

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**Tarifação do Segmento de Transporte de Gás Natural no
Brasil: Análise de uma Simulação**

MIRELLA BORDALLO
115061355

ORIENTADOR(A): Prof. Marcelo Colomer

ABRIL 2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**Tarifação do Segmento de Transporte de Gás Natural no
Brasil: Análise de uma Simulação**

MIRELLA BORDALLO
115061355

ORIENTADOR(A): Prof. Marcelo Colomer

ABRIL 2018

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade da autora.

Aos meus pais e irmão, por estarem sempre ao meu lado.
Aos amigos de coração, irmãos que a vida me deu de presente, por serem meus amigos.
Ao meu avô Eurico e a tia Nivalda, por terem feito parte da minha vida.
A minha avó Mathildes, por ser um exemplo de vida.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, ao meu irmão, à tia Rô, a minha avó, à tia Maria Clara e a toda família e agregados pelo carinho, atenção, paciência e compreensão nos momentos de ausência.

Ao professor Marcelo Colomer pela ideia do tema e pela orientação. Suas sugestões paciência, disponibilidade e dedicação foram fundamentais para a elaboração desse trabalho. A Niágara Rodrigues pelas sugestões, pelos materiais, por toda ajuda e por participar da banca. Agradeço, também, ao professor Edmar por participar da banca e pelo tempo dedicado à minha monografia.

A secretária Anna Lúcia pelas orientações e paciência, por tudo. A todos os meus professores e amigos do Dínamis, do Colégio Santo Agostinho, da UFRJ, da UFF e do BNDES que, juntos com a família, tornaram possível mais essa conquista.

Em especial, aos amigos Jean, Paula, Daniel, Caio, Marina, Márcio, Livia, Camila, Luiza, Ana Priscilla, Yuri, Júlia, Gabriel, Cecília, Anselmo e família, Chaaya, Rafaela, Estrela, Diego, Aline, Netto, Bruno, Müller, Gustavo, Bia, Medrado, Pogbá, Pedro, Rafael, Junior, Leo, Oliver, Raphael, Germano, Bárbara e Felipe, pelo apoio, paciência e amizade.

Agradeço a todos, pois esse trabalho é resultado de tudo que eu já vivi e, portanto, todos os que fazem ou fizeram parte da minha vida contribuíram de alguma forma com ele.

A todos, a minha admiração e profundo agradecimento.

RESUMO

O objetivo dessa monografia é analisar como as diferentes formas de alocação tarifária podem afetar o desenvolvimento não só da malha de transporte, mas da indústria de gás natural como um todo. Para tanto, busca avaliar o impacto de diferentes metodologias de alocação tarifária sobre os investimentos na indústria de gás natural. Com esse intuito, o trabalho apresenta a importância da regulação tarifária sobre o segmento de transporte de gás natural a partir das características técnico-econômicas da indústria de gás natural que, enquanto indústria de rede com características de monopólio natural em alguns dos seus segmentos, apresenta um problema regulatório clássico: como desenvolver a competição em seus segmentos competitivos sem comprometer a expansão dos investimentos nos segmentos de rede. Tal *trade-off* regulatório é analisado sob a ótica da teoria dos custos de transação. Demonstrada a importância da regulação do transporte de gás natural, a monografia concentra-se especificamente nas metodologias de regulação tarifária e como esta contribui para a solução desse *trade-off*. Para tanto, divide-se a análise da tarifação do segmento de transporte de gás natural em duas dimensões: estrutura tarifária e alocação tarifária. Nesse contexto, apresenta-se uma simulação com o intuito de entender como as diferentes metodologias de alocação tarifária influenciam no desenvolvimento da malha de transporte e da indústria de gás natural. Do exposto, conclui-se que a escolha da forma de alocação tarifária deve ser feita, tendo em mente que, diferentes formas de distribuição das tarifas fornecem diferentes sinais de mercado redirecionando a demanda de capacidade de transporte para diferentes trechos da malha de transporte, estimulando ou inibindo seu desenvolvimento. Além disso, essa escolha deve considerar os objetivos da política energética do país, a maturidade da indústria de gás natural e do segmento de transporte de gás natural.

Palavras-chave: Gás Natural, Transporte, Regulação, Alocação Tarifária.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	9
I TRANSPORTE DE GÁS NATURAL POR DUTOS	15
I.1 Introdução.....	15
I.2 Transporte de Gás Natural por Dutos à Luz da Teoria de Custos de Transação.....	15
I.3 Regulação do Transporte de Gás Natural por Dutos	20
I.3.1 Regulação da indústria de gás natural verticalmente integrada.....	22
I.3.2 Regulação da indústria de gás natural desverticalizada.....	23
I.4 Considerações Finais	27
II METODOLOGIAS DE TARIFAÇÃO.....	29
II.1 Introdução	29
II.2 Regulação Tarifária do Transporte de Gás Natural por Gasodutos	29
II.3 Nível Tarifário.....	33
II.3.1 Custo de Serviço Tradicional	34
II.3.2 Custo de Serviço Incentivado	36
II.4 Alocação Tarifária.....	39
II.4.1 Tarifa por Distância	39
II.4.2 Tarifa Postal.....	41
II.4.3 Tarifa de Entrada e Saída.....	43
II.5 Considerações Finais.....	44
III SIMULAÇÃO	45
III.1 Introdução	45
III.2 Coleta de Dados e Premissas	45
III.3 Simulação.....	48
III.3.1 Gasoduto original	50
III.3.1.1 Tarifa por distância.....	50
III.3.1.2 Tarifa de Entrada e Saída.....	52
III.3.1.2.1 Tarifa de Entrada e Saída Postal	53
III.3.1.2.2 Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade	54

III.3.1.2.3 Tarifa de Entrada e Saída Matricial	57
III.3.2 Gasoduto com Duas Entradas	60
III.3.2.1 Tarifa por distância	61
III.3.2.2 Tarifa de Entrada e Saída.....	62
III.3.2.2.1 Tarifa de Entrada e Saída Postal	62
III.3.2.2.2 Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade	62
III.3.2.2.3 Tarifa de Entrada e Saída Matricial	64
III.3.3 Sistema Zonal.....	65
III.3.3.1 Tarifa por distância.....	66
III.3.3.2 Tarifa de Entrada e Saída.....	67
III.3.3.2.1 Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade	67
III.3.3.2.2 Tarifa de Entrada e Saída Matricial	68
III.4 Análise dos Resultados da Simulação.....	69
III.5 Considerações Finais	71
CONCLUSÕES GERAIS	73
REFERÊNCIAS	76

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Fórmula de Cálculo da Tarifa Postal de Transporte	46
Figura 2: Mapa das Instalações de Transporte	48
Figura 3: Diagrama Esquemático da Malha de Transporte	49

ÍNDICE DE MATRIZES

Matriz 1: Matriz de distância da entrada i para a saída j (km)	54
Matriz 2: Custo Unitário do Percurso $\left(\frac{R\$}{m^3}\right)$	58
Matriz 3: Custo Unitário do Percurso $\left(\frac{R\$}{m^3}\right)$	64
Matriz 4: Custo Unitário do Percurso $\left(\frac{R\$}{m^3}\right)$	68

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Características dos Ramais de Entrega de Gás Natural	49
Tabela 2: Tarifa por Distância (R\$/MMBTU)	52
Tabela 3: Tarifa de Entrada e Saída Postal (R\$/MMBTU)	54
Tabela 4: Resultados das Etapas Intermediárias do Cálculo da Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade	55
Tabela 5: Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade (R\$/MMBTU)	57
Tabela 6: Dados para o Cálculo do Custo Unitário de cada Trajeto e o Valor desse Custo. ...	58
Tabela 7: Tarifa de Entrada e Saída Matricial (R\$/MMBTU)	60
Tabela 8: Tarifa por Distância no Gasoduto com Duas Entradas (R\$/MMBTU)	61
Tabela 9: Resultados das Etapas Intermediárias do Cálculo da Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade no Gasoduto com Duas Entradas	63
Tabela 10: Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade no Gasoduto com Duas Entradas (R\$/MMBTU).....	64
Tabela 11: Tarifa de Entrada e Saída Matricial no Gasoduto com Duas Entradas (R\$/MMBTU).....	65
Tabela 12: Tarifa por Distância no Sistema Zonal (R\$/MMBTU)	67
Tabela 13: Resultados das Etapas Intermediárias do Cálculo da Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade no Sistema Zonal	67
Tabela 14: Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade no Sistema Zonal (R\$/MMBTU)	68
Tabela 15: Tarifa de Entrada e Saída Matricial no Sistema Zonal (R\$/MMBTU)	69

INTRODUÇÃO

Para entender a dinâmica regulatória do transporte de gás natural por gasodutos é preciso compreender as particularidades das indústrias de rede. Baseado em Dias & Rodrigues (1997), Freitas (2004) e Guimarães (2008), pode-se definir indústrias de rede como indústrias dependentes de redes ou malhas para que o produto possa ser transportado e distribuído ao consumidor. Tal dependência faz com que as indústrias de rede apresentem algumas peculiaridades, dentre as quais, a especificidade física e dedicada dos ativos, o elevado montante investido em capital fixo e o longo prazo de maturação dos investimentos.

Isto é, as indústrias de rede requerem, devido aos problemas técnicos de estocagem, que oferta e demanda estejam sempre em equilíbrio. Ademais, devido à imprevisibilidade da demanda e dificuldade de expansão da capacidade de movimentação nas infraestruturas fixas, é importante que se mantenha certa capacidade ociosa. Também as economias de escala e escopo, sendo esta última importante na coordenação em períodos de pico de demanda, são características presentes nas indústrias de rede.

Como mencionado, as indústrias de rede apresentam um elevado nível de investimento inicial, do qual parcela significativa é de custos afundados, ou seja, em ativos específicos para aquela atividade (especificidade de ativos) e para aquele local (especificidade locacional), não sendo economicamente eficiente aproveitá-los em outra atividade ou local. É por esse motivo que os investimentos ao longo de toda a cadeia produtiva das indústrias de rede precisam ser coordenados.

Dentre as indústrias de rede, a de interesse do presente trabalho é a de gás natural, “... composta por diversos segmentos tecnologicamente separáveis, mas com elevado grau de interdependência.” (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 14). Segundo Pinto Jr. (2016), a indústria de gás natural divide-se em dois segmentos: *upstream*, composto pelas etapas de exploração e produção; e *downstream*, composto pelas etapas de processamento, transporte e distribuição. As etapas do *upstream* da indústria de gás natural, que consistem na localização das reservas e na extração do gás natural do subsolo, estão muito relacionadas à indústria de petróleo, visto que “O gás natural (GN) é uma mistura de hidrocarbonetos encontrados

associados ou não ao petróleo em bacias sedimentares.” (PINTO JR., H.Q. et al. (org), 2016, p. 234)

O gás extraído nas etapas do *upstream* é enviado às Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) onde passa pelo processo de secagem e separação. Muitas vezes, as UPGNs estão muito distantes dos poços de onde o gás foi extraído, sendo necessária a instalação de gasodutos de recolhimento, que conectam os poços às UPGNs. Após processado, em geral, o gás natural é transportado em gasodutos de transporte de alta pressão até os “... *city-gates* (estações de recebimento e medição do gás)...” (PINTO JR., H.Q. et al. (org), 2016, p. 235), onde são transferidos para dutos de baixa pressão, que levam o gás natural dos *city-gates* aos consumidores finais.

... o segmento do *downstream* é caracterizado pela presença de uma infraestrutura de rede que exige uma forte coordenação para sua operação. Essa infraestrutura apresenta um elevado custo de capital que deve ser amortizado em um longo período de tempo. Assim, para viabilizar os investimentos no segmento de transporte e distribuição, esses estão quase sempre sujeitos a uma regulação pública que visa reduzir os riscos e permitir um retorno econômico da atividade com modicidade tarifária. (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 20)

Após apresentação da cadeia produtiva da indústria de gás natural, observa-se que o segmento de transporte é vital para a existência da indústria. Em situações onde a malha de transporte de gás natural mostra-se pouco desenvolvida ou mesmo inexistente, as opções de monetização do gás natural produzido se restringem basicamente ao alto consumo em usinas termoelétricas dificultando o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás natural. Nesse sentido, o transporte pode ser considerado o “coração” da indústria de gás natural.

A construção de gasodutos inicia-se com o estudo do trajeto ideal e pela obtenção do licenciamento regulatório e ambiental. Somente após essas etapas burocráticas, a construção começa. Tal construção requer elevado investimento inicial, por isso o transporte de gás natural por dutos é considerado uma atividade com elevados custos fixos e reduzido custo marginal. Além disso, segundo Almeida & Ferraro (2013), tal atividade possui características específicas que influenciam toda indústria de gás natural, desde a exploração até o consumo.

Dentre estas características destacam-se: i) forte interdependência técnica entre os agentes da cadeia (produtores e consumidores); ii) elevada intensidade de capital dos investimentos; iii) elevada especificidade de ativos dedicados (os ativos de transporte não podem ser reutilizados para outras finalidades); e iv) elevado tempo de maturação dos investimentos (a recuperação dos investimentos exige um longo período de funcionamento dos gasodutos). (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 62 e 63)

O transporte de gás natural por dutos ainda possui importantes economias de escala, visto que, exceto pelo material dos dutos, o custo de construção independe do diâmetro, logo “... é necessário construir um gasoduto com a maior capacidade possível, levando-se em conta as restrições de oferta no ponto de injeção e as restrições de demanda nos pontos de retirada do gás.” (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 71) Dessa forma, a expansão da capacidade de transporte se dá pelo aumento da pressão até um determinado limite, que depende da resistência dos materiais do duto. Atingido tal limite, torna-se necessário, para expandir a oferta de capacidade de transporte, construir um novo gasoduto, o que requer alto investimento.

A grande dependência física entre os ativos dos diferentes segmentos da cadeia da indústria de gás natural faz com que as decisões de investimento de um segmento afetem toda a cadeia, por isso e por ter as outras características anteriormente apresentadas, a indústria de gás natural classifica-se como uma indústria de rede. Assim como nas demais indústrias de rede, o segmento de transporte (por gasodutos) é caracterizado por uma estrutura de monopólio natural. Classifica-se como monopólio natural (Viscusi [1995]), uma indústria em que a produção por uma única firma minimiza os custos de produção.

Na indústria de gás natural, uma vez que se trata de uma indústria de rede, a operação da rede física — nesse caso, a rede de dutos de transporte — constitui o segmento que tecnicamente se mantém como monopólio natural, devendo, por isso, ser objeto de regulação específica, para que a competição possa manifestar-se nos demais segmentos, potencialmente competitivos. (SALGADO & MOTTA, 2005, p. 318)

Como todo monopólio natural, o transporte de gás natural também traz a tona o dilema da política pública, que seria, de acordo com Viscusi (1995), como se beneficiar de um custo de produção menor, que requer apenas uma firma, sem sofrer com os preços de monopólio, ou

seja, sem que o transportador fique com todo o excedente econômico. Outra dificuldade seria como estimular a expansão da capacidade de transporte, sem que sejam praticados preços abusivos, sabendo que o transportador só tem incentivo para expandir enquanto o custo marginal de construção for menor ou igual à receita marginal.

Segundo Freitas (2004), nos setores de infraestrutura, em geral, as economias de escala nunca se tornam decrescentes. Isso, somado à escala mínima eficiente muito elevada, justifica a operação por apenas uma empresa, o que caracteriza tais setores como monopólio natural. Nesse caso, preço igual ao custo marginal resulta em prejuízo à firma, não compensando o investimento, nem atraindo capital privado. Por outro lado, o preço de monopólio resulta em perda de bem estar social e lucro extraordinário, cabendo à intervenção estatal resolver esse impasse.

As características específicas do transporte de gás natural por dutos tendem a causar elevada concentração e dominância de mercado que podem levar a estratégias anticompetitivas. Por isso, a intervenção estatal tem a função de “... estimular a competição, aproximar a taxa de retorno privada da social, estimular o volume de investimento e para garantir a oferta desses serviços em quantidade e qualidade satisfatória.” (FREITAS, 2004, p. 24). Ou seja, o regulador se depara com um *trade-off* regulatório entre investimento e preços de monopólio.

Conforme explicitado, a indústria de gás natural pode ser classificada como uma indústria de rede, principalmente por causa das características do segmento de transporte de gás natural por dutos, que, resumidamente, seriam: o longo prazo de maturação dos investimentos, externalidades, obrigação de fornecimento, essencial para a sociedade, rendimentos crescentes de escala e escopo, intensividade em capital, especificidade de ativos, que gera custos afundados, especificidade locacional e alto custo de implantação. Ou seja, tal segmento possui características de um monopólio natural.

Partindo dessa caracterização, esse trabalho pretende, academicamente, contribuir para o atual debate sobre a metodologia de alocação tarifária para o segmento de transporte de gás natural por gasodutos mais adequada à indústria de gás natural brasileira. Sendo assim, o objetivo dessa monografia é analisar como as diferentes formas de alocação tarifária para tal segmento podem afetar o desenvolvimento não só da malha de transporte, mas da indústria de

gás natural como um todo. Dentro desse objetivo, o presente trabalho busca avaliar a importância da regulação tarifária, mais especificamente, da alocação tarifária no transporte de gás natural, na criação de estímulos ao investimento na expansão da malha e, conseqüentemente, na indústria de gás natural. Para tanto, optou-se pelo uso da simulação como metodologia de análise, simulando a adoção das diferentes formas de alocação tarifária apresentadas em uma malha teórica de gasodutos.

