



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Instituto de Química

Felipe da Silva Alves

**Otimização multi-objetivo de projetos de redes de transporte
dutoviário de gás natural**

Rio de Janeiro

2014

Felipe da Silva Alves

**Otimização multi-objetivo de projetos de redes de transporte
dutoviário de gás natural**

Dissertação apresentada, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Processos Químicos, Petróleo e Meio Ambiente.

Orientadores: Prof. Dr. André Luiz Hemerly Costa
Dr. Jaime Neiva Miranda de Souza

Rio de Janeiro

2014

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ/REDE SIRIUS/CTC/Q


A474 Alves, Felipe da Silva.
Otimização multi-objetivo de projetos de redes de transporte
dutivoário de gás natural. / Felipe da Silva Alves. - 2014.
148 f.

Orientador: André Luiz Hemerly Costa.
Orientador: Jaime Neiva Miranda de Souza.
Dissertação (mestrado) – Universidade do Estado do Rio de
Janeiro, Instituto de Química.

1. Otimização matemática - Teses. 2. Gás natural – Teses. I.
Costa, André Luiz Hemerly. II. Souza, Jaime Neiva Miranda de. III.
Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Instituto de Química. IV.
Título.

CDU 519.863

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta
tese.



Assinatura

14 de maio de 2014

Data

Felipe da Silva Alves

**Otimização multi-objetivo de projetos de redes de transporte
dutoviário de gás natural**

Dissertação apresentada, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Processos Químicos, Petróleo e Meio Ambiente.

Aprovada em 14 de maio de 2014.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. André Luiz Hemerly Costa (orientador)

Instituto de Química – UERJ

Dr. Jaime Neiva Miranda de Souza (orientador)

Instituto Nacional da Propriedade Industrial - INPI

Prof. Dr. Eduardo Rocha de Almeida Lima

Instituto de Química - UERJ

Prof. Dr. André Luis Alberton

Instituto de Química - UERJ

Prof. Dr. Luis Fernando Gonçalves Pires

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC/RJ

Rio de Janeiro

2014

DEDICATÓRIA

Dedico esta dissertação à minha querida esposa Daniela com todo o meu carinho e admiração, pela amizade, companheirismo e amor, e à minha família, pelo apoio e incentivo.

AGRADECIMENTOS

À minha esposa Daniela por toda a compreensão, dedicação, cumplicidade, incentivo e carinho nos momentos mais difíceis, e por contribuir para que percorresse o caminho até aqui com serenidade.

Aos meus pais, Aurélio e Marilene, minha madrinha e seu companheiro, Lúcia e Guilherme, meus avós, José Mendes e Odete, e toda minha família pelo incentivo, apoio e exemplo, responsáveis pelo que sou hoje e que tornaram possível o caminho até aqui.

Ao Professor André Luiz Hemerly Costa pela orientação, apoio e pela colaboração com suas idéias e conhecimentos científicos, que muito contribuíram para o engrandecimento deste trabalho.

Ao Doutor Jaime Neiva Miranda de Souza pela orientação, paciência, contribuição e entusiasmo na colaboração para a realização deste trabalho.

Aos amigos Guilherme de Biasi Cordeiro e Luciana Rocha de Moura Estevão pela paciência e ajuda.

Aos demais amigos pelo incentivo e paciência nos momentos mais difíceis destes dois anos de trabalho.

A todos os dedicados profissionais do PPG-EQ/UERJ por tornarem possível a existência do programa e a realização deste trabalho.

À UERJ, instituição para mim muito valiosa, por todo aprendizado e pelo nível acadêmico oferecido, além de ter me proporcionado ao longo de toda minha formação a oportunidade de conhecer profissionais dedicados, de fazer grandes amizades e de conhecer minha esposa.

À ANP pelo incentivo e oportunidade ao aperfeiçoamento profissional e pelo apoio.

