544,80	731.058.136,20	R\$ 427,02	\$ 106,75
Gasoduto Coari - Manaus (GASCOM)*	383,0	20	5.855.224.541,40	1.463.806.135,35	R\$ 764,39	\$ 191,10
Gasoduto Nordeste II Trecho Pilar– Ipojuca	187,0	24	1.463.580.426,10	365.895.106,53	R\$ 326,11	\$ 81,53
Gasoduto Caraguatatuba – Taubaté (GASTAU)	98,0	28	716.484.382,91	179.121.095,73	R\$ 261,11	\$ 65,28
Duto RE5 RC6 6” Capuava - São Caetano do Sul: GLP	11,0	6	68.799.410,54	17.199.852,64	R\$ 1.042,42	\$ 260,60
Gasoduto GASPAL II	54,0	22	252.395.479,04	63.098.869,76	R\$ 212,45	\$ 53,11
Poliduto Ribeirão Preto – Paulínia	207,0	24	1.373.739.531,29	343.434.882,82	R\$ 276,52	\$ 69,13
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: Petróleo	49,0	32	182.699.311,03	45.674.827,76	R\$ 116,52	\$ 29,13
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: Óleo Combustível	49,0	14	182.699.311,03	45.674.827,76	R\$ 266,33	\$ 66,58
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: GLP/Butano	49,0	10	182.699.311,03	45.674.827,76	R\$ 372,86	\$ 93,21
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: Nafta	49,0	14	182.699.311,03	45.674.827,76	R\$ 266,33	\$ 66,58
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: Diesel	49,0	20	182.699.311,03	45.674.827,76	R\$ 186,43	\$ 46,61
Duto COMPERJ - TECAM/REDUC: QAV	49,0	10	182.699.311,03	45.674.827,76	R\$ 372,86	\$ 93,21
Oleoduto Caraguatatuba – Vale do Paraíba I - OCVAP I	68,0	8	260.381.548,00	65.095.387,00	R\$ 478,64	\$ 119,66
Oleoduto Caraguatatuba – Vale do Paraíba II - OCVAP II	68,0	8	260.381.548,00	65.095.387,00	R\$ 478,64	\$ 119,66
Gasoduto de Transferência Guapimirim-Comperj I	10,8	16	96.711.188,64	24.177.797,16	R\$ 559,67	\$ 139,92
Poliduto Uberaba - Ribeirão Preto	143,0	20	770.785.534,57	192.696.383,64	R\$ 269,51	\$ 67,38
OSSP P 12" (Plano Diretor de Dutos do Estado de São Paulo – PDD)	45,00	12	656.721.646,11	164.180.411,53	R\$ 1.216,15	\$ 304,04
OSSP A 14" (Plano Diretor de Dutos do Estado de São Paulo – PDD)	45,00	14	656.721.646,11	164.180.411,53	R\$ 1.042,42	\$ 260,60
Gasoduto Lateral - Cuiabá*	267,0	18	467.633.956,54	116.908.489,14	R\$ 97,30	\$ 24,33
Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL)	2593	30	6.260.000.000,00	1.565.000.000,00	R\$ 80,47	\$ 20,12
Etanolduto EVL Suzano/Guarulhos - Trecho B	24,6	16	115.000.000,00	28.750.000,00	R\$ 292,17	\$ 73,04
Etanolduto Guarulhos/São Caetano do Sul - Trecho C	29,0	12	139.000.000,00	34.750.000,00	R\$ 399,43	\$ 99,86
Etanolduto Guarema/Suzano - Trecho A	37,5	16	180.000.000,00	45.000.000,00	R\$ 300,00	\$ 75,00
Média dos custos por metropol					R\$ 395,22	\$ 98,81
Desvio-padrão dos custos por metropol					R\$ 273,68	\$ 68,42

Tabela 5 – Média e Desvios-Padrão dos Custos por metropol, em R\$/m.pol e US\$/m.pol dos Gasodutos e Oleodutos considerados

Categoria	Quantidade	Média (R\$/m.pol)	Desvio-Padrão (R\$/m.pol)	Média (US\$/m.pol)	Desvio-Padrão (US\$/m.pol)
Gasodutos	14	R\$ 317,69	R\$ 182,13	US\$ 79,42	US\$ 45,53
Oleodutos	17	R\$ 459,07	R\$ 322,33	US\$ 114,77	US\$ 80,58
Dutos (Gasodutos e Oleodutos)	31	R\$ 395,22	R\$ 273,68	US\$ 98,81	US\$ 68,42