A partir da definição de seu objetivo, a monografia foi estruturada em três capítulos além dessa introdução e das considerações finais. O capítulo I irá analisar o problema regulatório do segmento de transporte de gás natural por dutos à luz da teoria de custos de transação. Nesse sentido, o capítulo começa, sob a ótica dessa teoria, fazendo uma breve apresentação das características técnicas e econômicas do segmento de transporte de gás natural, concluindo que este pode se desenvolver via integração vertical ou via regulação. Ambos os conceitos ficarão claros nesse capítulo.

Em seguida, o capítulo apresenta as demandas regulatórias da indústria de gás natural integrada verticalmente e da indústria desverticalizada. Nesse ponto, evidencia-se a importância da regulação tarifária nas duas situações. Descrevendo-se que quando a indústria de gás natural é integralmente verticalizada, a regulação tarifária é fundamental no controle do poder de mercado, impedindo que a empresa monopolista cobre preços abusivos. Porém, quando é desverticalizada, a regulação tarifária torna-se crucial no desenvolvimento de incentivos e garantias ao investimento. Além de continuar controlando o poder de mercado, só que, nesse caso, dos transportadores.

Nesse sentido, as tarifas reguladas do sistema de transporte devem, ao mesmo tempo em que controlam o poder de mercado das transportadoras e estimulam os ganhos de eficiência, permitir a recuperação do investimento nos termos e no período adequados.

A regulação tarifária, (...), reduz as incertezas associadas aos fluxos de rendas auferidas pela atividade de transporte. Nesse sentido, as tarifas reguladas reduzem os riscos de comportamentos oportunistas por parte dos carregadores uma vez que diminui os espaços para arbitragens de preço. (FERRARO, 2010, p. 91)

Ou seja, cabe à regulação tarifária resolver o *trade-off* entre investimento e preço de monopólio. Por fim, o capítulo discute o *trade-off* regulatório desse segmento e analisa as alternativas a disposição do regulador.

Em seguida, o capítulo II, tem como preocupação central mostrar a importância da alocação tarifária do transporte de gás natural para o desenvolvimento da indústria de gás natural. Nesse sentido, na primeira parte do capítulo, mostrar-se-á o desenvolvimento da regulação tarifária, como esta pode resolver o *trade-off* regulatório discutido no capítulo I e os dois enfoques da regulação tarifária. A seção II.3 apresentará o enfoque da estrutura tarifária e as metodologias que podem ser adotadas na determinação dessa estrutura. Enquanto a seção II.4, apresentará o enfoque de interesse desse trabalho, que é o enfoque da alocação tarifária, mostrando as principais metodologias de alocação tarifária.

Já o terceiro capítulo apresenta e analisa uma simulação da aplicação das metodologias de alocação tarifária apresentadas a uma malha teórica de gasodutos, que busca ser próxima da realidade, mas com algumas simplificações para facilitar o entendimento do leitor. Por fim, no último capítulo, serão resumidas as principais conclusões do trabalho.

I TRANSPORTE DE GÁS NATURAL POR DUTOS

I.1 Introdução

Observou-se na introdução desse trabalho que a principal característica que distingue as indústrias de rede dos demais setores industriais é a elevada interdependência entre os investimentos nos diferentes elos da cadeia produtiva. Isso decorre, em grande medida, em função da essencialidade e das características técnicas e econômicas das infraestruturas físicas de movimentação.

No caso da indústria de gás natural, como apresentado no capítulo anterior, o segmento de transporte pode ser considerado o “coração” da indústria uma vez que a movimentação do gás das áreas de produção até os diferentes pontos de consumo mostra-se vital para o processo de monetização das reservas gasíferas. Nesse sentido, o objetivo central desse capítulo é, a partir do entendimento da importância do segmento de transporte para a indústria de gás natural, analisar o desenvolvimento da regulação desse setor. Para isso, o capítulo foi dividido em quatro seções incluindo essa introdução e as considerações finais.

A próxima seção apresentará as características técnicas e econômicas do segmento de transporte de gás natural à luz da teoria de custos de transação. Na terceira seção, será discutido o *trade-off* regulatório, dedicando-se uma subseção ao papel do regulador no caso da indústria integralmente verticalizada e uma para o caso dela desverticalizada. Por fim, a quarta seção irá resumir as principais conclusões desse capítulo e apresentar brevemente o próximo capítulo.

I.2 Transporte de Gás Natural por Dutos à Luz da Teoria de Custos de Transação

Baseada no primeiro capítulo de Ferraro (2010), esta seção pretende demonstrar que o transporte de gás natural por dutos possui elevados custos de transação. Espera-se que ao final dessa seção, o leitor entenda a necessidade de uma estrutura de governança capaz de reduzir os riscos e incertezas dos investimentos na indústria de gás natural.

Segundo os autores da teoria neo-institucionalista, dentre os quais se destacam, por exemplo, Ronald Coase, um dos pioneiros, Kenneth Arrow e Oliver E. Williamson, as transações, via de regra, são mediadas por relações contratuais explícitas ou não. Portanto, os custos de transação são aqueles associados diretamente ao estabelecimento de contratos. Tais custos, de acordo com Filho (1995), podem ser separados em *ex ante* e *ex post*. “Os primeiros são os custos de selecionar, negociar e salvaguardar o acordo...” (FILHO, 1995, p. 113). Já os custos *ex post*, são os de manutenção do acordo. Porém, ambos são interdependentes. Entendendo, nesse contexto, transação como qualquer transferência de bem e/ou serviço entre interfaces tecnologicamente distinguíveis, conforme Williamson (1998); e contratos como promessas de conduta futura, meios de coordenação entre os agentes, de acordo com Sarto e Almeida (2015).

Em função da natureza das atividades econômicas, os contratos podem ser considerados incompletos. Isto é, em ambientes de incerteza, os contratos, formais ou tácitos, não conseguem abranger todas as circunstâncias futuras possíveis. Tal incompletude existente em ambientes de incertezas é justificada pelas hipóteses de informação incompleta, racionalidade limitada, assimetria de informações e comportamento oportunista. Apesar dos agentes atuarem de forma racional, a incapacidade de prever todas as possíveis circunstâncias futuras limita sua racionalidade, que se mostra um recurso escasso e, portanto, associado a um custo.

Nesse contexto, os custos de planejamento, de adaptação e de monitoramento dos contratos (custos de transação) devem ser considerados no processo de alocação dos recursos uma vez que representam importantes condicionantes de incerteza do investimento. (FERRARO, 2010, p. 40)

Além disso, nem todas as informações estão à disposição de todos os agentes da mesma forma. Por exemplo, o segmento de distribuição de gás natural tem conhecimento sobre a real demanda, o segmento de transporte não, apenas tem conhecimento sobre a demanda que o segmento de distribuição informar, que não é necessariamente o real. Essa diferença de informações que é chamada de assimetria de informações.

No caso do transporte, existe uma grande assimetria de informação entre as empresas transportadoras e os carregadores no que diz respeito à capacidade de transporte. Se por um lado as empresas de transporte possuem vantagens informacionais a respeito das capacidades de transporte ociosa disponível, por outro, os carregadores possuem vantagens a respeito da demanda efetiva por capacidade criando, assim, importantes problemas de equilíbrio dos fluxos de gás na rede. (FERRARO, 2010, p. 42)

Tal assimetria de informações permite que os agentes adotem comportamentos oportunistas. Adotando-se o conceito de oportunismo da teoria neo-institucionalista que "... restringe-se a manipulação *ex ante* e *ex post* das informações através de sua transmissão seletiva e distorcida." (FERRARO, 2010, p. 40) Entendendo-se a manipulação *ex ante* como a dificuldade de distinguir os diferentes riscos envolvidos no contrato, também conhecida como seleção adversa. Enquanto a manipulação *ex post*, também conhecida como risco moral, é o incentivo que os agentes possuem de atuarem de forma contrária a que agiriam sem o contrato, só porque o contrato já está firmado.

No caso da indústria de gás, pode-se verificar também a existência de risco moral. A empresa transportadora pode omitir dos carregadores as reais condições de transporte de seus dutos de forma a justificar uma possível redução do volume de gás contratado. Como o acesso dos carregadores às informações sobre as condições dos dutos não é igual ao acesso à informação do transportador, esse último pode agir de forma oportunista na execução dos contratos de transporte. (FERRARO, 2010, p. 41)

Somadas ao risco de comportamentos oportunistas, as externalidades e as especificidades dos ativos explicam os elevados custos de transação associados ao segmento de transporte de gás natural. Se tratando de uma indústria de rede dependente de infraestruturas físicas de movimentação, o uso da rede por um agente traz consequências diretas para os demais usuários o que explica a existência de importantes externalidades. Nesse sentido, considerando que as externalidades negativas podem provocar a interrupção do transporte de gás natural, pressupõe-se a adoção de mecanismos contratuais para evitá-las, o que eleva os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte.

A externalidade negativa no segmento de transporte de gás natural pode ser melhor percebida no problema de congestão do fluxo de transporte. Uma congestão física da malha afeta negativamente todos os utilizadores. Ela corresponde à situação

onde a capacidade de transporte da rede fica completamente saturada não permitindo que um novo carregador injete ou retire gás. (FERRARO, 2010, p. 43)

No entanto, o fator determinante para os elevados custos de transação no setor de transporte de gás natural é a especificidade dos ativos, explicada, nesse caso, pela dependência física e pela exclusividade do uso. É possível distinguir três tipos de especificidade: temporal, locacional e de ativos dedicados. A especificidade temporal está associada à necessidade de equilíbrio entre oferta e demanda para evitar o problema de congestionamento, já a locacional refere-se ao custo de oportunidade da remoção dos dutos para outra localidade. “A construção de um gasoduto envolve elevados custos afundados como, por exemplo, os custos relacionados ao direito de passagem, os custos de recuperação do terreno entre outros.” (FERRARO, 2010, p. 45)

Enquanto a especificidade de ativos dedicados está associada ao custo de adaptação do ativo para outros fins. O uso dos dutos para outra coisa que não o transporte de gás natural, em geral, não é economicamente viável, necessitando de elevados investimentos. Tais especificidades dos ativos geram uma disputa entre os agentes pela apropriação das quase-rendas, preço de um ativo com elevada especificidade deduzido o preço do ativo sem especificidade.

... sabendo que um ativo específico perde parcela considerável de seu valor quando utilizado para outros fins que não aquele para o qual ele foi projetado, os agentes podem oferecer preços menores do que ofereceriam, pois sabem que mesmo assim será melhor para o proprietário do ativo específico aceitar esse preço menor do que utilizá-lo para outras finalidades. (FERRARO, 2010, p. 46)

Ou seja, sendo os contratos incompletos, a especificidade dos ativos potencializa o risco do comportamento oportunista, o que eleva os custos de transação, que podem inviabilizar os investimentos.

Uma vez analisadas as origens dos elevados custos de transação associados à indústria de gás natural torna-se possível entender a necessidade de adotar uma determinada estrutura de governança para estimular o desenvolvimento do segmento de transporte de gás natural.

Visto que os elevados custos de transação associados a esse segmento traduzem-se, para as empresas, como riscos mais elevados, quanto maiores os custos de transação, maiores as taxas de retorno que estas exigem. De forma que se torna mais difícil atrair investimentos para a expansão da malha de dutos.

Dessa forma, o objetivo das estruturas de governança não é a eliminação de todas as incertezas associadas ao investimento, mas sim, a homogeneização dos fatores de riscos através da atenuação das incertezas comportamentais oriundas das elevadas especificidades dos ativos do segmento de transporte de gás natural. (FERRARO, 2010, p. 52 e 53)

Considerando três tipos de estrutura de governança: o mercado, as formas híbridas e a hierarquia (integração vertical), a expansão eficiente da malha de transporte depende da adoção de uma que seja capaz de reduzir os custos de transação e desenvolver estruturas de incentivo ao investimento. Esta, geralmente, não é o mercado, pois os mecanismos competitivos elevam os custos de transação, limitando os investimentos em gasodutos devido a suas características específicas.

Ou seja, o desenvolvimento do transporte de gás natural pode se dar via integração vertical, que segundo Sarto e Almeida (2015), caracteriza-se pela internalização, na mesma empresa, de diferentes etapas da cadeia produtiva, criando um monopólio no caso da indústria de gás natural. Dessa forma, eliminam-se as negociações contratuais entre firmas distintas, o que reduz os custos de transação. No entanto, esses são substituídos por custos administrativos e gerenciais. O que significa que a integração vertical só é vantajosa enquanto esses custos de internalizar forem menores do que os custos de transação das outras alternativas de estrutura de governança.

As vantagens da organização interna residem em seus mecanismos de controle e incentivo dos agentes que fazem com que as decisões e ações empresariais possuam maior grau de convergência em direção ao incremento de seu desempenho global. Dessa forma, torna-se possível atenuar o oportunismo e a incerteza, além de economizar racionalidade restrita, à medida que as unidades componentes da firma se ajustam a eventos imprevistos, se comunicam e tomam decisões de forma coordenada, reduzindo, assim, custos de transação. (SARTO & ALMEIDA, 2015, p. 10)

No caso da indústria de gás natural, com a integração vertical, controlam-se os problemas associados à especificidade dos ativos de transporte e distribuição e à coordenação dos investimentos. Porém, gera-se um poder de mercado elevado, que desestimula a redução de custos e os ganhos de eficiência. Devido aos problemas da integração vertical, uma segunda alternativa de estrutura de governança para o transporte de gás natural, adotada em alguns países como Inglaterra e Espanha, por exemplo, é a regulação.

Tal estrutura, que será analisada mais detalhadamente na próxima seção, utilizada quando a indústria de gás natural é desverticalizada integralmente, é capaz de atenuar as incertezas e de reduzir os custos de transação. A regulação traduz-se na presença de um terceiro ator, em geral, mas não obrigatoriamente, o Estado, para estabelecer as regras, monitorar e fiscalizar.

I.3 Regulação do Transporte de Gás Natural por Dutos

Até os anos 1980, a indústria de gás natural caracterizava-se por ser verticalmente integrada, ou seja, por ter diferentes etapas de produção internalizadas pela mesma empresa, segundo Freitas (2003). Enquanto as empresas de gás foram empresas estatais, o controle do poder de mercado destas era feito diretamente pelo estado a partir da sua ingerência direta na condução do negócio das empresas. Quando estes monopólios estatais foram sendo privatizados, surgiu um grande problema para o estado; agora os monopólios não eram mais públicos e sim privados. A interferência do estado sobre as ações das empresas, principalmente no que diz respeito aos investimentos e a definição da estrutura tarifária, passou a ser menos direta, exigindo um conjunto de regras e diretrizes, assim como a criação de um ente público capaz de fiscalizar a estrutura normativa estabelecida.

Segundo Ferraro (2010), observa-se que as indústrias de rede, pela grande dependência física entre os ativos dos diferentes segmentos da cadeia, pelo fato das decisões de investimento de um segmento afetarem toda a cadeia, costumam se desenvolver a partir de monopólios estatais verticalmente integrados. No entanto, o processo de privatização e desverticalização da indústria de gás natural ocorrido a partir da década de 1980, exigiu um esforço do governo de muitas nações na criação de um arcabouço regulatório capaz de tratar das questões de eficiência econômica dessa indústria e isso se tornou um objetivo mais

complexo. “Novas demandas regulatórias como, por exemplo, as questões associadas ao livre acesso às infraestruturas de rede, às regras de separação da cadeia e à regulação de mercados secundários, foram inseridas na dinâmica do setor de gás natural.” (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 166)

A reforma implementada na indústria de gás natural a partir da década de 80 na Europa, teve como objetivo introduzir elementos de competição. Nesse sentido, segundo Almeida e Ferraro (2013), tal reforma separou a indústria de gás natural em segmentos competitivos (produção, comercialização, importação e exportação) e não competitivos ou com características de monopólio natural (transporte e distribuição). A desverticalização da indústria trouxe outras importantes demandas regulatórias como a regulação do acesso de terceiros (chamados de carregadores) à rede de gasodutos; e a definição e separação dos direitos de propriedades dos diferentes serviços e produtos dessa indústria.

A definição das condições de acesso de terceiros aos dutos de transporte, o estabelecimento das regras de alocação primária e secundária de capacidade, a separação dos direitos de propriedade, a padronização dos contratos, a regulação tarifária dos setores de monopólio natural e o estabelecimento de regimes de outorga passam a representar um importante papel na atividade do órgão regulador. (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 169)

Os diferentes graus de maturidade da indústria exigem distintas estruturas regulatórias. Inclusive, Pinto Jr. (2016), no quarto capítulo, discute sobre o grau de maturidade da indústria de gás natural e identifica características que, por alguns dados empíricos, parecem depender desse grau de maturidade e outras características que não parecem ter relação com isso, sem se aprofundar muito nessa discussão. Tal discussão também não é objetivo desse trabalho, no qual o interesse é analisar os aspectos gerais da regulação do transporte do gás natural por dutos, em duas fases da indústria de gás natural, a fase nascente e a posterior, independente do país ou grau de maturidade, para um aprofundamento, no próximo capítulo, das metodologias de alocação tarifária.

Para tanto, a subseção I.3.1 será dedicada às características da regulação na fase inicial do desenvolvimento da indústria de gás natural por meio do monopólio verticalmente integrado. Enquanto a subseção I.3.2, apresentará as demandas regulatórias da indústria de

gás natural desverticalizada. Pretende-se que ao final, fique claro ao leitor, que em ambos os casos, a intervenção estatal é fundamental e que, apesar da regulação tarifária não ser mais suficiente para estimular o desenvolvimento dessa indústria, ela ainda é o instrumento mais importante, podendo estimular ou parar o desenvolvimento, dependendo de como for aplicada.