RESUMO

ALVES, Felipe da Silva. *Otimização multi-objetivo de projetos de redes de transporte dutoviário de gás natural*. 2014. 147 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

Dutos de transmissão são tubulações especialmente desenvolvidas para transportar produtos diversos a longas distâncias e representam a forma mais segura e econômica de transporte para grandes quantidades de fluidos. Os dutos de gás natural, denominados gasodutos, são usados para transportar o gás desde os campos de produção até os centros consumidores, onde o gás é inserido em redes de distribuição para entrega aos consumidores finais. Os gasodutos de transporte apresentam diversas características de monopólio natural, que são o principal argumento econômico para sua regulação. A regulação visa garantir que esta atividade seja explorada de maneira eficiente, refletindo em tarifas de transporte justas para os consumidores e que proporcionem o retorno adequado aos investidores, levando-se em consideração a quantidade de gás transportado. Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo propor metodologias de otimização multi-objetivo de projetos de redes de gasodutos de transporte, envolvendo métodos *a posteriori*. O problema de otimização formulado contempla restrições associadas ao escoamento do gás e o comportamento das estações de compressão. A solução do problema fornece um conjunto de projetos ótimos de redes de transporte em função da maximização da quantidade de gás natural transportado e da minimização da tarifa associada a esse serviço. A ferramenta foi aplicada a diversos estudos de caso com configurações típicas da indústria de transporte de gás natural. Os resultados mostraram que as metodologias propostas são capazes de fornecer subsídios que permitem ao tomador de decisão do ponto de vista regulatório realizar uma análise de *trade-off* entre a quantidade de gás transportado e a tarifa, buscando assim atender ao interesse da sociedade em relação à exploração do serviço de transporte.

Palavras-chave: Redes de transporte dutoviário. Gás natural. Otimização. Multi-objetivo. Projeto.

ABSTRACT

ALVES, Felipe da Silva. *Multi-objective optimization of designs for natural gas transportation pipe networks*, Brasil, 2014. 147 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

Transmission pipelines are especially designed pipes to transport a variety of products through long distances and represent the safest and most economical method of transporting large quantities of fluids. The natural gas pipelines, called gas pipelines, are employed in gas transportation from the production fields up to the consumer centers, where the gas is introduced in the distribution networks to be delivered to final consumers. The transportation pipelines present several attributes of natural monopoly which are the main economic reason for their regulation. Regulation aims to ensure the efficient exploration of this activity leading to fair transportation tariff to the consumers and reasonable return on investment to the investors, taking into account the amount of transported gas. In this context, the present work has the objective to propose methodologies for the multi-objective optimization of designs for natural gas transportation pipeline networks employing *a posteriori* methods. The formulated optimization issue comprises restrictions associated to gas flow and compressor stations behavior. The solution provides a group of optimum transport network designs concerning the maximization of the amount of transported natural gas and the minimization of the tariff associated to this service. The tool was employed in a variety of case studies with typical configurations of the natural gas transport industry. The results showed that the proposed methodologies are able to provide information which will permit that the decision maker, from the regulatory point of view, performs a trade-off analysis considering the amount of transported gas and the tariff, aiming to fulfill the society expectations concerning the exploration of transport service.

Keywords: Transportation pipeline networks. Natural gas. Optimization. Multi-objective. Design.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Comparação entre os custos de transporte de gás natural através dos principais modais: Gasodutos, Gás Natural Liquefeito - GNL, Gás Natural Comprimido - GNC e Hidrato de Gás Natural - HGN (NAJIBI et al., 2009).....	29
Figura 2 – Reservas provadas de gás natural (ANP, 2011a).	30
Figura 3 – Evolução da malha de gasodutos de transporte no período entre 1972 e 2011 (ANP, 2011a).....	31
Figura 4 – Volume de controle.	Erro! Indicador não definido.
Figura 5 – Digrafo do exemplo de rede.	Erro! Indicador não definido.
Figura 6 – Comparação entre as correlações, original e aproximada, de previsão de custos de investimento nas estações de compressão.	Erro! Indicador não definido.
Figura 7 – Série histórica da distribuição de gás natural no Brasil, em vazão diária média, entre 2000 e 2011. (a) Tendência de crescimento acentuado e (b) Tendência de crescimento moderado.	Erro! Indicador não definido.
Figura 8 – Comportamento base de consumo de gás natural em novos mercados para o período de 30 anos.....	Erro! Indicador não definido.
Figura 9 – Exemplo comparativo de meios de transporte (NGATCHOU; ZAREI; EL-SHARKAWI, 2005).....	88
Figura 10 – Ilustração da frente de Pareto para um problema de otimização com dois objetivos.....	Erro! Indicador não definido.
Figura 11 – Ilustração da região viável para problema de otimização genérico com dois objetivos.....	91
Figura 12 – Ilustração da solução do problema de otimização mono-objetivo.	92
Figura 13 – Ilustração da construção da frente de Pareto.	93
Figura 14 – Digrafo da rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.	Erro! Indicador não definido.
Figura 15 – Demanda máxima de gás no ponto de entrega $n = 2$ em cada ano, considerada para o problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.....	Erro! Indicador não definido.