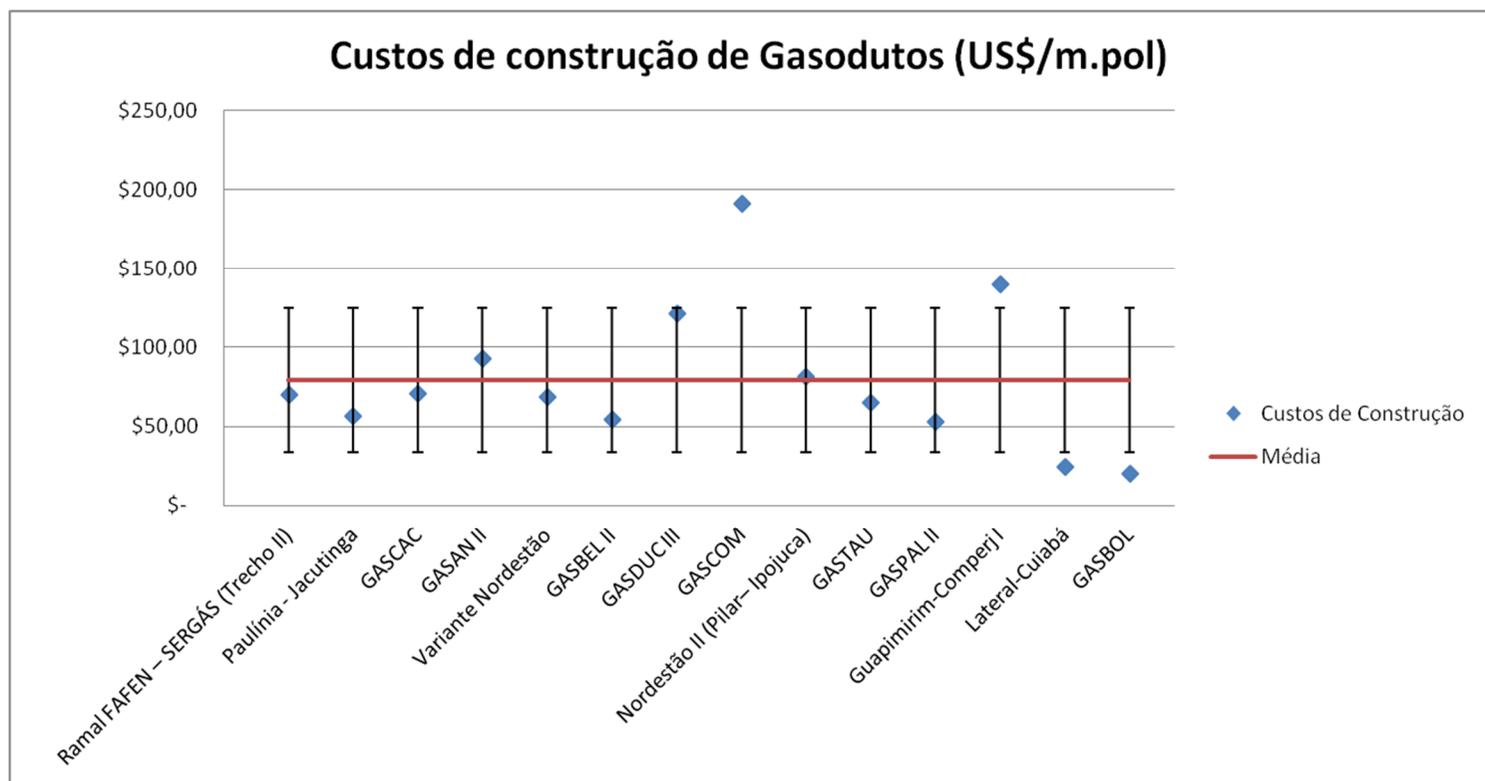


Figura 1 – Média e Desvio-padrão (US\$/m.pol) dos Gasodutos considerados.