I.3.1 Regulação da indústria de gás natural verticalmente integrada

Como já observado nessa seção, as indústrias de rede, por suas peculiaridades, apresentadas na introdução desta monografia, costumam se desenvolver a partir de monopólios estatais verticalmente integrados. Com a indústria de gás natural não foi diferente. Ela nasceu como monopólio estatal em quase todos os países, sendo os EUA uma exceção, pois sempre teve o setor privado como agente principal desta indústria.

De acordo com a Teoria dos Custos de Transação, enquanto o custo de transacionar via mercado for superior ao custo de coordenar as transações dentro da firma, a integração vertical se justifica. No entanto, essa estrutura hierárquica não estimula a eficiência. Essa foi uma das razões que levaram a desverticalização da indústria de gás natural na década de 80 e 90.

A atuação de uma empresa em diversos segmentos da cadeia de forma integrada tinha como objetivos principais o aproveitamento das economias de escala e escopo e a diminuição dos custos de transação. A integração vertical permitia ainda uma maior flexibilidade às mudanças, redução de riscos e a possibilidade de haver subsídios cruzados entre as diversas atividades da firma. (FREITAS, 2004, p. 50)

Foi demonstrado na segunda seção que os elevados custos de transação requerem uma estrutura de governança para reduzi-los. Mais especificamente, requerem a intervenção estatal. Em quase todos os países, inicialmente essa intervenção foi direta, através de monopólio estatal, ou seja, o Estado controlava diretamente toda a indústria de gás natural, ele era o produtor, transportador e distribuidor, logo era ele que estabelecia o preço, que era menor do que o preço de monopólio.

No entanto, conforme a indústria de gás natural se desenvolveu, alguns países, antes da desverticalização, substituíram o monopólio estatal pelo privado. Nesses casos, as indústrias permaneceram integralmente verticalizadas, mas nas mãos do setor privado, requerendo uma intervenção estatal indireta, na forma de regulação. Regulação que também se fará necessária após a desverticalização.

Nesse caso do monopólio privado verticalizado, a necessidade da regulação não se deve aos elevados custos de transação, pois estes são reduzidos com a verticalização da indústria. Nesse caso, o Estado precisava intervir devido ao elevado poder de mercado gerado pela verticalização. Nesse sentido, cabe ao Estado regular o preço para evitar a fixação de preços de monopólio, de forma a balancear os interesses dos investidores e dos consumidores. Portanto, os instrumentos regulatórios centravam-se na definição de tarifas, nas barreiras institucionais de entrada, no controle da qualidade do serviço e na garantia do abastecimento.

Ou seja, o Estado possui três alternativas para viabilizar o desenvolvimento da indústria de gás natural. A primeira, adotada por muitos países no início do desenvolvimento, é o próprio Estado controlar a indústria, o monopólio estatal. O problema dessa alternativa é que contrariava os ideais liberais predominantes na década de 80 e representava elevados custos ao Estado. A segunda, pela qual alguns países passaram no decorrer do desenvolvimento da indústria de gás natural, é permitir a verticalização, proteger a situação de monopólio privado, mas regulando o final da cadeia: preço, abastecimento e qualidade.

A terceira, que será detalhada na próxima subseção, é desverticalizar, estimulando a concorrência nos segmentos competitivos. Nesse caso, toda a cadeia precisa ser acompanhada pelo Estado, que deve regular as questões que podem atrapalhar o desenvolvimento da indústria. Nesse caso, surgem novas demandas regulatórias e o Estado passa a ter que se preocupar em como incentivar o investimento nos segmentos não competitivos, mais especificamente, no transporte de gás natural por dutos.

I.3.2 Regulação da indústria de gás natural desverticalizada

Com a desverticalização, a relação entre a empresa detentora do monopólio do transporte e as empresas que atuam nos outros segmentos da indústria de gás natural torna-se

uma questão regulatória, já que esta relação pode dar vantagens competitivas a uma ou mais empresas dos segmentos competitivos em detrimento das outras, sendo função do regulador defender a concorrência nestes segmentos. De acordo com Ferraro (2010), entre os principais desafios da desverticalização da indústria de gás natural está a compatibilização de estruturas de incentivos ao investimento com os novos padrões competitivos, em particular, num segmento de monopólio natural como é o transporte de gás natural por dutos.

A concorrência e o aumento da eficiência econômica do transporte de gás natural por dutos dependem da eliminação de qualquer vantagem competitiva, para isso, é importante impedir que o transportador seja proprietário do gás natural. Tal proibição veio com a reforma liberalizante que deu à indústria de gás natural características contraditórias. Segundo Ferraro (2010), enquanto o aumento do número de agentes e a desregulamentação dos preços estimularam os ganhos de eficiência, o livre acesso aos dutos e a separação do direito de propriedade do gás natural do direito de propriedade da capacidade de transporte elevaram os custos de transação.

Com essa reforma liberalizante, evidencia-se a figura do carregador, até então atrelada a do transportador. Nesse momento faz-se necessário distinguir esses dois tipos de agentes envolvidos na atividade de transporte de gás natural por dutos. O transportador, agente de maior interesse neste trabalho, é o dono dos dutos, o agente que investirá na construção (ou compra) dos dutos no intuito de obter lucro sobre este investimento. Já o carregador, não menos importante, é o cliente do transportador, o agente que paga pelo direito de usar a capacidade de transporte do gasoduto ou parte desta capacidade, entendendo capacidade de transporte como quantidade de gás natural capaz de ser transportada pelo gasoduto em uma determinada unidade de tempo. É importante destacar que o transportador, em geral, não é o carregador. Em alguns países, a lei nem permite que seja. E que o carregador não é, necessariamente, produtor de gás natural, ele pode ter que comprar gás natural para transportar e utilizar a capacidade do gasoduto contratada.

Apesar de ser considerado um monopólio natural, com a separação de propriedade, é possível observar, segundo Ferraro (2010), cinco tipos de competição no segmento de transporte: licitação de concessão, competição entre os transportadores pelo direito de investir na construção do sistema de transporte; alocação primária, competição entre os carregadores pela capacidade de transporte dos dutos; consumo do transporte, competição entre os

carregadores pelo consumidor do serviço de transporte; revenda de capacidade, competição entre os carregadores para vender ou comprar capacidade ociosa; e, *pipe-to-pipe*¹, competição entre os transportadores pelo carregador, quando a malha de gasoduto é grande o suficiente para o carregador poder escolher entre gasodutos, os transportadores passam a competir para que o carregador escolha o seu gasoduto.

Os carregadores concorrem entre si, mas são obrigados a se coordenarem. O transportador, devido à condição de monopólio natural do transporte, opera a infraestrutura com maior poder e controle do que os carregadores. Esses problemas exigem um terceiro ator, neutro, para intervir e monitorar. A este terceiro ator cabe definir as modalidades de acesso à rede, a resolução de conflitos, a definição clara dos direitos de propriedade e a redução das incertezas contratuais envolvendo ativos específicos.

... a definição das condições de acesso de terceiros aos dutos de transporte, o estabelecimento das regras de alocação primária e secundária de capacidade de transporte, a delimitação clara dos diferentes mercados de capacidade, a separação dos direitos de propriedade, a padronização dos contratos, a regulação tarifária dos setores de monopólio natural e o estabelecimento dos regimes de outorga são essenciais para a criação de mercados competitivos de transporte de gás natural. (FERRARO, 2010, p. 79)

Conforme exposto na seção I.2, os elevados custos de transação podem ser explicados pela racionalidade limitada; assimetria de informação, considerando que o transportador sabe a real capacidade ociosa disponível, desconhecida pelo carregador e o carregador conhece a demanda efetiva por capacidade de transporte, ignorada pelo transportador; especificidades dos ativos, tornam o transportador extremamente dependente do carregador; comportamento oportunista, estimulado pelo fato dos transportadores serem dependentes dos carregadores; externalidades, e incertezas.

A separação de propriedade eleva de forma significativa os custos de transação, exigindo maior atuação do regulador. Nesse caso, a regulação tarifária deixa de ser suficiente. Além da regulação tarifária, mecanismo de interesse desse trabalho, fundamental no controle do poder de mercado do transportador, que detém um monopólio natural, e para desenvolver

¹ Quando o sistema de transporte atinge o nível de competição entre gasodutos, deixa de ser um monopólio natural.

estruturas de incentivo ao investimento, torna-se necessária a adoção de outros mecanismos regulatórios, não tarifários, que, no presente trabalho, serão classificados como regulação de *market design* para evidenciar que a regulação tarifária, apesar de ser o foco dessa monografia, não é a única forma de regulação.

Dentro da regulação de *market design*, que surge como uma demanda regulatória da desverticalização e da reforma liberalizante da indústria de gás natural, os instrumentos utilizados no segmento de transporte por gasodutos são: a regulação do acesso de terceiros aos dutos, de modo a promover a competição entre os carregadores; a definição clara dos direitos de propriedade; o estabelecimento das regras de funcionamento dos novos mercados; e a resolução de possíveis litígios.

O acesso aos dutos de transporte, importante pela essencialidade dessa etapa para a indústria de gás natural pode se dar de forma regulada, determinada ou aprovada pelo regulador, ou negociada entre as partes interessadas. Esse acesso não será possível se não houver capacidade de transporte disponível, por isso, também é função do regulador atrair e/ou estimular o investimento em construção ou expansão da capacidade, visto que “... a falta de uma regulação adequada para a questão dos investimentos pode gerar problemas de escassez de capacidade de transporte e/ou não conexão de importantes parcelas de consumidores à rede de distribuição.” (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 189)

Tal construção ou expansão da capacidade de transporte de gás natural pode ocorrer por aposta unilateral da empresa transportadora, que assume todo o risco do investimento, ou por comprometimento prévio dos carregadores interessados. Nesse segundo caso, cabe ao regulador, mediante determinação das regras da oferta primária de capacidade, definir qual a exposição ao risco das empresas transportadoras. Esta oferta primária pode ser feita por concurso aberto ou livre negociação. Além disso, também é papel do regulador, regular os mercados de revenda de capacidade de transporte.

... a regulação das formas de alocação da capacidade de transporte é um importante fator de redução dos custos de transação e de promoção da competição no segmento de transporte. O concurso aberto, além de reduzir as assimetrias de informação, permite o compartilhamento dos riscos dos investimentos através do comprometimento financeiro prévio dos carregadores interessados na nova capacidade. (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 188)

Os novos padrões de competição da indústria de gás natural demandam regulação para obter aumento da eficiência alocativa, controle do poder de mercado dos segmentos caracterizados como monopólio natural e para desenvolver estruturas de incentivo ao investimento.

Nesse contexto, a solução encontrada para o desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento em ativos específicos em ambientes liberalizados foi o estabelecimento de estruturas de governança capazes de atenuar as incertezas comportamentais e conseqüentemente capazes de reduzir os custos de transação,... (FERRARO, 2010, p. 52)

O aumento dos custos de transação em estruturas desverticalizadas funciona como importante barreira à expansão da rede de dutos e aos investimentos, que passam a depender de mecanismos regulatórios que reduzam os custos de transação para ocorrerem. O regulador pode utilizar alguns mecanismos contratuais para estimular o investimento como, por exemplo, metas e punições. Além disso, a forma de tarifação também pode cumprir essa função, cabendo ao regulador fixar essa metodologia tarifária. “... o objetivo do regulador ao fixar uma metodologia tarifária para os segmentos de transporte e distribuição é garantir que haja estímulos financeiros ao investimento em novos gasodutos sem, contudo, que haja cobrança de preços abusivos.” (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 182)

I.4 Considerações Finais

Este capítulo tentou explicar a necessidade da regulação na indústria de gás natural. Para tanto, demonstrou que o segmento de transporte de gás natural por dutos apresenta elevados custos de transação devido à elevada especificidade dos ativos e à incompletude dos contratos num ambiente de incertezas.

Nesse contexto, os custos de transação associados às incertezas comportamentais foram, tradicionalmente, contornados pela integração vertical da cadeia produtiva, que exigia apenas a regulação tarifária do preço final por causa do elevado poder de mercado da empresa

detentora do monopólio da indústria de gás natural. No entanto, com as reformas liberalizantes da indústria, veio a ameaça à expansão da rede e ao abastecimento.

Nesse sentido, buscou-se evidenciar que a forte relação desigual de dependência entre os agentes do segmento de transporte de gás natural requer a regulação para reduzir os custos de transação e estimular investimentos em novos dutos para a expansão da malha de transporte.

Apesar de o presente capítulo ter exposto que, com a desverticalização, a regulação tarifária não é mais suficiente para promover o desenvolvimento da indústria de gás natural, também foi demonstrado que ela ainda é necessária e de suma importância para viabilizar tal desenvolvimento. Sendo assim, o objetivo do próximo capítulo é explicar a regulação tarifária, sua importância, como ela pode resolver o *trade-off* regulatório, seus métodos de determinação do nível tarifário e suas metodologias de alocação tarifária, foco central da simulação que será feita no terceiro capítulo deste trabalho.

II METODOLOGIAS DE TARIFAÇÃO

II.1 Introdução

O capítulo anterior apresentou a regulação como uma das estruturas de governança capazes de proteger a concorrência nos segmentos competitivos, de amenizar o ambiente de incertezas e incentivar os investimentos nos segmentos de monopólio. Além disso, mostrou que os instrumentos regulatórios podem ser divididos em dois grupos: regulação tarifária e regulação de *market design*.

No caso da indústria de gás natural, esta última, que reúne, entre outros mecanismos, o acesso de terceiros aos dutos e a separação da propriedade dos dutos da propriedade do gás, torna-se fundamental com a desverticalização e a reforma liberalizante. No entanto, esta não exclui a regulação tarifária que, além de ser o foco deste trabalho e o objetivo central deste capítulo, continua sendo, segundo Freitas (2004), o principal instrumento regulatório e fundamental para a indústria de gás natural, em especial para o segmento de transporte de gás natural. Espera-se que ao final do capítulo, o leitor tenha compreendido que a regulação tarifária pode agir como estimulante ou limitante tanto do investimento quanto da concorrência.

Para tanto, este capítulo está dividido em três seções além dessa introdução e das considerações finais. Sendo que a próxima seção discorrerá sobre a importância da regulação tarifária para o segmento de transporte de gás natural. Em outros termos, como a regulação tarifária pode resolver o *trade-off* regulatório entre investimento e preços de monopólio. Para isso os mecanismos de regulação tarifária serão agrupados em duas dimensões: nível tarifário e alocação tarifária. Nas seções seguintes, os mecanismos regulatórios identificados serão analisados em detalhes.

II.2 Regulação Tarifária do Transporte de Gás Natural por Gasodutos

No primeiro capítulo foi apresentada a necessidade de regulação do transporte de gás natural por dutos e que, com a desverticalização da indústria de gás natural, a regulação

tarifária deixou de ser suficiente para o desenvolvimento desta indústria e novas demandas regulatórias surgiram. Embora não seja mais o bastante, a regulação tarifária ainda tem papel central no desenvolvimento da indústria de gás natural, em especial no do transporte por gasodutos. “Dessa forma, o objetivo do regulador ao regular as tarifas cobradas pelo segmento de transporte é distribuir igualmente o excedente social, garantindo assim um lucro justo, mas sem preços abusivos.” (FERRARO, 2010, p. 107)

A função da regulação tarifária nesse segmento é estimular o investimento, impedir a cobrança de preços de monopólio e incentivar a eficiência econômica. Ou seja, as escolhas do regulador no âmbito da regulação tarifária possuem o poder de resolver o *trade-off* regulatório apresentado no capítulo anterior. Para tanto, o regulador calcula a tarifa de forma que o investidor tenha uma rentabilidade mínima garantida, reduzindo assim parte dos riscos e incentivando os investimentos. A outra face da regulação das tarifas é impedir que o transportador exerça seu poder de mercado sobre os consumidores. Nesse sentido, reconhecendo a estrutura de monopólio natural do segmento de transporte, a regulação tarifária tem a função de controle e redistribuição do excedente do produtor.

A regulação tarifária, contudo, esbarra nos problemas relacionados com a existência do *trade-off* entre o estabelecimento de uma tarifa considerada justa para os consumidores e aquela que estimule o investimento das firmas concessionárias. Na ausência de competição, os incentivos para que as empresas reduzam custos e invistam no aumento da produtividade são pequenos de forma que cabe ao regulador estabelecer uma metodologia tarifária capaz de estimular a eficiência econômica das empresas reguladas. (FERRARO, 2010, p. 107)

Enquanto que em uma indústria de gás natural verticalizada o objetivo da regulação tarifária era controlar o preço final, em uma estrutura desverticalizada, além da definição do *market design* da indústria, a regulação tarifária passa a ter outros objetivos: incentivar o investimento e/ou eficiência econômica e desenvolver a indústria de forma mais competitiva².

No contexto de introdução da concorrência, flexibilização da indústria e melhor ocupação da rede, a metodologia de definição tarifária ganhou um novo papel, passando a ser essencial para o funcionamento do novo ambiente institucional. A

² Isto é, a regulação tarifária do transporte por gasoduto objetiva estimular a concorrência nos setores competitivos, evitando gerar diferencial competitivo entre empresas desses setores.

análise do critério de tarifação mais adequado para cada país está relacionada com os interesses do agente regulador e com a morfologia da rede. (FREITAS, 2004, p. 53 e 54)

No contexto desses dois objetivos da regulação tarifária, é possível analisar as diferentes metodologias de tarifação do transporte de gás natural a partir de duas componentes distintas. A primeira análise direciona-se a determinação do nível tarifário. Isto é, a definição da tarifa que, ao mesmo tempo em que remunera adequadamente os investimentos na rede, estimula a eficiência econômica e alocativa (distribuição justa do excedente de monopólio). Vale ressaltar que nem sempre é possível compatibilizar estímulo ao investimento com eficiência econômica, cabendo ao regulador escolher o que priorizar. Ou melhor, determinar simultaneamente, baseado nas características da indústria a ser regulada e na política energética, o nível ótimo de incentivo ao investimento e à eficiência econômica.