- Figura 16 – Frente de Pareto resultado da otimização de projeto do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega. **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 17 – Evolução dos projetos referentes à frente de Pareto resultado da otimização de projeto do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega. **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 18 – Frações de uso das estações de compressão para a soma das entregas de 140 MM Nm³/dia, resultado da otimização do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega. **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 19 – Condições operacionais considerando a soma das entregas de 140 MM Nm³/dia, resultado da otimização do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega. (a) 1^o ano de operação (b) 30^o ano de operação. **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 20 – Custos de investimento em função da quantidade de gás entregue, resultado da otimização do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega. **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 21 – Quantidade anual de gás entregue para a soma das entregas de 140 MM Nm³/dia, resultado da otimização do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega. **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 22 – Frentes de Pareto resultado das otimizações de projeto do problema base e dos problemas usados para análise do impacto do comprimento em redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega. **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 23 – Curvas de demanda do problema base e do problema considerando mercado maduro usado para análise do impacto do comportamento da demanda em redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega. **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 24 – Frentes de Pareto resultado das otimizações do problema base e do problema considerando mercado maduro usado para análise do impacto do comportamento da demanda em redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega. **Erro! Indicador não definido.**

- Figura 25 – Frações de uso das estações de compressão para soma das entregas de 140 MM Nm³/dia, resultado da otimização do problema base e do problema considerando mercado maduro usado para análise do impacto do comportamento da demanda em redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega..... **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 26 – Digrafo da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série..... **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 27 – Demandas máximas de gás nos pontos de entrega em cada ano consideradas para o problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série. ... **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 28 – Frente de Pareto resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série. **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 29 – Diâmetros e soma das potências de projeto das estações de compressão do ramal 2 resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série. **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 30 – Digrafo da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo..... **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 31 – Demandas máximas de gás nos pontos de entrega em cada ano consideradas para o problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo.**Erro! Indicador não definido.**
- Figura 32 – Frente de Pareto resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo através da alternativa (i). **Erro! Indicador não definido.**
- Figura 33 – Frente de Pareto em curvas de nível resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo através da alternativa (ii).**Erro! Indicador não definido.**
- Figura 34 – Resultados do problema com foco na maximização do *VPL* e comparação com a frente de Pareto, juntamente com as demais curvas de *VPL* constante. **Erro! Indicador não definido.**

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados medidos em gasodutos reais (MOORE; BISHNOI; DONNELLY, 1980).....	57
Tabela 2 – Resultados das simulações usadas para validação (MOORE; BISHNOI; DONNELLY, 1980).	58
Tabela 3 – Características do gasoduto Paulínia-Jacutinga – GASPAJ (TAG, 2009).....	58
Tabela 4 – Resultados das simulações para um gasoduto típico.....	59
Tabela 5 – Comparação dos modelos com resultados do RSTH do GASPAJ (TAG, 2009).	60
Tabela 6 – Variáveis sujeitas à restrição de limitação.	85
Tabela 7 – Conjuntos comuns a todos os problemas abordados.....	97
Tabela 8 – Parâmetros comuns a todos os problemas abordados.	97
Tabela 9 – Limites de variáveis comuns a todos os problemas abordados.....	98
Tabela 10 – Conjuntos específicos para a rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.....	100
Tabela 11 – Parâmetros específicos para a rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.....	101
Tabela 12 – Principais variáveis de projeto resultado da otimização do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.	103
Tabela 13 – Potências de projeto das estações de compressão resultado da otimização do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.....	105
Tabela 14 – Parâmetros do problema base e dos problemas usados para análise do impacto do comprimento em redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.....	110
Tabela 15 – Principais variáveis de projeto para soma das entregas de 120 MM Nm ³ /dia resultado das otimizações do problema base e dos problemas usados para análise do impacto do comprimento em redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.	112