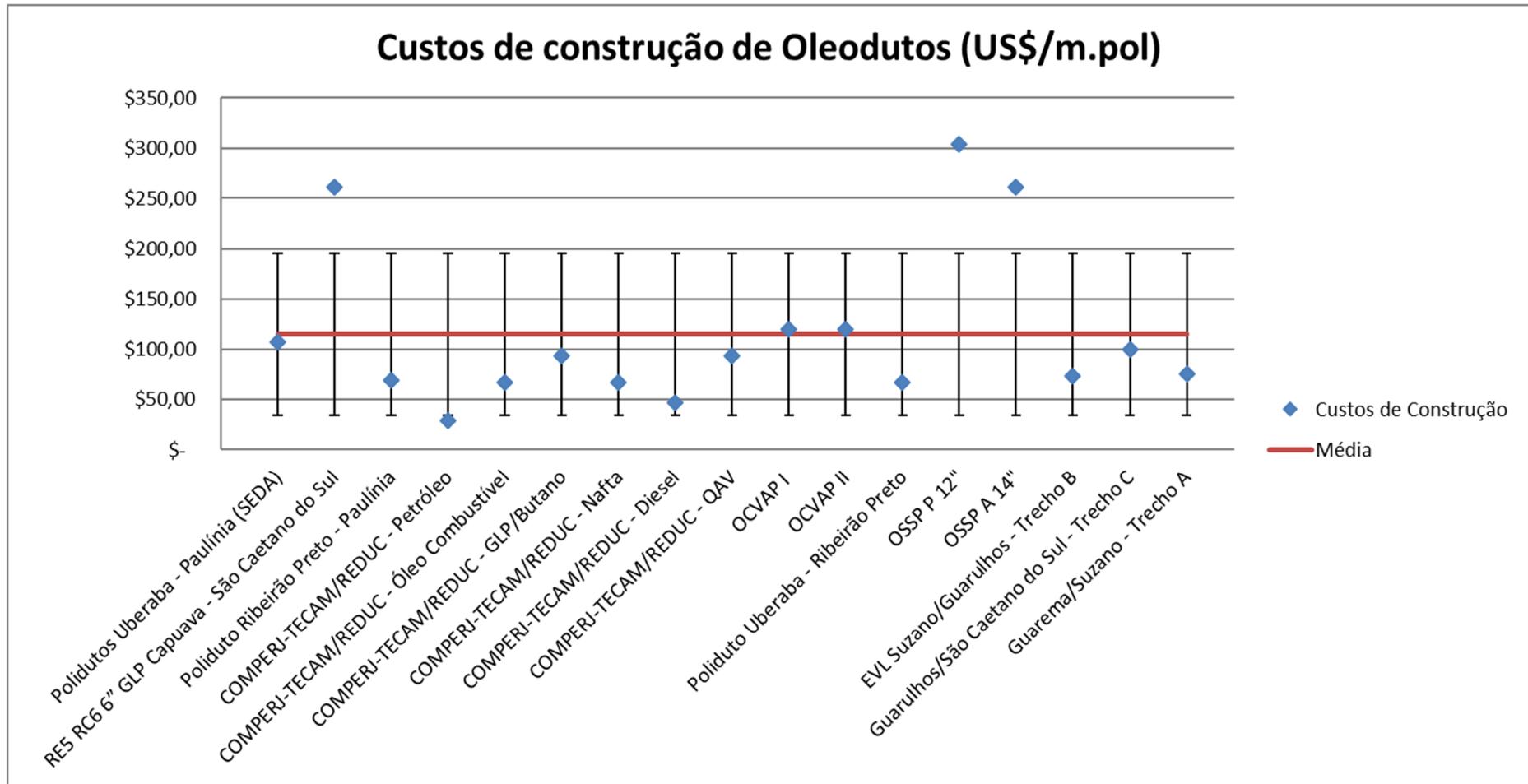


Figura 2 – Média e Desvio-padrão (US\$/m.pol) dos Oleodutos considerados.