Já no que tange ao segundo objetivo da regulação tarifária, que se refere ao impacto sobre os setores competitivos da indústria, a componente de análise diz respeito à distribuição da tarifa entre os diferentes usuários da rede e direciona-se a determinação da alocação tarifária. Ou seja, uma vez definido o nível de tarifa adequado para os objetivos do regulador, como esta tarifa deverá ser repartida entre os diferentes agentes da indústria de gás natural. Assim, como no caso da definição do nível tarifário, diferentes objetivos da política energética de um país definem diferentes formas de repartição da tarifa.

Apesar de buscarem objetivos distintos, o regulador não deve fazer escolhas independentes, pois a escolha da alocação tarifária pode interferir na realização do nível tarifário escolhido. Ou seja, dado o nível tarifário, calculado baseado, dentre outras coisas, numa projeção de demanda, a escolha da forma de alocação tarifária pode estimular ou inviabilizar o consumo de gás natural em parte do duto. Se inviabilizar, a demanda fica menor do que a projetada e a receita total recebida pelo transportador fica menor até o próximo ajuste tarifário, do que a prevista no nível tarifário, o que pode desestimular os investimentos.

Nesse caso, no momento do ajuste tarifário, provavelmente haveria um aumento da tarifa paga por aqueles que demandam, de fato, o gás natural para compensar a redução da demanda, ou seja, a não realização da demanda projetada.

Além disso, a escolha de como alocar a tarifa pode, no curto prazo, gerar diferencial competitivo entre as empresas consumidoras existentes; e, no longo prazo, pode acarretar a realocação dos setores industriais intensivos em gás natural próxima aos pontos de entrada com menor tarifa, podendo gerar ociosidade em parte dos dutos. É importante perceber que, embora a forma como a tarifa é distribuída entre os diferentes carregadores não afete diretamente o nível tarifário, indiretamente pode haver impactos não somente sobre a rentabilidade dos investimentos na malha como também nas operações. Isso porque diferentes formas de distribuição das tarifas fornecem diferentes sinais de mercado, redirecionando a demanda de capacidade de transporte para diferentes trechos da malha de transporte.

No caso do gasoduto Brasil-Bolívia, por exemplo, até 2017, todos os carregadores pagavam a mesma tarifa por metro cúbico transportado. Nesse modelo, considerando a existência de um único ponto de entrada na rede, localizado em uma das extremidades, há um subsídio cruzado entre os consumidores dos estados mais próximos do ponto de entrada e os consumidores mais distantes. A redefinição da forma de distribuição da tarifa incorporando a componente distância, nesse caso, elevaria demasiadamente as tarifas nos pontos mais distantes da rede, potencialmente redistribuindo a demanda de gás ao longo dos dutos criando problemas de congestionamento em alguns trechos e impactando as operações e custos da empresa transportadora.

Portanto, o planejador da indústria de gás natural deve ter em mente o desenvolvimento da infraestrutura e, por outro lado, o desenvolvimento do mercado consumidor de gás natural. Para tanto, pode ser interessante, no curto prazo, uma alocação tarifária com subsídio cruzado entre os consumidores para expansão da malha de gasodutos, visto que, numa rede desenvolvida tendem a surgir novos pontos de entrada que reduzem os subsídios cruzados. Além disso, o regulador deve buscar uma alocação que não gere muitas distorções competitivas.

As escolhas do regulador quanto à metodologia tarifária podem torná-la um instrumento de incentivo ao investimento, à concorrência, à redução de custos ou aos ganhos de eficiência econômica. Porém, também podem agir como uma barreira à entrada ou como um desestímulo aos ganhos de eficiência. Por isso, o regulador precisa conhecer as características dos sistemas de transporte de gás natural a serem regulados, estar ciente dos

objetivos da regulação e atento às suas opções, de forma a tomar as decisões adequadas aos sistemas regulados para atingir tais objetivos.

De uma forma geral, a definição de tarifas deve seguir alguns princípios para que sua implantação não seja dificultada. Além da questão da manutenção da rentabilidade do investidor e da eficiência, outros fatores, como a não discriminação dos usuários, a simplicidade, transparência e estabilidade das regras são também muito importantes. (FREITAS, 2004, p. 31)

II.3 Nível Tarifário

A primeira componente de análise das diferentes metodologias é o nível tarifário. Nesse caso, o papel do regulador é determinar a receita de transporte, que é a tarifa de transporte multiplicada pela demanda, que “... recupere o investimento remunerado à taxa de retorno considerada justa, mais os custos de operação e manutenção e impostos.” (ANP, 2002, p. 4) No caso do Brasil, em que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é responsável pela regulação da indústria de gás natural, inclusive do transporte por gasodutos, o cálculo dessa receita pressupõe três etapas iniciais.

1. levantamento do investimento necessário para o desenvolvimento da atividade, custos de operação e manutenção e impostos;
2. definição da remuneração adequada à atividade (taxa de retorno sobre o investimento); e
3. estimativa da demanda. (ANP, 2002, p. 3)

Para determinar essa receita de transporte em t_0 , ou seja, no primeiro momento, tradicionalmente, o regulador adota a metodologia do custo de serviço tradicional ou a da arbitrariedade. Essa determinação arbitrária, por óbvio, não é ideal, mas não costuma ser totalmente arbitrária. Geralmente, baseia-se no que foi estabelecido para outra empresa, no que é feito em outro país. Segundo Ferraro (2010), baseado na análise da nota técnica da ANP 054/2002-SCG de setembro de 2002, a ANP tem preferência pela metodologia do custo de serviço tradicional, que será detalhada na subseção II.3.1.

No entanto, nos processos de reajustes tarifários, que ocorrem periodicamente para “... corrigir as distorções causadas por mudanças relativas nas receitas e nos custos das firmas...”

(FERRARO, 2010, p. 109), é mais comum a utilização das metodologias de custo de serviço incentivado, que serão detalhadas na subseção II.3.2, do que a utilização do custo de serviço tradicional. Independente da metodologia escolhida, precisa-se ter claro os custos envolvidos na atividade de transporte de gás natural.

É possível separar esses custos em fixos, que, de acordo com Freitas (2004), engloba todos os custos não relacionados com o volume de gás natural transportado, incluindo os custos de investimento; e variáveis, que engloba todos os custos relacionados ao volume de gás natural transportado. Os principais determinantes, segundo a ANP (2002), dos custos fixos são extensão do gasoduto e capacidade máxima de transporte por dia; e dos custos fixos são distância percorrida e volume transportado. Tal separação viabiliza que a tarifa de transporte seja estruturada da seguinte maneira:

- I. encargo de capacidade de entrada: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de recepção e os custos fixos relacionados à capacidade de transporte que não dependem da distância;
- II. encargo de capacidade de transporte: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de transporte que dependem da distância;
- III. encargo de capacidade de saída: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de entrega;
- IV. encargo de movimentação: destinado a cobrir os custos variáveis com a movimentação de gás. (ANP, 2002, p. 3)

Em resumo, a função do regulador em relação ao nível tarifário engloba, não apenas a determinação da tarifa inicial, como também dos reajustes tarifários. Representativamente, pode-se escrever:

Nível tarifário = Tarifa Inicial (Custo médio, custo marginal, etc...) + reajustes tarifários (revisão dos custos médios, *price cap*, *yardstick competition*, *sliding scale*, etc...)

II.3.1 Custo de Serviço Tradicional

Metodologia frequentemente adotada na determinação da receita de transporte inicial, o custo de serviço tradicional, de acordo com Freitas (2004), tem como principal objetivo garantir uma taxa de retorno que atraia o investimento. Para isso, tal forma de tarifação

resume-se, segundo Ferraro (2010), à fixação da tarifa num patamar que remunere a base de capital investido pela empresa a uma taxa pré-fixada. O que pode ser obtido igualando a receita média ao custo médio de ofertar o serviço. Igualdade que pode ser expressa da seguinte maneira:

$$(T.C) - \overbrace{(despesas + depreciação + impostos)}^G = s.B \quad (1)$$

De forma que, para obter a tarifa, basta ao regulador isolar o T na equação (1), obtendo:

$$T = \frac{s.B + G}{C} \quad (2)$$

onde: T = tarifa a ser fixada pelo regulador;

C = consumo;

s = taxa de retorno estabelecida pelo regulador; e

B = base de capital investido.

“Na maioria dos casos a tarifa é fixada e qualquer mudança no preço dos serviços só poderá ser feita mediante autorização dos órgãos reguladores ou do poder público.” (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 182). Embora pareça simples, a aplicação dessa forma de tarifação, na prática, apresenta alguns problemas. Dentre os quais, a inflação, a determinação da base de capital e, o mais importante, a determinação da taxa de retorno s. Em países, ou períodos, com inflação elevada, o regulador deve introduzir “... mecanismos de correção monetária nos processos de reajustes tarifários.” (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 183). Esses processos de reajustes tarifários ocorrem periodicamente, visando garantir que qualquer mudança nos custos ou receitas da empresa seja refletida na tarifa. Já os processos de revisão tarifária visam alterar a metodologia tarifária adotada.

De acordo com Ferraro (2010), o intuito da forma de regulação do custo de serviço tradicional é que a base de capital equivalha aos investimentos que contribuem de fato para a prestação do serviço regulado. Só que o regulador costuma ter dificuldade para determinar essa base de capital, porque depende de informações dadas pela própria empresa e essas, em geral, não são adequadas. Segundo Freitas (2004), para determinar a base de capital, o

regulador costuma recorrer ao passado, ao histórico dos investimentos de fato realizados. Essa solução para contornar o problema de assimetria de informação pode gerar uma tarifa subestimada devido à base de capital ter sido também subestimada. Ou, pode gerar uma tarifa superestimada, dependendo da depreciação dos ativos ou dos investimentos em novas instalações.

Por último, sobre a taxa de retorno s,

O principal objetivo da regulação é garantir que os serviços de utilidade pública sejam ofertados nos volumes e com a qualidade adequada. Nesse sentido, a taxa de retorno sobre o capital investido deve ser tal que estimule não só o investimento em reposição como também na expansão da rede. (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 182)

Cabe ao regulador determinar tal taxa de retorno. Só que ele não detém informações imparciais sobre a estrutura de custos das empresas, apenas as informações prestadas pelas mesmas. Dessa forma, "... o regulador não consegue diferenciar de forma precisa os comportamentos ineficientes dos comportamentos eficientes, o que faz com que sua capacidade de regulação seja reduzida." (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 183). Mais uma vez a assimetria de informações interfere na determinação da taxa de retorno eficiente e, portanto, no estabelecimento da tarifa ideal pelo método do custo de serviço tradicional.

Como visto, os problemas apresentados, exceto pela inflação, resultam da assimetria de informações entre regulador e regulado. Além disso, a tarifação por custo de serviço tradicional não estimula a redução de custos, nem a eficiência econômica.

II.3.2 Custo de Serviço Incentivado

Diante dos problemas do custo de serviço tradicional, apresentados na subseção anterior, foi criada uma nova forma de tarifação, o custo de serviço incentivado, que agrupa diferentes formas de incentivo. Mais comumente utilizada no momento dos reajustes tarifários, diferente da forma tradicional, esta nova forma tem como principal objetivo estimular o aumento da eficiência da firma. Dentre os esquemas de incentivo existentes, os

mais utilizados que se destacam, segundo Ferraro (2010), são *sliding scale*, ajuste parcial de preço, *yardstick competition* e *price cap*.

O mecanismo *sliding scale* ou escala móvel, de acordo com Viscusi (1995), ajusta os preços para que

$$r_a = r_t + h(r^* - r_t) \quad (3)$$

onde: r_a = taxa de retorno após ajuste;

r_t = taxa de retorno real antes do ajuste;

r^* = taxa de retorno desejada; e

h = constante, $0 \leq h \leq 1$.

A característica chave desse mecanismo é permitir a partilha dos riscos e prêmios entre proprietários e consumidores. A parcela que cabe a cada um depende do valor da constante h . Os benefícios e custos são igualmente compartilhados quando $h = 0,5$. Quanto mais próximo de 1, h esteja, maior a parcela dos riscos ou prêmios que cabe ao consumidor e menor o estímulo que a empresa tem de reduzir seus custos. Se $h = 1$, $r_a = r^*$, ou seja, os preços sempre se ajustam para que a empresa obtenha o retorno r^* . Nesse caso, não há risco para empresa, o retorno é pré-fixado, cabendo aos consumidores arcar com todo o risco. Por outro lado, os ganhos de eficiência também são totalmente repassados ao consumidor, logo, as empresas não têm incentivos para aumentar sua eficiência, nem reduzir seus riscos.

Na outra extremidade, $h = 0$, $r_a = r_t$, ou seja, todos os riscos ou ganhos de eficiência serão absorvidos pelas empresas. Nessa situação, não há ajuste do preço e as empresas terão interesse em aumentar sua eficiência. No entanto, provavelmente, nenhum extremo é o h ótimo. Só que esse ótimo é desconhecido. Os problemas do esquema *sliding scale*, segundo Ferraro (2010), são que a redução dos custos pode não se refletir em ganhos de eficiência e que o ajuste de preço não seria rápido, permanecendo elevado ou aquém por longo período de tempo. Além desses, outro problema seria estabelecer o valor do h , visto que, dependendo do h escolhido, as empresas podem não ter interesse em reduzir seus custos.

Semelhante a este, o mecanismo de ajuste parcial de preço, ajusta os preços automaticamente de acordo com a diferença entre os custos totais de serviço e o custo estimado pelo regulador. Exceto pelo problema de escolha do h ótimo, ambos os mecanismos

têm as mesmas deficiências. Já o incentivo, nesse mecanismo, “... se dá pelo fato dos preços se reduzirem menos do que os custos, gerando assim, um aumento de lucro para a empresa.” (FERRARO, 2010, p. 111)

O terceiro mecanismo, *yardstick competition*, simula um mercado competitivo para determinar a remuneração das firmas. Tal mecanismo “... estimula a redução de custos, a diminuição de assimetrias de informação e o aumento da eficiência econômica.” (FREITAS, 2004, p. 35) No entanto, por se tratar de um monopólio natural, a transportadora não possui concorrentes. Só que existem diversas transportadoras, cada uma atendendo uma região, então seria possível comparar essas empresas para estabelecer a remuneração por esse mecanismo. O problema é que para comparar empresas elas precisam ter algumas semelhanças estruturais, como mesma estrutura de custo, mesmas oportunidades produtivas e funções de demanda, mas, na prática, é muito difícil disso acontecer devido à separação regional.

Por fim, o mecanismo *price cap*, de acordo com Ferraro (2010), regula a taxa de crescimento do preço, ao invés de regular a taxa de retorno. Nesse caso, o regulador estabelece o preço máximo e o fator de ajuste. Dessa forma, a firma pode cobrar qualquer preço menor ou igual ao estabelecido, conferindo maior flexibilidade de decisão a ela. O fator de ajuste, segundo Freitas (2004), é composto pela inflação reduzida por um fator-X referente ao aumento de produtividade estimado pelo regulador. Esse esquema requer menos dados e informações, o que facilita a regulação, reduzindo os custos regulatórios.

Além disso, “O uso do índice de preço ao consumidor em detrimento aos índices da indústria evita que esse seja manipulado pela empresa regulada e dá ao consumidor sinais claros de aumentos das tarifas.” (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 184). A firma tem também incentivo para aumentar sua produtividade além do fator-X, pois o que ela conseguir a mais é ganho para ela. No entanto, esse mecanismo também apresenta problemas. Entre eles, a dificuldade de determinar o fator-X. Além disso, de acordo com Freitas (2004), ele estimula apenas a eficiência produtiva, o que pode ser obtido com a redução da base de capital, que pode resultar em piora na qualidade do serviço.

Quando comparado ao custo de serviço tradicional, uma diferença notável, segundo Ferraro (2010), é a capacidade que cada um tem de considerar o futuro. Enquanto a taxa de retorno vista na subseção anterior utiliza dados históricos, limitando os ajustes futuros às

correções inflacionárias, o fator-X do *price cap* estima a variação de diversos fatores, como produtividade e demanda, por exemplo.

Finalmente, conclui-se, com as subseções II.3.1 e II.3.2, que

Os instrumentos de regulação por taxa de retorno e de regulação por incentivo possuem vantagens e desvantagens e, portanto, a escolha entre a forma de tarifação variará de acordo com os objetivos do regulador. Se o órgão regulador desejar um aumento de produtividade, implementará uma regulação por incentivo, como o *price cap*. Se, entretanto, os objetivos forem de expansão, modernização e aumento de qualidade da rede, a regulação será por taxa de retorno. (FREITAS, 2004, p. 36)

II.4 Alocação Tarifária

Após análise do nível tarifário na seção anterior, esta seção se propõe a analisar as formas de alocação tarifária à disposição do regulador do transporte de gás natural por gasodutos. O regulador possui três formas puras de estabelecer a base sobre a qual será empregada uma das formas de nível tarifário apresentadas anteriormente.