Tabela 16 – Principais variáveis de projeto para a soma das entregas de 130 MM Nm ³ /dia resultado das otimizações do problema base e do problema considerando mercado maduro usado para análise do impacto do comportamento da demanda em redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.....	116
Tabela 17 – Conjuntos específicos para o problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série.	118
Tabela 19 – Parâmetros específicos para o problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série.	119
Tabela 20 – Principais variáveis de projeto resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série.....	122
Tabela 21 – Potências de projeto das estações de compressão resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série.	122
Tabela 22 – Conjuntos específicos para o problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo.....	125
Tabela 23 – Parâmetros específicos para o problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo.....	126
Tabela 24 – Potências de projeto das estações de compressão na região de descontinuidade.....	131
Tabela 25 – Principais variáveis de projeto resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo.	131
Tabela 26 – Potências de projeto das estações de compressão resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo.....	132

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

€ ₂₀₁₀	Euros de 2010 – Unidade monetária da comunidade europeia referenciada ao ano de 2010.
Nm ³	Normal metro cúbico – volume nas Condições Normais de Temperatura e Pressão (CNTP), ou seja, 273,15 K e 101 325 Pa.
MM Nm ³	Milhões de normais metros cúbicos.
US\$ ₂₀₁₀	Dólares de 2010 – Unidade monetária americana referenciada ao ano de 2010.
MM US\$ ₂₀₁₀	Milhão de Dólares de 2010 – um milhão de vezes a unidade monetária americana referenciada ao ano de 2010.
MM BTU	Milhão de BTU – um milhão de vezes a Unidade Térmica Britânica

LISTA DE SÍMBOLOS

a	Coeficiente da equação de estado de Peng-Robinson ($J^2/mol^2 Pa$)
a_1	Coeficiente angular da equação de estimativa de demanda (MM Nm ³ /dia)
A	Área da seção transversal interna da tubulação (m ²)
A_k	Área da seção transversal interna da tubulação do trecho k (m ²)
A_p	Área de contato do gás com a parede interna da tubulação (m ²)
b	Coeficiente da equação de estado de Peng-Robinson ($J/mol Pa$)
b_1	Coeficiente linear da equação de estimativa de demanda (MM Nm ³ /dia)
B	Coeficiente da forma polinomial da equação de estado de Peng-Robinson (adimensional)
CD_k	Custos diversos no trecho k (MM US\$ ₂₀₁₀)
CFS_k	Custos com a faixa de servidão no trecho k (MM US\$ ₂₀₁₀)
CI_k	Custo de investimento da aresta k (trecho de tubulação ou estação de compressão) (MM US\$ ₂₀₁₀)
CM_k	Custos com material (custo da tubulação) no trecho k (MM US\$ ₂₀₁₀)
CMO_k	Custos com mão-de-obra no trecho k (MM US\$ ₂₀₁₀)
COp_τ	Custo operacional com o transporte no ano τ (MM US\$ ₂₀₁₀)
C_p	Capacidade calorífica à pressão constante ($J/kg K$)
C_p^{GI}	Capacidade calorífica do gás ideal à pressão constante ($J/kg K$)
C_p^R	Capacidade calorífica residual à pressão constante ($J/kg K$)
D_i	Diâmetro interno da tubulação (m)
D_k	Diâmetro externo da tubulação do trecho k (m)
Dr_j	Diâmetro externo da tubulação de todos os trechos do ramal (m)
$DESC$	Subconjunto de nós que representam as descargas das estações de compressão
Dop	Quantidade de dias operacionais por ano (dias/ano)
DT	Subconjunto de arestas que representam trechos de tubulação
DT_j	Subconjunto de arestas que representam trechos do ramal j
e_k	Espessura da tubulação do trecho k (m)
EC	Subconjunto de arestas que representam as estações de compressão