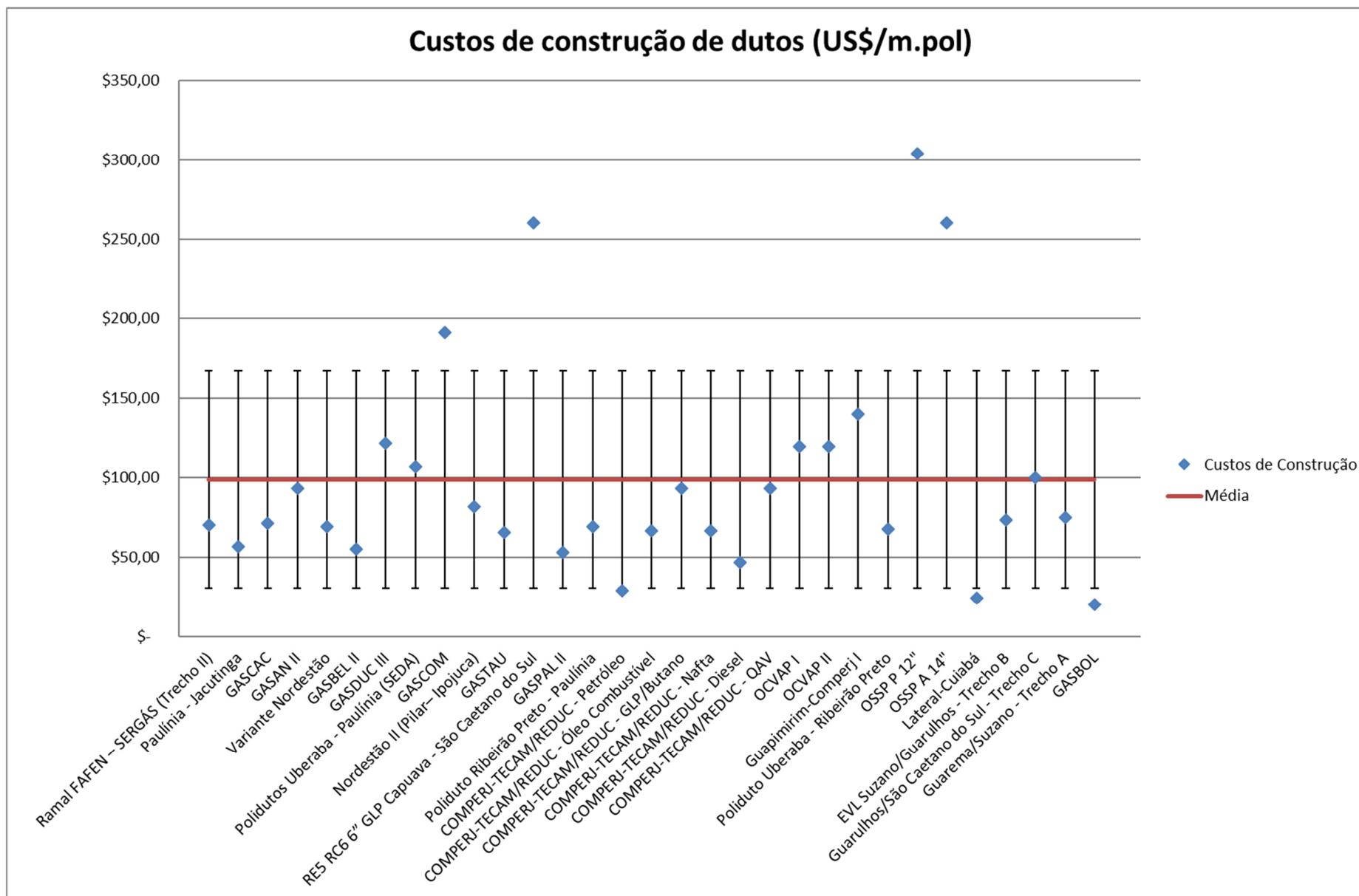


Figura 3 –Média e Desvio-padrão (US\$/m.pol) de todos os dutos considerados.

Observando a Tabela 4 e as Figuras 1, 2 e 3, percebeu-se que os custos projetados por metropol referentes à construção dos oleodutos contemplados no Plano Diretor de Dutos do Estado de São Paulo - PDD (RE5 RC6 6”, OSSP P 12” e OSSP A 14”), do oleoduto COMPERJ-TECAM/REDUC – Petróleo e dos gasodutos GASCOM, Lateral-Cuiabá e GASBOL, se mostraram significativamente superiores/inferiores aos demais dutos considerados, fora da faixa de custos de construção estabelecida pelo desvio padrão.

Com relação ao GASBOL, o valor referente ao custo total de construção considerado nas Tabelas 3 e 4 é da base regulatória da Nota Técnica 13/2019. Em contrapartida, de acordo com as informações constantes no site da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil – TBG, o custo de construção estimado em 1999 foi de US\$ 1,6 bilhões. Pela cotação do dólar na época (cotação 31/12/1999), o valor estimado era de aproximadamente R\$ 2,861 bilhões. Atualizando pelo IGP-M o valor deste custo de construção para julho de 2019, tem-se o valor de custo total igual à aproximadamente R\$ 11,9 bilhões, o que, em dólares, corresponde à US\$ 2,98 bilhões. Neste caso, o custo por metropol seria igual à R\$154,45/m.pol (US\$ 38,3/m.pol), divergência que se deve à diferente metodologia de cálculo de custo de construção de dutos empregada na Nota Técnica 13/2019 (TBG, 2014).

Já em relação ao gasoduto Lateral-Cuiabá, o motivo do custo de construção por metropol deste gasoduto ser um *outlier* é devido ao não uso de cronograma físico-financeiro para a determinação do custo total de construção deste duto, ou seja, a metodologia empregada para a determinação do custo total de construção é divergente da metodologia empregada para a maioria das instalações consideradas, uma vez que os dados relativos à outorga da instalação são muito antigos. Considerou-se o valor da base regulatória do Parecer Técnico n° 009/SIM/2018, referente à aprovação da Tarifa de Transporte aplicável ao Serviço de Transporte Firme.

A obra do Gasoduto GASCOM, por sua vez, ocorreu sob condições adversas na Região Amazônica, enquanto que o Gasoduto Guapimirim-Comperj, por ser muito curto, tem seus custos por metropol elevados por conta do valor mais baixo do denominador desse indicador.

Como exercício estatístico, os cálculos foram refeitos eliminando-se esses *outliers*, e os resultados obtidos encontram-se na Tabela 6 e nas Figuras 4, 5 e 6. A comparação entre médias e os desvios-padrão considerando-se e excluindo-se os *outliers* estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 6 – Média e Desvios-Padrão dos Custos por metropol, em R\$/m.pol e US\$/m.pol dos Gasodutos e Oleodutos considerados (*outliers* excluídos)

Categoria	Quantidade	Média (R\$/m.pol)	Desvio-Padrão (R\$/m.pol)	Média (US\$/m.pol)	Desvio-Padrão (US\$/m.pol)
Gasodutos	11	R\$ 318,68	R\$ 112,63	US\$ 79,67	US\$ 28,16
Oleodutos	13	R\$ 337,44	R\$ 90,81	US\$ 84,36	US\$ 22,70
Dutos (Gasodutos e Oleodutos)	24	R\$ 328,84	R\$ 99,54	US\$ 82,21	US\$ 24,89

Tabela 7 – Comparação dos Custos por metropol, em US\$/m.pol dos Gasodutos e Oleodutos, com e sem *outliers*

Categoria	Média com <i>outliers</i> (US\$/m.pol)	Desvio-Padrão (DP) com <i>outliers</i> (US\$/m.pol)	DP / Média (com <i>outliers</i>)	Média sem <i>outliers</i> (US\$/m.pol)	Desvio-Padrão (DP) sem <i>outliers</i> (US\$/m.pol)	DP / Média (sem <i>outliers</i>)
Gasodutos	US\$ 79,42	US\$ 45,53	57,3%	US\$ 79,67	US\$ 28,16	35,3%
Oleodutos	US\$ 114,77	US\$ 80,58	70,4%	US\$ 84,36	US\$ 22,70	26,9%
Dutos (Gasodutos e Oleodutos)	US\$ 98,81	US\$ 68,42	69,2%	US\$ 82,21	US\$ 24,89	30,2%

O desvio-padrão do custo por metropol observado para os gasodutos, que anteriormente era igual à US\$ 45,53/m.pol e representava 57,3 % da média (US\$ 79,42/m.pol), reduziu-se para US\$ 28,16/m.pol e representa 35,3% da média (US\$ 79,67/m.pol) após a exclusão dos *outliers*.