Essas opções são: tarifa por distância, que será detalhada na próxima subseção; tarifa postal, detalhada na subseção II.4.2 do presente capítulo; e tarifa de entrada e saída, a qual será dedicada a subseção II.4.3 deste capítulo. Só que, na prática, em geral, são adotadas combinações destes tipos no intuito de captar as vantagens e reduzir as desvantagens de cada uma.

II.4.1 Tarifa por Distância

Quando o sistema de transporte possui poucos pontos de injeção e o fluxo de gás natural é, predominantemente, unidirecional, a variável distância é relevante. Ela é a variável central da tarifa por distância que, segundo Freitas (2004), tem como principal forma de aplicação a tarifação ponto-a-ponto, comumente utilizada em deslocamentos lineares e

extensos do gás natural. Nesse caso, obtém-se a tarifa por m^3 entre o ponto de entrada (E) e o ponto de saída (S) por meio da seguinte equação:

$$T_{ES} = C \cdot D_{ES}. \quad (4)$$

Em que T_{ES} é a tarifa por m^3 entre os pontos E e S do gasoduto, C é o custo unitário de transporte de $1 \frac{m^3}{km}$ e D_{ES} é a distância, em quilômetros (km), entre os pontos E e S.

A relevância da variável distância é tão maior quanto maior sua participação nos custos do transporte. Tal participação depende da extensão e das ramificações do sistema. Quanto mais extenso e menos ramificado, ou seja, mais unidirecional, quanto menos pontos de entrada e saída, maior o peso da variável distância no custo, maior a necessidade de considerar a distância no cálculo da tarifa, mais indicada é a tarifa por distância.

Entretanto, quando as redes possuem muitos pontos de entrada e saída, a tarifação por distância não terá seus custos refletidos nas tarifas e será potencialmente discriminatória, principalmente em relação às empresas entrantes, em benefício das incumbentes, que levam vantagens relacionadas ao grande portfólio de fontes de oferta e clientes. (FREITAS, 2004, p. 60)

O intuito da tarifa por distância é traduzir, o mais fielmente possível, os custos fixos e variáveis do sistema de transporte de gás natural por dutos. Como estes custos são proporcionais à distância percorrida pelo gás natural no sistema, este tipo de tarifa, que tem a distância como principal variável, possui a vantagem de refletir os custos reais do transporte. Nesse tipo de tarifa, um indicador de capacidade de distância, chamado momento de capacidade de transporte expressa a demanda. Esse momento de capacidade é dado pela soma dos produtos da capacidade disponibilizada em um ponto de entrega pela distância entre os pontos de recepção e entrega. De acordo com Freitas (2004), a sinalização dos custos no preço evita os subsídios cruzados entre os usuários, as decisões irracionais de investimento e respeita as vantagens comparativas das regiões produtoras.

Segundo Pinto Jr. (2016), a maturidade do segmento de transporte de gás natural não é determinante na escolha do tipo de tarifa. Encontram-se países com diferentes níveis de maturidade adotando tarifa por distância. No entanto, a ANP (2002) discorda, considerando

que mercados ultra maduros costumam adotar a tarifa postal. Para ela, a tarifa por distância é adotada no intuito de eliminar os subsídios cruzados e dar uma “Sinalização locacional mais adequada, respeitando as vantagens comparativas das regiões mais próximas às áreas produtoras,...” (ANP, 2002, p. 9). Já em ANP (2016a), enumeram-se os critérios que devem ser utilizados nessa escolha, sendo eles: “... refletir os custos de transporte, promover a concorrência, propiciar transparência, estimular o investimento de longo prazo e a facilidade de articulação (com relação à combinação de uma tarifa entre vários agentes).” (ANP, 2016a, p. 17)

Conforme debatido na seção II.2, o principal determinante da alocação tarifária escolhida deve ser o objetivo traçado pelo país para o desenvolvimento do mercado de gás natural. Visto que, apesar de ser mais justa, no sentido de refletir mais fidedignamente os custos no preço, a tarifa por distância pode inviabilizar o consumo de gás natural nos pontos mais distantes dos pontos de entrada, o que poderia elevar os preços e poderia não justificar a existência de gasodutos muito extensos.

Essa forma de alocação pode ser uma barreira ao desenvolvimento da malha de transporte, na medida em que não estimula a construção de gasodutos muito extensos. Além disso, pode ser uma barreira ao desenvolvimento do mercado de gás natural, considerando que pode causar a concentração dos setores industriais intensivos em gás natural nas regiões próximas aos pontos de entrada, podendo provocar congestionamento nos dutos ou em parte deles.

II.4.2 Tarifa Postal

Uma alternativa à tarifa por distância apresentada na subseção anterior é a tarifa postal, que é independente da distância percorrida pelo gás natural. Esse tipo de tarifa, segundo Ferraro (2010), não diferencia os custos incorridos, desconsidera os custos associados ao serviço demandado. Em outras palavras, todo carregador paga a mesma tarifa por m^3 nesse modelo tarifário. “Nesse caso, a demanda deve ser expressa por um indicador de capacidade, que pode ser a capacidade máxima do gasoduto ou o somatório das capacidades contratadas.” (FREITAS, 2004, p. 59)

Dessa forma, de acordo com Freitas (2004), é possível aplicar o princípio da uniformidade tarifária, isto é, a mesma tarifa é praticada em todo território independente da origem ou do destino do gás natural. A vantagem desse tipo de tarifa é tornar o gás natural financeiramente acessível, ou seja, com preços competitivos, nas regiões mais distantes dos pontos de entrada, regiões que não demandariam gás natural se a tarifa fosse por distância. Quando as regiões mais distantes passam a demandar gás natural por dutos, esse aumento da demanda viabiliza, segundo Ferraro (2010), a exploração de economias de escala no transporte. Essa seria a segunda vantagem da tarifa postal.

Porém, o preço acessível do gás natural por dutos em regiões mais distantes pode gerar ineficiências econômicas significativas caso a economia de escala não seja maior do que os subsídios cruzados. Situação em que seria mais eficiente que as regiões muito distantes do ponto de entrada do gás natural no gasoduto utilizassem um produto substituto, como gás liquefeito de petróleo, por exemplo, do que os consumidores das regiões próximas ao ponto de entrada pagassem para viabilizar esse consumo de gás natural pelas regiões longínquas.

Por isso, esse tipo de tarifa depende da estrutura do sistema de transporte, sendo menos indicado em casos de sistemas pouco ramificados, extensos e unidirecionais. Sendo mais utilizado, de acordo com Freitas (2004), quando o crescimento do consumo de gás natural é mínimo e os novos investimentos não são muito impactantes. A tarifa postal já foi adotada, por exemplo, pela Espanha e pelo Brasil, no gasoduto Brasil-Bolívia. Segundo a ANP (2016a), essa forma de alocação é aplicável, em geral, em regimes de monopólio ou em mercados ultra maduros.

Cabe destacar que a definição do melhor critério de tarifação não depende apenas de questões associadas ao grau de concorrência desejado. A morfologia da rede é um fator importante para a escolha do critério de tarifação. Quanto menor o número de pontos de injeção de gás e mais unidirecional a rede, mais difícil será adotar a tarifação postal. Neste caso, os subsídios cruzados são elevados, podendo resultar em ineficiências econômicas e conflitos importantes entre os consumidores e entre os fornecedores. Caso existam muitos pontos de entrada de gás, o valor dos subsídios cruzados é reduzido. O caso espanhol ilustra bem uma rede com vários pontos de entrada, reduzindo o impacto dos subsídios cruzados. (PINTO JR., H.Q. et al. (org), 2016, p. 265)

II.4.3 Tarifa de Entrada e Saída

Uma terceira alternativa para a alocação tarifária é a tarifa de entrada e saída. Esse tipo de tarifação “... é uma tendência recente em países que buscam incrementar a concorrência. Este foi o caso do Reino Unido e da Itália.” (PINTO JR., H.Q. et al. (org), 2016, p. 264) O Brasil, por meio principalmente da ANP, analisa, atualmente, a adoção desse tipo de tarifação. Também “Outros países europeus estudam, atualmente, a adoção deste tipo de tarifação como forma de viabilizar um maior grau de concorrência e, ao mesmo tempo, melhorar a eficiência da alocação dos investimentos no transporte de gás.” (PINTO JR., H.Q. et al. (org), 2016, p. 264)

Tal forma de alocação tarifária caracteriza-se por desvincular, nos gasodutos, as entradas de gás natural das saídas. Ao tratar de forma independente a contratação de capacidade de transporte para a injeção de gás em pontos de entrada e a contratação de capacidade de retirada de gás em pontos de saída, “... essa modicidade tarifária permite reduzir os custos de transação uma vez que facilita a troca de propriedade.” (FERRARO, 2010, p. 120) do gás natural, inclusive dentro do próprio gasoduto. Sendo o objetivo desse tipo de tarifação “... refletir, simultaneamente, o uso da capacidade do sistema e a flexibilidade de utilização do mesmo.” (FERRARO, 2010, p. 119), espelhando mais fielmente, os custos de transporte do gás natural.

Os pontos da rede de transporte com falta de capacidade (gargalos) poderão ser remunerados com uma tarifa maior que os pontos onde existe sobra de capacidade. Dessa forma, é possível gerar incentivos locacionais para o uso e o investimento na rede de transporte de gás. (ALMEIDA & FERRARO, 2013, p. 186)

A determinação do valor das tarifas de entrada e saída pode ser feita pelo método postal, distância ponderada pela capacidade, matricial ou uma combinação destes. Sendo que o método adotado para determinar a tarifa dos pontos de entrada não precisa ser o mesmo adotado para os pontos de saída. Além disso, é necessário decidir a ponderação entre entrada e saída, ou seja, quanto da receita total, estabelecida no âmbito do nível tarifário, será paga pelos contratos de injeção de gás e quanto será paga pelos contratos de retirada de gás.

II.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou as principais características da regulação tarifária do transporte de gás natural por dutos, destacando seus dois objetivos: estimular o desenvolvimento da infraestrutura e do mercado de gás; e suas duas componentes de análise: nível e alocação tarifários.

Além disso, mostrou em que sentido a alocação tarifária se relaciona com o nível tarifário. Concluindo-se que a escolha da regulação tarifária adequada depende de diversos fatores, dentre os quais, o objetivo do regulador e a morfologia da rede.

Partindo da discussão teórica do presente capítulo, o próximo irá apresentar uma simulação da aplicação das metodologias de alocação tarifária num gasoduto teórico. Tal simulação pretende viabilizar uma análise prática, apesar das simplificações teóricas, de como a escolha da alocação tarifária pode impactar o desenvolvimento da indústria, do transporte e do mercado de gás natural.

III SIMULAÇÃO

III.1 Introdução

O capítulo anterior apresentou a regulação tarifária em suas duas dimensões: o nível tarifário e a alocação tarifária. Além disso, mostrou as alternativas à disposição do regulador para cada uma dessas dimensões e como uma pode interferir na outra. Sendo a alocação tarifária o foco desta monografia, o segundo capítulo ainda definiu as três principais modalidades de tarifação: por distância, tarifa postal e tarifa de entrada e saída.

Nesse capítulo, pretende-se, por meio de uma simulação, apresentar, na prática, a diferença entre essas três formas de alocação tarifária, comparando-as e discutindo os problemas e vantagens de cada uma. Espera-se que ao final do capítulo, o leitor tenha compreendido que a alocação tarifária depende de diversos fatores, dentre os quais os objetivos da política energética do país e o desenvolvimento da malha, por exemplo.

Para tanto, este capítulo está dividido em três seções além dessa introdução e das considerações finais. Sendo que a próxima seção discorrerá sobre como os dados utilizados na simulação foram obtidos e sobre as simplificações que foram feitas. A terceira seção será dedicada à simulação em si, apresentando como as tarifas foram calculadas e seus valores. Já a quarta seção, discutirá os resultados da simulação.

III.2 Coleta de Dados e Premissas

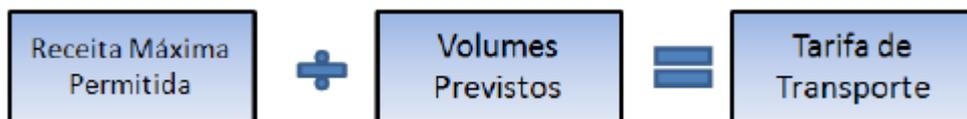
Com o intuito de tornar a simulação o mais próxima da realidade possível, escolheu-se utilizar um gasoduto real, o gasoduto Urucu-Coari-Manaus. Tal gasoduto possui uma única entrada de gás natural em Urucu, uma das extremidades, e doze pontos de saída do gás atendidos por nove ramais de distribuição.

Com os dados necessários para a simulação coletados na nota técnica ANP (2010) e nos documentos TAG (2016a), TAG (2016c) e TAG (2017), disponíveis na internet, foram calculadas as tarifas por distância, entrada e saída postal, entrada e saída por distância

ponderada pela capacidade, e entrada e saída matricial. Essas tarifas foram calculadas de acordo com a metodologia apresentada em ACER (2013). A tarifa postal, por ser o mecanismo de alocação tarifária adotado atualmente nesse gasoduto, já é divulgada pela transportadora em TAG (2017), não sendo necessário calculá-la.

Como o objetivo da simulação é a alocação tarifária, a receita máxima, relacionada ao nível tarifário, foi considerada dada. Esta foi obtida utilizando a tarifa postal, disponível em TAG (2017) e a capacidade contratada de recebimento (2017 - 2023), extraída de TAG (2016c), como volume previsto, seguindo o seguinte entendimento da ANP (2016b):

Figura 1: Fórmula de Cálculo da Tarifa Postal de Transporte



Fonte: (ANP, 2016b, p. 7)

Portanto, a receita máxima utilizada na simulação será dada por

$$Receita\ Máxima = Tarifa\ Postal \times Capacidade\ contratada \quad (5)$$

$$Receita\ Máxima = 19,56 \frac{R\$}{MMBtu} \times 7685 \frac{mil\ m^3}{dia}$$

Outras suposições adotadas na simulação foram: poder calorífico do gás natural transportado nesse gasoduto igual a $9400 \frac{kcal}{m^3}$, com isso, $1m^3 = 0,03728 MMBtu$ e que o gasoduto opera 365 dias por ano. Com estas suposições adicionais, determinou-se a receita máxima anual que será utilizada no modelo.

$$Receita\ Anual\ Máxima = 19,56 \frac{R\$}{MMBtu} \times 0,03728 \frac{MMBtu}{m^3} \times 7685 \frac{mil\ m^3}{dia} \times 365 \frac{dias}{ano}$$

$$Receita\ Anual\ Máxima = 2.045.516,33 \frac{mil\ R\$}{ano}$$

Para simplificar os cálculos das tarifas, considerou-se a soma das capacidades contratadas de entrega igual à capacidade contratada de recebimento. Como, segundo a TAG (2016c), tal soma é maior do que a capacidade contratada de recebimento, calculou-se qual percentual dessa soma cabia a cada ponto de saída e multiplicou-se a capacidade contratada de recebimento por cada um desses percentuais. Os resultados obtidos geram igualdade entre a soma das capacidades de entrega assim calculadas e a capacidade contratada de recebimento, mantendo a proporção entre os volumes de fato contratados em cada ponto de entrega.

Além dos cálculos das tarifas para as formas de alocação tarifária mencionadas, que podem ser de muita utilidade no estudo de qual a melhor forma para o gasoduto Urucu-Coari-Manaus, também foram calculadas as mesmas tarifas, mas supondo a existência de uma segunda entrada de gás natural. Foram também calculadas as tarifas por distância zonal, entrada e saída por distância ponderada pela capacidade zonal, entrada e saída matricial zonal. Para tanto, transformou-se, na simulação, uma saída em entrada, para os cálculos das tarifas no caso de duas entradas. E fez-se uma separação, teórica, do gasoduto em duas zonas para os cálculos das tarifas por zona.

Como todo o gasoduto escolhido para a simulação localiza-se no Estado do Amazonas, não faz sentido, na prática, a separação em zona. No entanto, como o objetivo é analisar as diferenças e impactos das formas de alocação tarifária e como a separação por zona é uma realidade de outros gasodutos, considerou-se importante utilizar zonas na simulação.

Nesse caso, a zona dois foi formada pelas saídas localizadas no município de Manaus, que são Iranduba, cuja extremidade final do ramal de distribuição fica no município de Iranduba, Aparecida e Manaus. Enquanto os outros seis ramais e a entrada de Urucu compõem a primeira zona. Sendo que o ramal de Manacapuru, pertencente à zona um, foi escolhido como limite entre as zonas, para simplificar.

Já no caso de mais de uma entrada, para analisar o impacto de outra entrada nas tarifas, como o gasoduto real possui apenas uma entrada, optou-se por dividir o volume de gás natural, que na prática entra no gasoduto em Urucu, por duas entradas. Mais especificamente, no cálculo das tarifas quando se consideram duas entradas, supõe-se que dois terços do

volume total de $7685 \text{ mil m}^3/\text{dia}$ são injetados em Urucu e que o um terço restante é injetado em Manacapuru, que nesse caso deixa de ser ponto de saída para tornar-se ponto de entrada.

Mesmo com duas entradas, considerou-se o fluxo unidirecional, no sentido Urucu-Manaus. Ou seja, o gás natural supostamente injetado em Manacapuru só abastecerá as saídas situadas no gasoduto entre Manacapuru e Manaus. Outra simplificação do modelo foi desconsiderar o consumo de gás natural das estações de compressão.

Cabe ressaltar, que qualquer ponto no gasoduto poderia ter sido escolhido como segunda entrada e que poderia ter sido qualquer proporção entre os volumes, desde que ainda fosse viável atender às demandas dos pontos de saída. Já apresentadas as fontes dos dados, as escolhas, suposições e simplificações do modelo, a próxima seção se dedica à simulação em si.