Já para oleodutos, o desvio-padrão, que anteriormente era de US\$80,58/m.pol e representava 70,4% da média (US\$114,77/m.pol), reduziu-se para US\$22,70/m.pol (queda de 72%). Esse novo desvio-padrão corresponde a 26,9% da média, a qual também sofreu redução, indo a US\$84,36/m.pol (queda de 26,5%).

Considerando-se todos os dutos, o desvio-padrão sofreu uma redução de 63%, passando de US\$68,42/m.pol para US\$24,89/m.pol, correspondendo a 30,2% da média geral dos custos de construção de dutos (US\$82,21/m.pol). Ressalta-se que a média dos custos de construção dos dutos sofreu uma redução de 17%, passando de US\$ 98,81/m.pol para US\$82,21/m.pol.

Com a desconsideração dos *outliers*, cerca de 82% dos gasodutos, 77 % dos oleodutos e 67% dos dutos em geral ficaram dentro das faixas observadas para os desvios-padrão. Sem a exclusão dos *outliers*, essas porcentagens eram, respectivamente, 71%, 76% e 77%. Destaque-se que os valores mais altos estimados para o PDD podem ter relação com a necessidade de abertura de significativas extensões de faixas para desviar, em especial, os dutos OSSP dos aglomerados urbanos de São Paulo. Para os gasodutos GASBOL e Lateral-Cuiabá, os baixos valores estimados têm relação à diferença entre a metodologia empregada para a determinação do custo total de construção destes gasodutos na presente Nota Técnica e as metodologias utilizadas na Nota Técnica 13/2019 e no Parecer Técnico n° 009/SIM/2018, respectivamente.

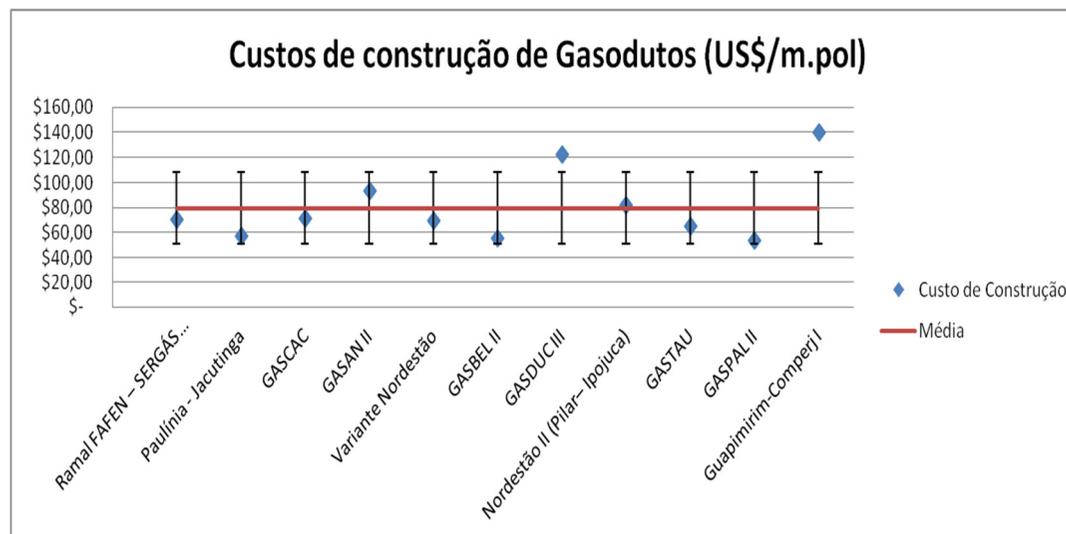


Figura 4 - Média e Desvio-padrão (US\$/m.pol) dos gasodutos considerados, excluídos os *outliers*