III.3 Simulação

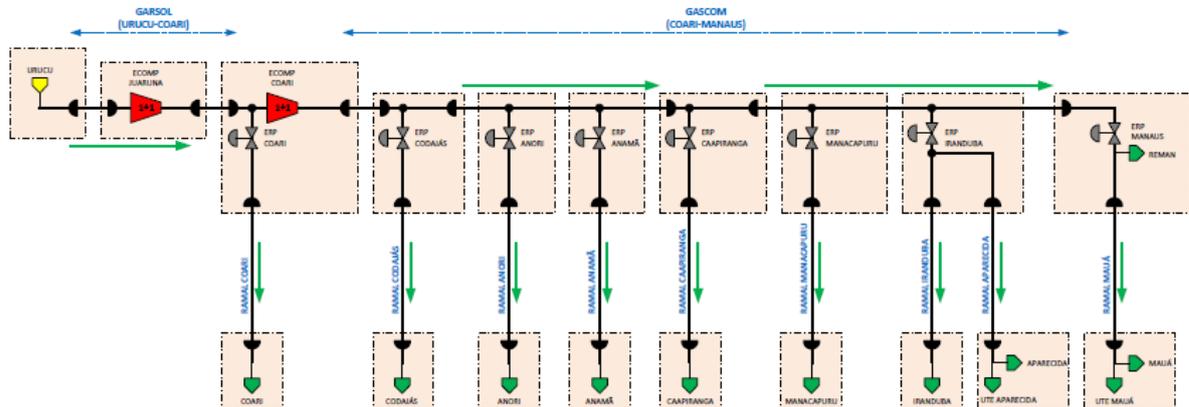
Conforme explicado na seção anterior, a simulação baseou-se no gasoduto Urucu-Coari-Manaus, representado nas figuras abaixo.

Figura 2: Mapa das Instalações de Transporte



Fonte: (TAG)

Figura 3: Diagrama Esquemático da Malha de Transporte



Fonte: (TAG, 2016b, p. 2)

Tal gasoduto possui 664,4 quilômetros de extensão, sendo os primeiros 280,3 quilômetros com 18 polegadas de diâmetro, e o restante com 20 polegadas de diâmetro. Além disso, como já mencionado na seção anterior, este gasoduto possui apenas um ponto de entrada de gás natural, em Urucu, que abastece doze pontos de entrega, distribuídos entre nove ramais de distribuição. As distâncias desses ramais de distribuição, em relação a este ponto de entrada são dadas na tabela abaixo.

Tabela 1: Características dos Ramais de Entrega de Gás Natural

Ramal	Localização (km do Gasoduto U-C-M)
Coari	278,8
Codajás	405,5
Anori	442,0
Anamá	474,8
Caapiranga	512,3
Manacapuru	578,0
Iranduba	633,8
Aparecida	633,8
Mauá	661,3

Fonte: (ANP, 2010, p. 4)

Como também esclarecido na seção III.2 e utilizada no cálculo da receita máxima anual que foi adotada na simulação, a tarifa postal é a adotada atualmente nesse gasoduto. Por isso mesmo, tal tarifa é pública, disponível em TAG (2017) e, em 2017, foi de $19,56 \text{ R\$/MMBtu}$. Para apresentar os cálculos das tarifas pelas demais formas de alocação tarifária, esta seção foi dividida em três subseções.

A próxima subseção calcula, para o gasoduto Urucu-Coari-Manaus, a tarifa por distância e as três modalidades da tarifa de entrada e saída: postal, distância ponderada pela capacidade e matricial. A subseção III.3.2 calcula as tarifas das mesmas formas de alocação tarifária para o caso com duas entradas. Por último, a subseção III.3.3 adota o sistema zonal. Nesse caso, as tarifas postal e de entrada e saída postal, por já serem, por definição, valores por unidade de volume iguais para todos, permanecem inalteradas. Ou seja, não se justifica adotar o sistema zonal quando se escolhe uma dessas formas de alocação tarifária. Por isso, esta subseção não calcula essas duas tarifas, apenas as outras três.

III.3.1 Gasoduto original

Após coleta dos dados relativos ao gasoduto Urucu-Coari-Manaus, e feitas as suposições e simplificações sinalizadas na seção III.2, passou-se ao cálculo das tarifas das diferentes formas de alocação tarifária. Objetiva-se nesse ponto, portanto, descrever como esses cálculos são feitos e quais foram os valores das tarifas em cada caso. Tais cálculos serão apresentados na seguinte ordem: tarifa por distância, tarifa de entrada e saída postal, tarifa de entrada e saída por distância ponderada pela capacidade e tarifa de entrada e saída matricial.

III.3.1.1 Tarifa por distância

De acordo com o que foi apresentado no capítulo anterior, a alocação tarifária por distância leva em consideração essa variável, que é “... um importante determinante de custo do serviço de transporte de gás.” (ANP, 2002, p. 8). Segundo a ANP (2002), para obtenção da tarifa por distância, é necessário determinar o momento de capacidade de transporte (MC). “Esse indicador (...) corresponde ao somatório dos produtos da capacidade disponibilizada em

um ponto de entrega pela distância a ser percorrida pelo gás...” (ANP, 2002, p. 8) No caso do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, o momento de capacidade de transporte é

$$MC = \sum_{j=1}^{12} C_j D_j \left(\frac{\text{mil m}^3 \cdot \text{km}}{\text{dia}} \right), \quad (6)$$

onde: C_j = capacidade contratada entre Urucu, o único ponto de entrada, e o ponto de saída j $\left(\frac{\text{mil m}^3}{\text{dia}} \right)$; e

D_j = distância entre Urucu e o ponto de saída j (km).

Dividindo-se a receita máxima anual por 365 para obtenção da receita máxima diária (Rd) e considerando o momento de capacidade de transporte como demanda, calculou-se o que a ANP (2002) nomeou tarifa unitária (TU) da seguinte maneira:

$$TU = \frac{Rd}{MC} \left(\frac{\text{R\$}}{\text{m}^3 \cdot \text{km}} \right), \quad (7)$$

onde: Rd = receita máxima diária $\left(\frac{\text{mil R\$}}{\text{dia}} \right)$.

Assim, a tarifa por distância no ponto de saída j (T_j) é dada por

$$T_j \left(\frac{\text{R\$}}{\text{m}^3} \right) = TU \left(\frac{\text{R\$}}{\text{m}^3 \cdot \text{km}} \right) \times D_j (\text{km}). \quad (8)$$

Dessa forma, para o gasoduto em análise, as tarifas por distância de cada um dos 12 pontos de saída são apresentadas na Tabela 2, após convertê-las para $\text{R\$}/\text{MMBtu}$, dividindo os resultados, obtidos na equação (8), pelo fator de conversão $0,03728 \text{ MMBtu}/\text{m}^3$.

Tabela 2: Tarifa por Distância (R\$/MMBTU)

Saídas	R\$/MMBTU
Coari	8,57
Codajás	9,51
Anori	13,59
Anamã	14,60
Caapiranga	15,76
Manacapuru	17,78
Irاندوبا	19,49
Aparecida	19,49
UTE Aparecida	19,49
Mauá	20,34
UTE Mauá	20,34
REMAN	20,34

III.3.1.2 Tarifa de Entrada e Saída

Também no capítulo anterior, foi explicada a tarifa de entrada e saída, esclarecendo que nesse caso a contratação de capacidade de transporte para a injeção de gás natural em pontos de entrada do gasoduto é tratada de forma independente à contratação de capacidade de retirada de gás em pontos de saída. Como a característica central dessa forma de alocação tarifária é, resumidamente, apenas a separação entre contrato de capacidade de entrada de gás e contrato de capacidade de saída do gás, faz-se necessário tomar outras decisões quando se escolhe esse tipo de tarifa.

A primeira é como repartir os custos envolvidos entre entrada e saída, “... ou seja, é necessário estabelecer o quanto da receita do transportador será proveniente das tarifas de entrada e o quanto virá das tarifas de saída.” (ANP, 2016a, p. 21) Decidido isso, ainda é preciso decidir como dividir entre todas as entradas o que ficou a cargo da entrada e entre todos os pontos de saída a quantia que ficou a cargo da saída. No caso da primeira decisão, “Usualmente, a solução adotada é da recuperação dos custos igualmente entre pontos de entrada e de saída...” (ANP, 2016a, p. 21)

Portanto, para a simulação dessa monografia, optou-se pela solução usual, considerando “... (50% da receita recuperada por meio da movimentação nos pontos de entrada e 50% da receita recuperada pelo conjunto dos pontos de saída), em linha com o padrão adotado nos Códigos de Rede para Tarifas (*Network Codes on Tariffs*) europeus.” (ANP, 2016a, p. 21). Só que para a segunda decisão, devido à diversidade de metodologias disponíveis, a simulação considerou três das principais: postal, distância ponderada pela capacidade e matricial.

III.3.1.2.1 Tarifa de Entrada e Saída Postal

Neste método, as mesmas tarifas de referência são atribuídas para cada um dos pontos de entrada e para cada um dos pontos de saída de acordo com os objetivos de recuperação de receita atribuídos a cada uma dessas categorias pelo regulador. Portanto, essa abordagem não provê nenhum sinal locacional que incentive o uso eficiente da infraestrutura de transporte, sendo equivalente nos seus incentivos à tarifação do tipo Postal pura... (ANP, 2016a, p. 21)

Bastando, para calcular a tarifa de entrada (TE), dividir a receita a ser recuperada pelos pontos de entrada (RE) pelo total da reserva de capacidade de entrada anual (BCE). Assumiu-se, na simulação, que a reserva de capacidade em cada ponto é igual à movimentação de entrada em cada ponto. Repetiu-se o procedimento para obtenção da tarifa de saída. Matematicamente,

$$TE = \frac{RE}{BCE} \left(\frac{R\$}{m^3} \right) \text{ e } TS = \frac{RS}{BCS} \left(\frac{R\$}{m^3} \right), \quad (9)$$

onde: RS = receita a ser recuperada pelos pontos de saída (*mil R\$*); e

BCS = total da reserva de capacidade de saída anual (*mil m³*).

Aplicando tal procedimento ao gasoduto Urucu-Coari-Manaus e convertendo as tarifas obtidas para $R\$/MMBtu$, encontrou-se a Tabela 3 abaixo:

Tabela 3: Tarifa de Entrada e Saída Postal (R\$/MMBTU)

Entrada e Saída Postal	(R\$/ MMBTU)
Tarifa de Entrada	9,78
Tarifa de Saída	9,78

III.3.1.2.2 Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade

“O conceito por trás dessa abordagem é que cada ponto de entrada e de saída será responsável por recuperar uma parcela da receita proporcional a sua contribuição no custo da capacidade do sistema.” (ANP, 2016a, p. 22). Nesse caso, para calcular as tarifas de cada entrada (TE_i), foram utilizados a receita a ser recuperada pelos pontos de entrada (RE), 50% da receita máxima anual nesta simulação, a capacidade de cada ponto de entrada (CE_i) e a reserva de capacidade em cada ponto de entrada (BCE_i). As mesmas informações para os pontos de saída foram necessárias no cálculo das tarifas de cada saída.

Além disso, utilizaram-se as distâncias entre os pontos de saída e o ponto de entrada para construir a seguinte matriz:

Matriz 1: Matriz de distância da entrada i para a saída j (km)

$$D_{E_i S_j} = [278,8 \quad 309,1 \quad 442 \quad 474,8 \quad 512,3 \quad 578 \quad 633,8 \quad 633,8 \quad 633,8 \quad 661,3 \quad 661,3 \quad 661,3]$$

Com esses dados, calculou-se a participação de cada ponto na capacidade total. Isso foi feito dividindo-se a capacidade de cada ponto pela capacidade total de entrada, no caso do ponto de entrada, e de saída, nos casos de pontos de saída. Matematicamente,

$$PE_i = \frac{CE_i}{\sum_{i=1}^1 CE_i} \text{ e } PS_j = \frac{CS_j}{\sum_{j=1}^{12} CS_j}, \quad (10)$$

onde: CS_j = capacidade do ponto de saída j (mil m^3 /ano);

PE_i = participação do ponto de entrada i na capacidade total de entrada; e

PS_j = participação do ponto de saída j na capacidade total de saída.

Dessa forma, obteve $PE_1 = 1$, pois há apenas uma entrada no gasoduto em estudo. Para as saídas, os valores de suas participações na capacidade de saída total podem ser consultados na quinta coluna da Tabela 4 abaixo.

Tabela 4: Resultados das Etapas Intermediárias do Cálculo da Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade

Ponto	Tipo	CE_1 e CS_j	BCE_1 e BCS_j	PE_1 e PS_j	DCE_1 e DCS_j	WE_1 e WS_j	RE_1 e RS_j
URUCU	Entrada	2.805.025,00	2.805.025,00	1	636,05	1	1.022.758,16
Coari	Saída	57.818,54	57.818,54	0,02	278,80	0,01	9240,69
Codajás	Saída	19.823,50	19.823,50	0,01	309,10	0,00	3512,56
Anori	Saída	4.955,87	4.955,87	0,00	442,00	0,00	1255,70
Anamã	Saída	4.955,87	4.955,87	0,00	474,80	0,00	1348,89
Caapiranga	Saída	4.955,87	4.955,87	0,00	512,30	0,00	1455,42
Manacapuru	Saída	57.818,54	57.818,54	0,02	578,00	0,02	19157,53
Irاندوبا	Saída	19.823,50	19.823,50	0,01	633,80	0,01	7202,40
Aparecida	Saída	825.979,09	825.979,09	0,29	633,80	0,29	300099,98
UTE Aparecida	Saída	396.469,96	396.469,96	0,14	633,80	0,14	144047,99
Mauá	Saída	355.171,01	355.171,01	0,13	661,30	0,13	134642,05
UTE Mauá	Saída	925.096,58	925.096,58	0,33	661,30	0,34	350695,57
REMAN	Saída	132.156,65	132.156,65	0,05	661,30	0,05	50099,37

Conforme exposto na equação (11), somando os produtos dessas participações pelas respectivas distâncias, apresentadas na Matriz 1, foi obtida a distância média ponderada pela capacidade de entrada (DCE_i), ou de saída (DCS_j), conforme o tipo de ponto, de todos os pontos. Para o caso em análise, DCS_j é a distância do ponto de saída j ao único ponto de entrada, Urucu. Tanto DCE_1 , quanto os DCE_j , foram colocados na sexta coluna da Tabela 4.

$$DCE_i = \sum_{j=1}^{12} PS_j \times d_{ij} \text{ e } DCS_j = \sum_{i=1}^1 PE_i \times d_{ij} \quad (11)$$

Também foram calculados os pesos de cada ponto, entrada ou saída, aplicando as fórmulas (12), conforme o caso. Encontrou-se $WE_1 = 1$, pois o gasoduto em questão só tem um ponto de entrada, e, para os pontos de saída, os valores registrados na sétima coluna da Tabela 4.

$$WE_i = \frac{BCE_i \times DCE_i}{\sum_{i=1}^1 BCE_i \times DCE_i} \text{ e } WS_j = \frac{BCS_j \times DCS_j}{\sum_{j=1}^{12} BCS_j \times DCS_j}, \quad (12)$$

onde: WE_i = peso da entrada i; e

WS_j = peso da saída j.

O penúltimo passo foi a determinação de quanto da receita atribuída a entrada (RE) cabe a cada ponto de entrada. Para tanto, multiplicou-se essa receita pelo peso (WE_i) de cada entrada. Nesta simulação, os 50% da receita atribuída à entrada cabe à única entrada do gasoduto, ou seja, $RE_1 = RE$. O mesmo foi feito para os pontos de saída e o resultado obtido foi escrito na oitava coluna da Tabela 4. Matematicamente, o procedimento foi

$$RE_i = WE_i \times RE \text{ e } RS_j = WS_j \times RS, \quad (13)$$

onde: RE_i = participação da entrada i na receita atribuída às entradas; e

RS_j = participação da saída j na receita atribuída às saídas.

Enfim, as tarifas da entrada (TE_1) e das saídas (TS_j) foram calculadas com as fórmulas (14). Estas fórmulas resultaram, após divisão pelo fator de conversão $0,03728 \text{ MMBtu}/\text{m}^3$, nos valores registrados na Tabela 5.

$$TE_i = \frac{RE_i}{BCE_i} \text{ e } TS_j = \frac{RS_j}{BCS_j} \quad (14)$$

Tabela 5: Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade (R\$/MMBTU)

Tarifas	R\$/MMBTU
Entrada	
URUCU	9,78
Saídas	
Coari	4,29
Codajás	4,75
Anori	6,80
Anamã	7,30
Caapiranga	7,88
Manacapuru	8,89
Irاندوبا	9,75
Aparecida	9,75
UTE Aparecida	9,75
Mauá	10,17
UTE Mauá	10,17
REMAN	10,17

III.3.1.2.3 Tarifa de Entrada e Saída Matricial

Nesta abordagem o sistema de transporte é modelado de forma a ser representado por um conjunto de arcos que conectam pontos de entrada aos pontos de saída e aos nós. Em seguida, são atribuídos índices de custo para cada um desses arcos, calculados com base em uma tarifa do tipo Ponto-a-Ponto, que pode ser relacionada a parâmetros como distância e diâmetro, aos custos reais dos gasodutos ou, ainda, aos custos de reposição,... (ANP, 2016a, p. 22)

Para determinação das tarifas de entrada (TE_i) e saída (TS_j) nessa metodologia, seguiu-se o passo a passo descrito a seguir. O primeiro deles foi a construção da Matriz 2 ($CU_{E_iS_j}$) do custo unitário do percurso da entrada i até a saída j .