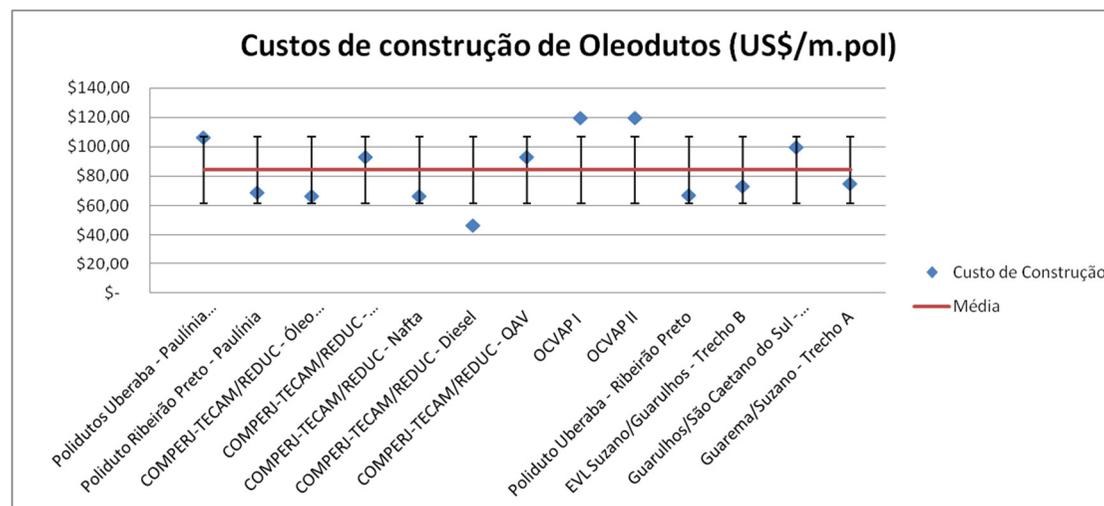


Figura 5 - Média e Desvio-padrão (US\$/m.pol) dos oleodutos considerados, excluídos os *outliers*

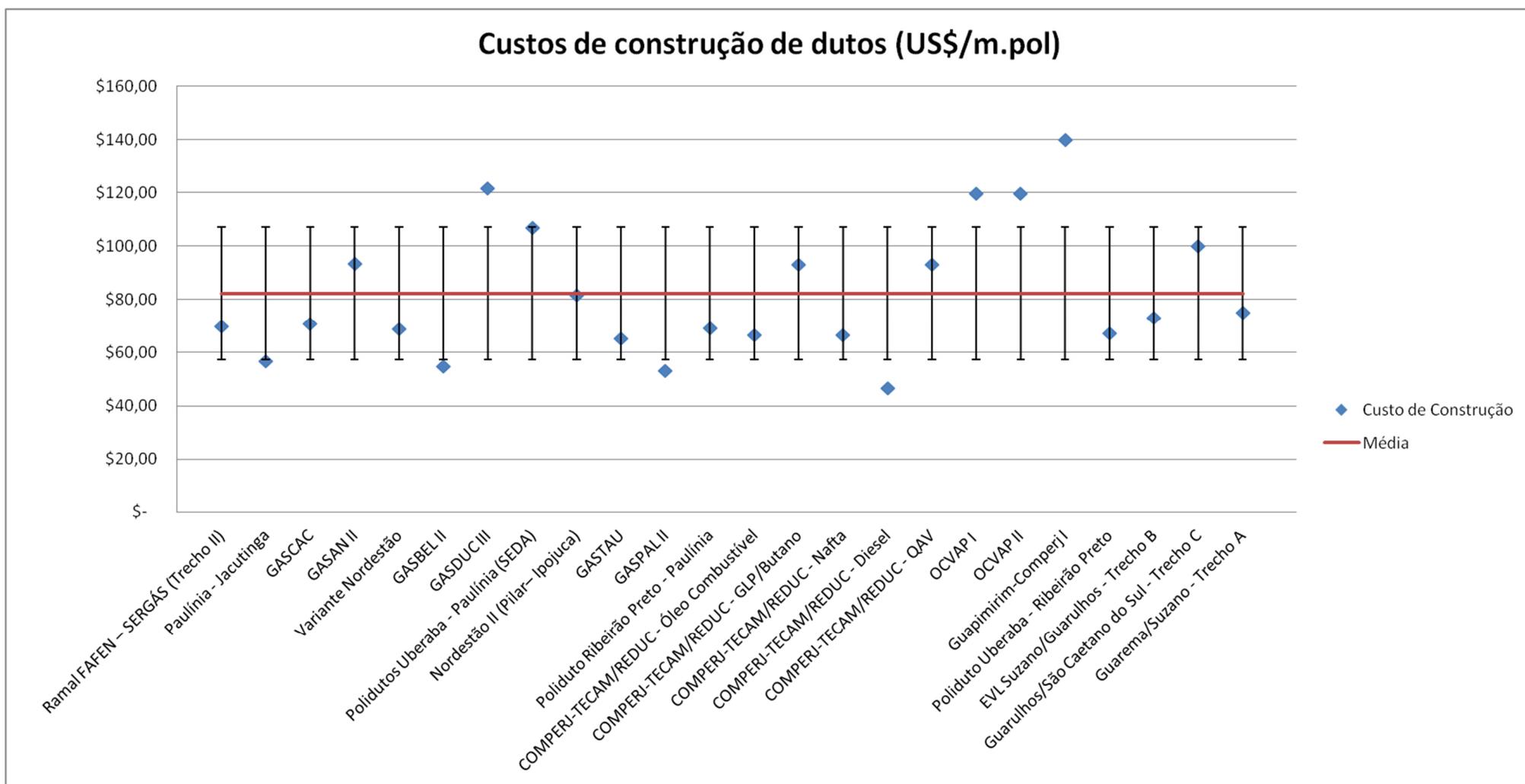


Figura 6 – Média e Desvio-padrão (US\$/m.pol) de todos os dutos considerados, excluídos os *outliers*

Tal qual os valores verificados para as instalações consideradas no presente estudo, os custos de implantação por metropol de dutos disponíveis na literatura também apresentam significativa variabilidade. De acordo com USAID (2007), os custos por metropol de gasodutos *onshore* em diversos estados espalhados pelo território dos Estados Unidos, tais como Nova Iorque, Georgia, Louisiana, Washington, Texas, Wisconsin e Pennsylvania, variaram de US\$ 27,62/m.pol a US\$ 82,84/m.pol, entre 2005 e 2006.