Matriz 2: Custo Unitário do Percurso $\left(\frac{R\$}{m^3}\right)$

$$CU_{E_t S_j} = [0,29 \quad 0,32 \quad 0,48 \quad 0,51 \quad 0,56 \quad 0,63 \quad 0,70 \quad 0,70 \quad 0,70 \quad 0,73 \quad 0,73 \quad 0,73]$$

Para calcular tal custo, somaram-se os custos unitários de cada trajeto percorrido no percurso todo. Esse custo de cada trajeto (CU_t) foi obtido multiplicando a razão entre receita máxima diária (Rd) e demanda máxima diária (Dd), dada pela capacidade de entrada, pela razão entre o produto da extensão (km) e diâmetro (pol) do trajeto t e o produto da extensão (km) e diâmetro (pol) do gasoduto, conforme matematizado na equação (15). O resultado do custo de cada trajeto pode ser consultado na Tabela 6.

$$CU_t = \frac{e_t \times d_t}{\sum(e_t \times d_t)} \times \frac{Rd}{Dd} \left(\frac{R\$}{m^3}\right), \quad (15)$$

onde: e_t = extensão do trajeto t (km);

d_t = diâmetro do trajeto t (pol); e

Dd = demanda máxima diária (*mil m³*).

Tabela 6: Dados para o Cálculo do Custo Unitário de cada Trajeto e o Valor desse Custo.

Trajeto		km	Diâmetro (pol)	km-pol	CU_t
<u>De</u>	<u>Para</u>				R\$/m ³
URUCU	Coari	278,80	18,00	5.018,40	0,2889
Coari	Codajás	30,30	20,00	606,00	0,0349
Codajás	Anori	132,90	20,00	2.658,00	0,1530
Anori	Anamã	32,80	20,00	656,00	0,0378
Anamã	Caapiranga	37,50	20,00	750,00	0,0432
Caapiranga	Manacapuru	65,70	20,00	1.314,00	0,0756
Manacapuru	Irاندوبا	55,80	20,00	1.116,00	0,0642
Irاندوبا	Aparecida	0,00	20,00	0,00	0,0000
Aparecida	UTE Aparecida	0,00	20,00	0,00	0,0000

UTE Aparecida	Mauá	27,50	20,00	550,00	0,0317
Mauá	UTE Mauá	0,00	20,00	0,00	0,0000
UTE Mauá	REMAN	0,00	20,00	0,00	0,0000
km-pol do gasoduto				12.668,40	

A soma das tarifas de um ponto de entrada e de um ponto de saída deve se aproximar ao máximo do valor correspondente da matriz de custo unitário. Para tanto, o segundo passo envolveu uma otimização matemática. Essa otimização, que consiste em minimizar a soma do quadrado das diferenças entre o custo unitário (cu_{ij}) e a soma das tarifas de entrada (TE_i) e saída (TS_j) correspondentes, “... torna possível gerar dois vetores, um contendo as tarifas de entrada e outro contendo as de saída (tarifas de referência),...” (ANP, 2016a, p. 23) Matematicamente,

$$\min_{\substack{TE_i > 0 \\ TS_j > 0}} \sum (cu_{ij} - (TE_i + TS_j))^2 \quad (16)$$

Para garantir que não houvesse tarifas negativas, foi imposta essa restrição na otimização. No entanto, “As tarifas de referência estabelecidas pela otimização matemática acima descrita ao serem aplicadas às reservas de capacidade não correspondem necessariamente à receita de transporte aprovada pelo regulador...” (ANP, 2016a, p. 23). Para resolver esse problema, o último passo foi fazer o redimensionamento.

Este procedimento consiste em adicionar uma constante às tarifas calculadas na otimização ou multiplicá-las por uma constante. A mesma constante e a mesma operação devem ser utilizadas em todos os pontos de entrada e/ou de saída. Nesse trabalho optou-se pela constante multiplicativa, pois esta mantém a proporção entre as tarifas. Para determinar essa constante calculou-se a receita anual que seria recebida pelo transportador caso as tarifas de referência calculadas fossem adotadas.

A divisão dessa receita pela receita máxima anual é a constante multiplicativa (α). Esta constante foi multiplicada pelas tarifas calculadas na otimização, resultando nas tarifas de entrada e saída finais, registradas na Tabela 7.

Tabela 7: Tarifa de Entrada e Saída Matricial (R\$/MMBTU)

Tarifas	R\$/MMBTU
Entrada	
URUCU	9,78
Saídas	
Coari	0,23
Codajás	1,04
Anori	4,59
Anamã	5,47
Caapiranga	6,47
Manacapuru	8,23
Irاندوبا	9,72
Aparecida	9,72
UTE Aparecida	9,72
Mauá	10,46
UTE Mauá	10,46
REMAN	10,46

III.3.2 Gasoduto com Duas Entradas

Feito todos os cálculos para o gasoduto Urucu-Coari-Manaus original, considerou-se Manacapuru como um segundo ponto de entrada ao invés de ponto de saída. Com isso a entrada de Urucu passa a injetar, na simulação, apenas dois terços do volume que injeta oficialmente. Sendo o outro um terço injetado na segunda entrada. A introdução da segunda entrada teve o intuito de enriquecer a discussão, mostrando como a existência de mais de uma entrada afeta os mecanismos de cálculo das tarifas e, principalmente, os valores das tarifas.

Para tanto, essa subseção mostra como foram feitos os cálculos e quais os valores encontrados para as mesmas formas de alocação tarifária apresentadas na subseção anterior. Ou seja, tarifa por distância, tarifa de entrada e saída postal, tarifa de entrada e saída por distância ponderada pela capacidade e tarifa de entrada e saída matricial.

III.3.2.1 Tarifa por distância

Com a introdução da segunda entrada, faz-se necessário generalizar a metodologia apresentada para esse tipo de alocação tarifária na subseção III.3.1.1. Nesse novo caso, o momento de capacidade de transporte (MC) passa a ser dado por

$$MC = \sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^{12} C_{ij} D_{ij} \left(\frac{mil m^3 \cdot km}{dia} \right), \quad (17)$$

onde: C_{ij} = capacidade contratada entre o ponto de entrega i e o ponto de saída j $\left(\frac{mil m^3}{dia} \right)$; e

D_{ij} = distância entre o ponto de entrega i e o ponto de saída j (km),

cujo valor é $MC = 3.395.196,19 \frac{mil m^3 \cdot km}{dia}$.

Essa mudança também altera o valor da tarifa unitária para $TU = 0,0016166 \frac{R\$}{m^3 \cdot km}$ e as tarifas finais que, calculadas de acordo com a equação (18), foram registradas na Tabela 8 abaixo.

$$T_{ij} \left(\frac{R\$}{m^3} \right) = TU \left(\frac{R\$}{m^3 \cdot km} \right) \times D_{ij} (km). \quad (18)$$

onde: T_{ij} = tarifa de transporte entre o ponto de entrega i e o ponto de saída j $\left(\frac{R\$}{m^3} \right)$.

Tabela 8: Tarifa por Distância no Gasoduto com Duas Entradas (R\$/MMBTU)

Percurso		R\$/MMBTU
<u>ENTRADA</u>	<u>SAÍDA</u>	
URUCU	Coari	12,27
URUCU	Codajás	13,60
URUCU	Anori	19,45
URUCU	Anamã	20,89
URUCU	Caapiranga	22,54
URUCU	Irاندوبا	27,89
URUCU	Aparecida	27,89

URUCU	UTE Aparecida	27,89
URUCU	Mauá	29,10
URUCU	UTE Mauá	29,10
URUCU	REMAN	29,10
MANACAPURU	Irاندوبا	2,46
MANACAPURU	Aparecida	2,46
MANACAPURU	UTE Aparecida	2,46
MANACAPURU	Mauá	3,67
MANACAPURU	UTE Mauá	3,67
MANACAPURU	Irاندوبا	3,67

III.3.2.2 Tarifa de Entrada e Saída

III.3.2.2.1 Tarifa de Entrada e Saída Postal

Nesse caso, a introdução da segunda entrada não altera os valores das tarifas. Tal fato foi verificado utilizando os dados do gasoduto com duas entradas nas fórmulas (9), que deram o mesmo resultado obtido no gasoduto Urucu-Coari-Manaus original. Resultados que podem ser consultados na Tabela 3. Essa imutabilidade das tarifas se deve a dois fatores: a forma de calcular as tarifas é a mesma e a segunda entrada alterou a receita na mesma proporção que alterou a reserva de capacidade.

Se a segunda entrada não tivesse tomado o lugar de uma saída como nessa simulação, nem os valores da receita e da reserva de capacidade teriam mudado. Só haveria alteração se a nova entrada elevasse a reserva de capacidade sem que a mudança na receita fosse da mesma magnitude. Isso é improvável, tendo em vista que a receita é atrelada ao volume de gás que está diretamente relacionado à capacidade.

III.3.2.2.2 Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade

Assim como no caso de entrada e saída postal, a introdução da segunda entrada não altera a maneira de calcular as tarifas por essa metodologia. No entanto, nesse caso, a segunda entrada altera os resultados. Assim, seguindo o passo a passo apresentado na subseção III.3.1.2.2 para os dados do gasoduto com duas entradas e onze saídas, foram obtidos os valores registrados na Tabela 9 e na Tabela 10, abaixo.

Tabela 9: Resultados das Etapas Intermediárias do Cálculo da Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade no Gasoduto com Duas Entradas

Ponto	Tipo	CE_i e CS_j	BCE_i e BCS_j	PE_i e PS_j	DCE_i e DCS_j	WE_i e WS_j	RE_i e RS_j
URUCU	Entrada	1.831.470,98	1.831.470,98	0,67	637,27	0,94	944.716,12
Manacapuru	Entrada	915.735,49	915.735,49	0,33	76,85	0,06	56.960,45
Coari	Saída	57.818,54	57.818,54	0,02	285,60	0,01	13366,01
Codajás	Saída	19.823,50	19.823,50	0,01	295,70	0,00	4744,69
Anori	Saída	4.955,87	4.955,87	0,00	340,00	0,00	1363,88
Anamã	Saída	4.955,87	4.955,87	0,00	350,93	0,00	1407,74
Caapiranga	Saída	4.955,87	4.955,87	0,00	363,43	0,00	1457,88
Irاندوبا	Saída	19.823,50	19.823,50	0,01	441,13	0,01	7078,26
Aparecida	Saída	825.979,09	825.979,09	0,30	441,13	0,29	294927,50
UTE Aparecida	Saída	396.469,96	396.469,96	0,14	441,13	0,14	141565,20
Mauá	Saída	355.171,01	355.171,01	0,13	468,63	0,13	134724,64
UTE Mauá	Saída	925.096,58	925.096,58	0,34	468,63	0,35	350910,69
REMAN	Saída	132.156,65	132.156,65	0,05	468,63	0,05	50130,10

Tabela 10: Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade no Gasoduto com Duas Entradas (R\$/MMBTU)

Tarifas	R\$/MMBTU
Entrada	
URUCU	13,84
Manacapuru	1,67
Saídas	
Coari	6,20
Codajás	6,42
Anori	7,38
Anamã	7,62
Caapiranga	7,89
Irاندوبا	9,58
Aparecida	9,58
UTE Aparecida	9,58
Mauá	10,18
UTE Mauá	10,18
REMAN	10,18

III.3.2.2.3 Tarifa de Entrada e Saída Matricial

Assim como nos casos de entrada e saída descritos acima, a introdução da segunda entrada não muda o passo a passo a ser seguido. No entanto, nesse caso, a segunda entrada altera a matriz de custo unitário do percurso, torna a otimização matemática mais complexa e os resultados diferentes dos encontrados com apenas uma entrada. Dessa forma, fez-se o procedimento descrito na subseção III.3.1.2.3 para os dados do gasoduto com duas entradas e onze saídas, que resultou na Matriz 3 e na Tabela 11, abaixo.

Matriz 3: Custo Unitário do Percurso $\left(\frac{R\$}{m^3}\right)$

$$CU_{E_i S_j} = \begin{bmatrix} 0,28 & 0,32 & 0,47 & 0,50 & 0,55 & 0,68 & 0,68 & 0,68 & 0,71 & 0,71 & 0,71 \\ 0,34 & 0,30 & 0,15 & 0,12 & 0,07 & 0,06 & 0,06 & 0,06 & 0,09 & 0,09 & 0,09 \end{bmatrix}$$

Tabela 11: Tarifa de Entrada e Saída Matricial no Gasoduto com Duas Entradas (R\$/MMBTU)

Tarifas	R\$/MMBTU
Entrada	
URUCU	13,55
Manacapuru	2,24
Saídas	
Coari	0,29
Codajás	0,29
Anori	0,29
Anamã	0,29
Caapiranga	0,29
Irاندوبا	8,07
Aparecida	8,07
UTE Aparecida	8,07
Mauá	11,91
UTE Mauá	11,91
REMAN	11,91

III.3.3 Sistema Zonal

O sistema zonal consiste na equalização da tarifa dentro da zona. Ou seja, “a região atendida pelo gasoduto é dividida em zonas tarifárias dentro das quais as tarifas por unidade de volume têm o mesmo valor.” (ANP, 2002, p. 11) Seria como se fosse determinada uma tarifa para cada zona e esta fosse repartida dentro da zona seguindo a alocação tarifária postal. Por isso, no caso postal ou de entrada e saída postal, em que a tarifa já é a mesma para todos no primeiro caso e, para todos os pontos de entrada e para todos os pontos de saída, no segundo caso, não há necessidade do sistema zonal.

Os limites das zonas podem ser, por exemplo, os limites dos Estados para gasodutos que atravessam diversos Estados, como o gasoduto Brasil-Bolívia. Uma vantagem dessa demarcação é facilitar, politicamente, a implantação da alocação tarifária escolhida, visto que dentro de cada Estado não haveria diferenças tarifárias. No entanto, esses limites podem ser

estabelecidos a critério do regulador, que deve ter em mente os impactos dessa escolha e os seus objetivos.

Como o gasoduto Urucu-Coari-Manaus ocupa apenas um Estado, não foi possível adotar esse critério. Conforme informado na seção III.2, dividiu-se o gasoduto em duas zonas, em que o ponto de saída Manacapuru é o limite entre as zonas. Além disso, a segunda zona foi formada apenas pelas saídas que se situam no município de Manaus. Dessa forma, a Zona 1 é formada pelas saídas de Coari, Codajás, Anori, Anamã, Caapiranga e Manacapuru; e a Zona 2, pelas saídas de Iranduba, Aparecida, UTE Aparecida, Mauá, UTE Mauá e REMAN.

III.3.3.1 Tarifa por distância

Para determinação da tarifa por distância no sistema zonal, “... deve-se encontrar o respectivo centro de carga (ou distância média equivalente) da zona...” (ANP, 2002, p. 11) Para tanto, calculou-se primeiro o momento de capacidade de transporte das zonas (MC_z), dado por

$$MC_z = \sum_{j \in z} C_j D_j \left(\frac{mil m^3 \cdot km}{dia} \right), \quad (19)$$

onde: C_j = capacidade contratada entre Urucu, o único ponto de entrada, e o ponto de saída j dentro da zona z $\left(\frac{mil m^3}{dia} \right)$; e

D_j = distância entre Urucu e o ponto de saída j dentro da zona z (km).

Donde se obtiveram os valores $MC_1 = 171.914,54 \frac{mil m^3 \cdot km}{dia}$ e $MC_2 = 4.716.132,88 \frac{mil m^3 \cdot km}{dia}$. Com isso, e conhecendo a capacidade contratada de cada zona (CT_z), dada pela soma das capacidades contratadas de cada ponto de saída contido na zona, calculou-se o centro de carga de cada zona (CC_z), utilizando a seguinte fórmula:

$$CC_z = \frac{MC_z}{CT_z} (km) \quad (20)$$

Nesse caso, “A tarifa por unidade de volume para qualquer ponto de retirada localizado na zona...” (ANP, 2002, p. 12) z , será então:

$$T_z = TU \times CC_z \quad (21)$$

Dessa forma, na simulação dessa monografia, as tarifas de cada zona são as apresentadas na Tabela 12 abaixo.

Tabela 12: Tarifa por Distância no Sistema Zonal (R\$/MMBTU)

Zona	R\$/MMBTU
1	12,84
2	19,94

III.3.3.2 Tarifa de Entrada e Saída

III.3.3.2.1 Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade

No caso da tarifa de entrada e saída por distância ponderada pela capacidade, o uso do sistema zonal, substitui, no mecanismo de cálculo da tarifa, os pontos de saída de fato pelas zonas. No momento de calcular as tarifas, o número de pontos de saída é substituído pelo número de zonas e as distâncias entre o ponto de entrada e os pontos de saída são substituídas pelos centros de carga das zonas (CC_z).

Ou seja, matematicamente, a adoção do sistema zonal nesse caso representa uma alteração da quantidade de pontos de saída e das informações sobre esses pontos. Dessa forma, a matriz distância passa a ser composta pelas distâncias do ponto de entrada i ao centro de carga da zona z . Portanto, seguiu-se o passo a passo da subseção III.3.1.2.2, pensando as zonas como pontos de saída. Dessa forma, foram obtidos os resultados da Tabela 13 e da Tabela 14.

Tabela 13: Resultados das Etapas Intermediárias do Cálculo da Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade no Sistema Zonal

Ponto ou Zona	Tipo	CE_i e CS_j	BCE_i e BCS_j	PE_i e PS_j	DCE_i e DCS_j	WE_i e WS_j	RE_i e RS_j
URUCU	Entrada	2.805.025,00	2.805.025,00	1	636,05	1	1.022.758,16

1	Zona	150.328,19	150.328,19	0,05	417,41	0,04	35970,80
2	Zona	2.654.696,81	2.654.696,81	0,95	648,43	0,96	986787,36

Tabela 14: Tarifa de Entrada e Saída por Distância Ponderada pela Capacidade no Sistema Zonal (R\$/MMBTU)

Tarifas	R\$/MMBTU
Entrada	
URUCU	9,78
Zonas	
1	6,42
2	9,97

III.3.3.2.2 Tarifa de Entrada e Saída Matricial

Também na tarifa de entrada e saída matricial, a adoção do sistema zonal, assim como no caso por distância ponderada pela capacidade descrito na subseção III.3.3.2.1 anterior, para efeito dos cálculos, representa a substituição dos pontos de saída de fato pelas zonas. Dessa forma, a Matriz 4 ($CU_{E_iZ_z}$) do custo unitário do percurso da entrada i até a zona z , nessa simulação, é dada por

Matriz 4: Custo Unitário do Percurso ($\frac{R\$}{m^3}$)

$$CU_{E_iZ_z} = [2,79 \quad 4,28]$$

Nesse caso, o custo unitário do percurso da entrada de Urucu até a zona z foi obtido somando-se os custos unitários de todos os percursos cujos pontos de saída estão na zona z . Matematicamente, somaram-se os elementos da Matriz 2, apresentada na subseção III.3.1.2.3, que estão contidos na zona z . Desse ponto, pensando as zonas como pontos de saída e , portanto, utilizando os dados relativos às zonas, seguiu-se o passo a passo descrito na subseção III.3.1.2.3, que resultou na Tabela 15 abaixo.

Tabela 15: Tarifa de Entrada e Saída Matricial no Sistema Zonal (R\$/MMBTU)

Tarifas	R\$/MMBTU
Entrada	
URUCU	9,78
Zonas	
1	2,32
2	10,20

III.4 Análise dos Resultados da Simulação

Considerando as características de cada uma das metodologias apresentadas, constata-se que a utilização do método Matricial para o cálculo tarifário por Entrada/Saída evidencia-se como a mais aplicável para o caso brasileiro, uma vez que há mais disponibilidade de informações para os seus parâmetros de entrada e é o que melhor equilibra os atributos de refletividade de custos, transparência no seu cálculo e possibilidade de introdução de restrições econômicas na determinação das tarifas de entrada e saída da rede, conferindo os sinais locacionais adequados para uma operação e expansão eficiente do sistema de transporte de gás natural. (ANP, 2016a, p. 23)

Apesar desse entendimento da ANP (2016a), a simulação para o gasoduto Urucu-Coari-Manaus mostrou que as tarifas de entrada e saída matricial ficaram muito próximas das tarifas por distância. Além disso, a solução da otimização matemática feita nesse mecanismo não é necessariamente única, o que pode torná-lo obscuro. Uma forma de obter uma única solução seria impor mais alguma restrição. Ou seja, talvez esse mecanismo seja demasiadamente complexo para ser adotado em gasodutos unidirecionais com uma única entrada, em que a tarifa por distância, mais simples de calcular, o que pode torná-la mais transparente, já é capaz de refletir os custos.

A vantagem desse mecanismo seria se, por exemplo, a ANP objetivasse homogeneizar as tarifas de transporte de todos os gasodutos do país. Isso porque o modelo matricial transmite os sinais adequados de custos independente da estrutura da malha. Quanto mais complexa e desenvolvida a malha, mais próximas da tarifa postal serão as tarifas por esse mecanismo, pois menor a influência da distância no custo. Quanto menos ramificado e mais unidirecional, mais as tarifas pelo método matricial aproximar-se-ão das tarifas por distância.

Então a escolha da alocação tarifária ideal deve considerar os objetivos de política energética. Se, conforme feito na simulação, for introduzida uma segunda entrada, o método matricial já se torna bem diferente da tarifa por distância.

A tarifa postal, atualmente adotada no gasoduto utilizado na simulação, conforme discutido no capítulo II teórico, não reflete custos, nem gargalos no sistema. Pensando microeconomicamente, tal tarifa não é economicamente eficiente. Extremamente simples e previsível, esta forma de alocação tarifária impõe aos consumidores mais próximos de Urucu um subsídio aos consumidores mais distantes. Por isso, só se justifica em malhas já bem desenvolvidas, com muitas ramificações, o que não é o caso, ou para promover a expansão da rede, tendo em vista que tarifas que consideram a distância podem inviabilizar a demanda em lugares longínquos, não justificando investimentos na ampliação da malha de gasodutos.

Se não houver pretensão de expansão do gasoduto para depois de Manaus, talvez a tarifa por distância fosse melhor do que a postal. Afinal, a tarifa ficaria menor para todas as saídas, exceto para as três últimas, que pagariam $20,34 \text{ R\$/MMBtu}$, um valor próximo dos $19,56 \text{ R\$/MMBtu}$ da tarifa atual. Além disso, as tarifas passariam a refletir melhor os custos.

A tarifa de entrada e saída postal possui as mesmas vantagens e defeitos da tarifa postal, só que com a vantagem adicional de estimular a compra e venda de gás natural dentro do gasoduto. Isso devido ao fato da alocação tarifária por entrada e saída tornar os contratos de compra e venda do direito de injetar gás no gasoduto independentes dos contratos de compra e venda do direito de retirar gás do gasoduto.

Adicionalmente ao reflexo dos custos, já presente na tarifa por distância, a tarifa de entrada e saída também reflete os gargalos do sistema. Em contrapartida, a maior complexidade pode tornar a tarifa de entrada e saída menos transparente. Ambas são instáveis em redes em expansão, com implantação de novos pontos de saída e entrada. O sistema zonal também tem essa instabilidade e a instabilidade adicional na definição das zonas. Como descrito na subseção III.3.3, o sistema zonal pode ser de mais fácil implantação, além de reduzir a diferença entre as tarifas pagas. No entanto, dentro de cada zona há a presença de subsídios cruzados e não há refletividade dos custos, nem dos gargalos.

Além do sistema zonal, como alternativa às tarifas por distância e entrada e saída matricial, em que o valor da maior tarifa é mais de duas vezes o valor da menor tarifa, outra possibilidade seria a tarifa de entrada e saída por distância ponderada pela capacidade. Esta tem as vantagens da tarifa de entrada e saída, reduz essa diferença entre a maior e menor tarifas para menos de 1,5 vezes e o método de cálculo é mais fácil do que no caso matricial. Sobre a introdução da segunda entrada feita na simulação, cabe notar que ela elevou em 1,43 vezes a tarifa por distância para os usuários da entrada que já existia. As tarifas das demais formas de alocação tarifária, exceto as postais, também aumentaram com a segunda entrada.

Uma alternativa para tentar minimizar os defeitos de cada forma de alocação, mas aproveitar suas vantagens seria adotar uma forma de alocação híbrida. Adotada em diversos países na tarifação do transporte de gás natural, consiste no uso de composições de metodologias na formação da tarifa. Por exemplo, uma tarifa parte postal, parte entrada e saída matricial.

Enfim, ficou evidente que o regulador precisa considerar muitas variáveis na escolha da alocação tarifária ideal, uma delas, muito citada na presente seção é a transparência. Independente da forma escolhida, a escolha e a forma como a tarifa é calculada deve ser amplamente divulgada aos envolvidos, em detalhes e mantida durante todo o contrato, pois a segurança jurídica é fundamental para redução dos riscos e, conseqüentemente, dos custos e para atrair investimentos.

III.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou uma simulação da aplicação das diferentes formas de alocação tarifária, sendo o capítulo chave dessa monografia. Foram calculados os regimes distância, entrada e saída postal, entrada e saída por distância ponderada pela capacidade e entrada e saída matricial. Além desses, considerou-se o regime postal divulgado pela TAG (2017).

Adicionalmente, foi feita a simulação dos mesmos regimes para a introdução de uma segunda entrada e outra simulação, com o gasoduto original, para a adoção de um sistema zonal. Com a introdução de uma entrada adicional, foi possível mostrar que a morfologia da

rede altera os resultados e por isso, é importante considerá-la no momento de escolher a forma de alocação tarifária a ser adotada.

Por fim, os resultados da simulação foram discutidos e analisados sob a ótica da discussão teórica apresentada no capítulo anterior. Cabendo ao próximo capítulo apresentar a conclusão deste trabalho. Para tanto, tal capítulo irá reunir, de forma resumida, as principais informações e conclusões as quais se chegaram no decorrer da elaboração dessa monografia.

CONCLUSÕES GERAIS

O objetivo dessa monografia foi analisar a importância da metodologia de alocação tarifária para o desenvolvimento do segmento de transporte de gás natural e conseqüentemente para essa indústria como um todo. A simulação das diferentes formas de alocação tarifária mostrou que o grau de maturidade da indústria de gás natural afeta, significativamente, os efeitos da metodologia tarifária adotada. Isto é, a metodologia de alocação tarifária mais adequada depende, dentre outros fatores, da morfologia da rede, dos objetivos de política energética do país, do estágio de desenvolvimento da malha de gasodutos e da indústria de gás natural.

Na introdução desta monografia, mostrou-se que a indústria de gás natural, devido às suas características técnicas e econômicas, pode ser classificada como uma indústria de rede sendo o transporte de gás natural por dutos o “coração” da indústria de gás natural. Com base nessa visão, o capítulo I mostrou a importância da regulação do segmento de transporte para o desenvolvimento da indústria de gás natural em bases competitivas. Ainda no capítulo I mostrou-se que a regulação da indústria de gás natural apresenta duas dimensões. A primeira refere-se ao desenho do setor ou ao *market design* da indústria de gás natural. A segunda dimensão regulatória diz respeito à estrutura tarifária e tem como objetivo lidar com o *trade-off* regulatório inerente a todos os monopólios naturais.

Nesse contexto, o capítulo II concentrou-se apenas na regulação tarifária, mecanismo de regulação de interesse dessa monografia, mostrando que esta tem o poder de estimular ou limitar tanto o investimento quanto a concorrência, tendo como objetivos, estimular o desenvolvimento da infraestrutura e do mercado de gás natural. Para tanto, mostrou-se que a regulação tarifária possui duas dimensões: nível tarifário e alocação tarifária.

Dentro do escopo desse capítulo, concluiu-se que, para escolher as metodologias de regulação tarifária adequadas, o regulador precisa considerar vários fatores, como, por exemplo, seus objetivos e as características da indústria a ser regulada. Além disso, mostrou-se como uma escolha equivocada da forma de alocação tarifária pode afetar a demanda, fazendo com que a receita de transporte estabelecida no âmbito do nível tarifário não se

concretize. Nesse caso, o transportador não receberia a receita que recupera o investimento, não tendo estímulo para investir.

Por fim, o capítulo III apresentou a simulação da aplicação das diferentes metodologias de alocação tarifária descritas. Com a simulação, foram mostradas, na prática, as diferenças entre as formas de alocação tarifária e o impacto delas sobre as tarifas. Observando os valores obtidos, a teoria foi confirmada, no sentido que, assim como no capítulo teórico, concluiu-se, no capítulo prático, que a forma de alocação tarifária afeta diretamente o desenvolvimento do transporte e da indústria de gás natural como um todo. Por isso, a escolha ideal deve ponderar diversos fatores e não deve gerar distorções competitivas relevantes.

Com a simulação, concluiu-se que a metodologia de entrada e saída matricial, considerada adequada à malha de gasoduto brasileira pela ANP (2016), é extremamente complexa e depende de um processo de otimização matemática que não possui, necessariamente, solução única, o que a torna pouco transparente. Sendo a malha brasileira formada, basicamente, por gasodutos pouco ramificados, com poucas entradas, acredita-se que a adoção dessa metodologia tão complexa não se justifica. Além disso, defende-se que no caso do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, que foi usado na simulação, a tarifa postal, adotada atualmente, também não se justifica, a menos que haja planos de expansão do gasoduto para além da extremidade atual de Manaus. Sendo considerada adequada, nesse caso específico, a tarifa por distância ou entrada e saída por distância ponderada pela capacidade. Essa última, caso seja conveniente amenizar as diferenças tarifárias entre os usuários.

No caso da malha brasileira como um todo, concluiu-se que o ideal seria fazer a simulação, assim como foi feita nessa monografia, para de posse dos objetivos de política energética do país, dos objetivos do regulador, das características do sistema de transporte e da indústria de gás natural, e de outras informações, escolha-se a melhor forma de alocação tarifária. Indo além das ambições da monografia, ainda concluiu-se que para alcançar os objetivos, o regulador precisa prezar pela simplicidade, transparência, por meio da publicidade, de regras claras e pela estabilidade de regras, que garante segurança jurídica. Com isso, o regulador consegue reduzir os riscos envolvidos no segmento de transporte, o que reduz os custos de transação, atraindo investimentos para o setor.

Por fim, concluiu-se que o desenvolvimento da malha de transporte de gás natural por dutos, da indústria de gás natural e de seu mercado depende da capacidade das estruturas de regulação em escolher os mecanismos mais adequados de regulação, que nesse caso, seriam aqueles capazes de alcançar o equilíbrio desejado entre estímulo ao investimento na ampliação da rede de gasodutos e incentivo à eficiência econômica. Além disso, depende da capacidade de se adequar os instrumentos regulatórios à evolução da indústria e desse segmento específico.

REFERÊNCIAS

- ACER. (2013). *Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas*. Agency for the Cooperation of Energy Regulators. FG-2013-G-01.
- ALMEIDA, E. F.; FERRARO, M. C. (2013). *Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos*. Rio de Janeiro: Synergia: FAPERJ IE/UFRJ: UFF.
- ANP. (2002). *Descrição da Metodologia de Cálculo das Tarifas de Transporte de Gás Natural*, Nota Técnica 054/2002-SCG. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 16 Jan. 2018.
- ANP. (2010). *Fornecimento de Gás Natural para a Refinaria de Manaus através do Gasoduto Coari-Manaus*, Nota Técnica nº 03/2010-SCM. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 23 Fev. 2018.
- ANP. (2016a). *Parcela do Preço Referente ao Transporte Prevista no Contrato de Compra e Venda de Gás Natural para Fins de Registro do Contrato na ANP: Cronograma de Aplicação de Metodologias de Cálculo para Alocação dos Custos de Transporte*, Nota Técnica nº 11/2016-SCM. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 25 Fev. 2018.
- ANP. (2016b). *Regulação Tarifária dos Gasodutos de Transporte*, Nota Técnica nº 004/2016-SCM. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 22 Fev. 2018.
- DIAS, D. D.; RODRIGUES, A. P. (1997). A regulação de indústrias de rede: o caso dos setores da infra-estrutura energética. *Revista de Economia Política*, vol.17, 71-84.
- FERRARO, M. C. (2010). Estruturas de Incentivo ao Investimento em Novos Gasodutos: Uma Análise Neo-Institucional do Novo Arcabouço Regulatório Brasileiro. Rio de Janeiro: UFRJ/IE.
- FILHO, N. F. (1995). A Economia dos Custos de Transação. *Revista do BNDES*, V.2, n.4, p.103-128.
- FREITAS, K. R. (2003). As Estratégias Empresariais de Cooperação e Integração Vertical: o caso da indústria de petróleo do Brasil. Rio de Janeiro.
- FREITAS, K. R. (2004). Definição Tarifária como Instrumento Regulatório: precificação do transporte dutoviário de gás natural no Brasil. Rio de Janeiro: UFRJ/IE.
- GUIMARÃES, P. H. (2008). O Sistema de Distribuição de Gás Natural em Mato Grosso: Uma Abordagem Institucionalista. Cuiabá, Brasil: UFMG.
- PINTO JR., H.Q. et al. (org). (2016). *Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. (2 ed.). Rio de Janeiro: Elsevier.

SALGADO, L.; MOTTA, R. S. (Eds.). (2005). *Marcos regulatórios no Brasil: o que foi feito e o que falta fazer*. Rio de Janeiro: IPEA.

SARTO, V. H.; ALMEIDA, L. T. (2015). A Teoria dos Custos de Transação: Uma Análise a partir das Críticas Evolucionistas. *Revista Iniciativa Econômica*, V.2, n.1.

TAG. (2016a). *Características Técnicas e Operacionais das Instalações de Transporte*. Disponível em: < <http://tag.petrobras.com.br/>>. Acesso em: 13 Mar. 2018.

TAG. (2016b). *Diagrama Esquemático da Malha de Transporte*. Disponível em: < <http://tag.petrobras.com.br/>>. Acesso em: 13 Mar. 2018.

TAG. (2016c). *Relatório de Previsão de Disponibilidade e Ociosidade*. Disponível em: < <http://tag.petrobras.com.br/>>. Acesso em: 13 Mar. 2018.

TAG. (2017). *Resumo dos Contratos de Serviço de Transporte*. Disponível em: < <http://tag.petrobras.com.br/>>. Acesso em: 13 Mar. 2018.

TAG. (n.d.). *Mapas das Instalações*. Disponível em: < <http://tag.petrobras.com.br/>>. Acesso em: 13 Mar. 2018.

VISCUSI, W. K.; HARRINGTON JR., J. E.; VERNON, J. M. (1995). *Economics of Regulation and Antitrust*. Cambridge: Massachusetts: MIT Press.

WILLIAMSON, Ó. E. (1998). Transaction Cost Economics: How It Works; Where It is Headed. *De Economist*, 146, n.1, p.23-58.