De acordo com o “*2012 Pipeline Construction Report*” (Tubb, 2012), os custos de gasodutos, especialmente aqueles relacionados à indústria do gás de folhelho (*shale gas*), chegaram a US\$ 124,00/m.pol (ou US\$200.000,00 por milha), valor três vezes mais alto que os registros de 2004, incremento atribuído ao aumento do aço no mercado internacional. Na região de *shale gas* de Marcellus (Pennsylvania), por exemplo, os custos de implantação de dutos alcançavam US\$186,00/m.pol.

Já dados compilados pelo *Oil and Gas Journal* a partir da *Federal Energy Regulatory Commission – Ferc*, agência federal de regulação de energia dos EUA, apontaram que o custo da implantação de dutos no país seria, em média, US\$ 7,65 milhões por milha entre 2015 e 2016. Assumindo que tenham sido construídos dutos de diâmetros variando entre 30 e 42 polegadas nesse período, tem-se um conjunto de custos situados na faixa compreendida entre US\$ 113,20/m.pol e US\$158,48/m.pol. Já estudos destacados pela Interstate Natural Gas Association of America (INGAA) apontou, em seu estudo intitulado “*North America Midstream Infrastructure through 2035: Capitalizing on Our Energy Abundance*” (INGAA, 2014), médias de custos de implantação de dutos correspondentes a US\$ 58,42/m.pol em 2011 e US\$96,33/m.pol em 2012.

No Brasil, mais recentemente, tem-se estimativas apontadas pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE quando da realização de estudos para o Ministério de Minas e Energia – MME visando à elaboração do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022, em atendimento aos ditames da Lei do Gás e de seu regulamento para o planejamento da expansão da rede de gasodutos de transporte do Brasil (ais recentemente, o Decreto 9.616/2018 revogou o parágrafo 1º do art. 6º do Decreto 7.382/2010, eliminando a obrigatoriedade da elaboração do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário do país). No documento, a EPE partiu de valores paramétricos iniciais próximos a US\$80,00/m.pol e calculou como média da implantação de gasodutos o valor de US\$ 123,34/m.pol e, como média ajustada (desconsiderando *outliers* no estudo), o valor de US\$ 91,23/m.pol. O estudo do PEMAT também faz referência ao valor de US\$72,04/m.pol como média dos custos de construção de gasodutos nos EUA que entraram em operação entre 2011 e 2012 e, por fim, estima o custo em metropol do Gasoduto Guapimirim-Comperj II em cerca de US\$ 170,00/m.pol (esse valor foi considerado elevado pelo Tribunal de Contas da União (TCU), que determinou, no item 9.1 do processo TC 016.248/2014-7, Acórdão n/ 3348/2015-TCU-Plenário, o não prosseguimento do leilão para a outorga do gasoduto Guapimirim-Comperj II).

5. Conclusão

Primeiramente, é importante destacar que o presente estudo se trata de compilação estatística de valores observados pela Superintendência de Comercialização de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural –SCM, atual Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM da ANP, para a implantação de dutos de transporte ou transferência de significativa relevância e extensão na última década. Vale ressaltar que não foram incluídos dutos de escoamento da produção.

Os valores médios dos custos por metropol encontrados na literatura internacional para a implantação de gasodutos (US\$79,42/m.pol), oleodutos (US\$114,77/m.pol) e dutos em geral (US\$98,81/m.pol), associados aos respectivos desvios-padrão, permitem indicar que boa parte dos empreendimentos brasileiros se encontrava dentro das faixas de custos de implantação por metropol de gasodutos, oleodutos e dutos no Brasil (respectivamente correspondentes a US\$33,89/m.pol–US\$124,95, US\$34,19 – US\$195,35 e US\$30,39 – US\$167,23). Importante mencionar que as faixas de implantação de dutos observadas na literatura também se mostraram significativamente amplas (por exemplo, variando entre US\$27,62/m.pol e US\$ 186,00/m.pol em 2011), fazendo com que os valores estimados no estudo se mostrassem estatisticamente compatíveis com o que se observa internacionalmente.

Considerando a exclusão dos *outliers*, os valores médios dos custos por metropol encontrados para a implantação de gasodutos (US\$ 79,67/m.pol), oleodutos (US\$84,36/m.pol) e dutos em geral (US\$82,21/m.pol), associados aos respectivos desvios-padrão, também demonstram que boa parte dos empreendimentos brasileiros se encontrava dentro das faixas de custos de implantação por metropol de gasodutos, oleodutos e dutos no Brasil (respectivamente correspondentes a US\$ 51,51/m.pol – US\$ 107,83, US\$61,66 – US\$107,06 e US\$57,32 – US\$107,10). Destaca-se que mesmo com a exclusão dos *outliers*, os valores estimados no estudo se demonstram estatisticamente compatíveis com o observado internacionalmente.

Como limitantes da acurácia dos dados, tem-se, conforme já explicitado ao longo da presente Nota Técnica: (i) a natureza declaratória dos dados; (ii) o fato de serem dados ainda previstos de investimentos (fase de AC); (iii) o fato de que boa parte dos dutos, cujos processos de AC tramitaram a partir de 2013 (vide Tabela 1), ainda não foram objeto dos respectivos pleitos para a operação (AO), fase em que seriam disponibilizadas as planilhas detalhadas com custos e despesas incorridos (observa-se que os dutos OCVAP e o Poliduto Ribeirão Preto – Paulínia tiveram as respectivas fases de AO conduzidas segundo os ditames da Portaria ANP nº 170/1998); (iv) a natureza regulatória da maior parte dos dados, que não exigia acompanhamento pormenorizado da efetiva realização dos investimentos. Nesse quesito, ressalta-se que os dados considerados para o Gasoduto Coari-Manaus (GASCOM) e para o Gasoduto Lateral Cuiabá apresentam valores mais acurados uma vez que foram levados em conta os valores investidos considerados na análise de suas tarifas de transporte; e (v) o conjunto amostral relativamente reduzido, o qual promove altos desvios-padrão, proveniente também do relativamente menor volume de investimentos em infraestruturas dutoviárias observado na última década.

É importante apontar também que a alta variabilidade de custos não decorre somente do conjunto reduzido de amostras, mas também pela natureza diversa dos diferentes projetos de

dutovias, tanto no Brasil como no mundo, como corrobora a literatura. Além dos fatores diversos que impactam os custos de implantação de dutos, tais como mão-de-obra, localização geográfica, tipo de terreno, densidade populacional, dentre outros, existem também aqueles que afetam os investimentos ao longo do tempo, como o custo das matérias-primas, em especial o do aço, que tem apresentado imprevisível volatilidade. Dessa forma, é correto afirmar que não se esperariam faixas muito estreitas ou precisas de valores de construção dessas instalações.

Ademais, não se pretendeu realizar juízos acerca da viabilidade dos empreendimentos e para análises quantitativas mais detalhadas, acredita-se que avaliações mais aprofundadas e padronizadas seriam necessárias tomando-se como referência outras metodologias que não somente a análise histórica dos dados reunidos pela Agência.

Por fim, acredita-se que o presente estudo possa servir como mais uma ferramenta útil e de caráter público para o conhecimento de custos de implantação de dutos no Brasil, principalmente por fazer uso de parte significativa do acervo existente na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

REFERÊNCIAS

ANEEL, 2017. Agência Nacional de Energia Elétrica. *REIDI - Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – Transmissão*. Disponível em http://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=15742838&_101_type=content&_101_groupId=655812&_101_urlTitle=reidi-regime-especial-de-incentivos-para-o-desenvolvimento-da-infraestrutura&inheritRedirect=true. Acesso em 19 de setembro de 2019.

ANP, 2013. Receita máxima permitida e tarifas de transporte aplicáveis ao serviço de transporte firme da Chamada Pública do Gasoduto Bolívia-Brasil – 2019.

BRASIL, 1997. Lei 9.478, de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

BRASIL, 2007. Lei 11.488, de 15 de junho de 2007. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – REIDI, dentre outras providências.

BRASIL, 2007a. Decreto nº 6.144, de 03 de julho de 2007. Regulamenta a forma de habilitação e co-habilitação ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - REIDI, instituído pelos arts. 1o a 5o da Lei no 11.488, de 15 de junho de 2007

BRASIL, 2009. Lei 11.909, de 04 de março de 2009. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de

gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

BRASIL, 2010. Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010. Regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei no 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

GASOCIDENTE, 2007. A Gasocidente. Disponível em http://www.gasocidentemt.com.br/gas_ocidente.asp. Acesso em 19 de setembro de 2019.

GLOBO, O. 2015. Por conta de estimativa dobrada de preços, TCU suspende concessão de gasoduto no Rio. Disponível em <https://oglobo.globo.com/economia/por-counta-de-estimativa-dobrada-de-precos-tcu-suspende-concessao-de-gasoduto-no-rio-16280406>. Acesso em 19 de setembro de 2019.

Hanging H, 2018. What does natural gas pipeline construction cost per mile. Disponível em <https://hanginghco.com/natural-gas-pipeline-construction-cost-per-mile/>. Acesso em 04 de julho de 2019.

IBP, 2017. Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas, Cooperação e Pesquisa IBP-UFRJ.

MME, 2014. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2022. Brasília, 19 mar. 2014. 294 p.

INGAA, 2017. Interstate Natural Gas Association of America. North America Midstream Infrastructure through 2035: Capitalizing on Our Energy Abundance. Disponível em <https://www.ingaa.org/File.aspx?id=21527>. Acesso em 19 de setembro de 2019.

TBG, 2014. Gasoduto Bolívia – Brasil: Informações Técnicas do Lado Brasileiro. Disponível em <http://www.tbg.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C9FA42949583FA8014A874C14144791>. Acesso em 19/09/2019.

TUBB, R., 2012. 2012 Pipeline Construction Report. January 2012, vol. 67 no 1. Disponível em <https://ucononline.com/magazine/2012/january-2012-vol-67-no-1/features/2012-pipeline-construction-report>. Acesso em 25 de agosto de 2019.

USAID, 2007. United States Agency for International Development – USAID. Natural Gas Value Chain: Pipeline Transportation.