F	Fator de atrito de Darcy
f_{ee}	Fator de economia de escala (MM US\$ ₂₀₁₀)
f_k	Fator de atrito de Darcy da tubulação do trecho k
FC_τ	Fluxo de caixa no ano τ (MM US\$ ₂₀₁₀)
$FCVP$	Fluxo de caixa em valor presente (MM US\$ ₂₀₁₀)
FP	Fator para produtos siderúrgicos.
Fr_D	Fator de correção regional dos custos diversos
Fr_{FS}	Fator de correção regional dos custos com a faixa de servidão
Fr_{MO}	Fator de correção regional dos custos com mão-de-obra
g_z	Componente da aceleração da gravidade na direção z (m/s ²)
\hat{H}	Entalpia específica real do gás (J/kg)
\hat{H}^{GI}	Entalpia específica do gás ideal (J/kg)
\hat{H}^R	Entalpia específica residual do gás (J/kg)
i	Taxa anual de interesse em valor decimal (juros de remuneração)
INT	Subconjunto de nós que representam interconexões
J	Conjunto de todos os ramais
K	Conjunto de todas as arestas/correntes
K_n^{in}	Subconjunto de arestas que entram no nó n , i.e., o subconjunto de arestas que terminam no nó n .
K_n^{out}	Subconjunto de arestas que sai do nó n , i.e., o subconjunto de arestas que tem origem no nó n
L	Comprimento total da tubulação (m)
L_k	Comprimento do trecho k (km)
Lt_j	Comprimento total do ramal j (km)
\dot{m}	Vazão mássica de gás (kg/s)
$m_{aço,k}$	Massa de aço da tubulação do trecho k (kg)
M_m	Massa molar do gás (kg/mol)
N	Conjunto de todos os vértices/nós.
N_k^{in}	Subconjunto de nós nos quais a aresta k entra, i.e., o subconjunto de nós onde a aresta k termina
N_k^{out}	Subconjunto de nós dos quais a aresta k sai, i.e., o subconjunto de nós onde a aresta k tem origem
P	Pressão (Pa)

P_C	Pressão crítica (Pa)
$P_{\tau,n}$	Pressão no nó n no ano τ (bar)
PCS	Poder calorífico superior do gás natural (J/kg)
PCS_{BTU}	Poder calorífico superior do gás natural (MM BTU/MM Nm ³)
POT_{pr_k}	Potência de projeto bruta da estação de compressão k (HP)
$POT_{\tau,k}$	Potência de operação bruta da estação de compressão k no ano τ (HP)
$Pr_{aço}$	Preço do aço (US\$ ₂₀₁₀ /kg)
Pr_{GN}	Preço do gás natural na entrada da rede (US\$ ₂₀₁₀ /MM BTU)
PTE	Subconjunto de nós que representam pontos de entrega
PTR	Subconjunto de nós que representam pontos de recebimento
Q	Fluxo térmico (W/m ²)
$q_{\tau,k}$	Vazão volumétrica na aresta k no ano τ (MM Nm ³ /dia)
R	Componente “raio” das coordenadas cilíndricas
R	Constante universal dos gases (8,314 J/mol K)
Re	Número de Reynolds (adimensional)
Rec_{τ}	Receita com o transporte no ano τ (MM US\$ ₂₀₁₀)
S_{LE}	Tensão referente ao limite de elasticidade do material ou Tensão máxima admissível do material da tubulação (bar)
SUC	Subconjunto de nós que representam as sucções das estações de compressão
T	Tempo (s)
T	Temperatura do gás (K)
T_{Ext}	Temperatura externa (K)
T_C	Temperatura crítica (K)
Tar	Tarifa de transporte (US\$ ₂₀₁₀ /MM BTU)
U	Coefficiente global de transferência de calor (W/m ² K)
\hat{U}	Energia interna específica do gás (J/kg)
V	Velocidade média do gás (m/s)
\hat{V}	Volume específico do gás (m ³ /kg)
V_{mol}	Volume molar do gás em condições Normais (273,15 K e 101.325 Pa) (m ³ /mol) $V_{mol} = 0,0224 \text{ m}^3/\text{mol}$, considerando comportamento de gás ideal.
VF_{τ}	Valor futuro no ano τ (MM US\$ ₂₀₁₀)

VP	Valor presente (MM US\$ ₂₀₁₀)
VPL	Valor presente líquido do projeto da rede (MM US\$ ₂₀₁₀)
$w_{dem \tau, n}$	Demanda máxima de gás em cada ponto de entrega $n \in PTE$ em cada ano τ (MM Nm ³ /dia)
$w_{tot n}$	Soma das vazões de entrega de gás no ponto de entrega n em todos os anos de vida útil da rede (MM Nm ³ /dia)
w_{tot}	Soma das vazões de entrega de gás em todos os pontos de entrega $n \in PTE$ e em todos os anos de vida útil da rede (MM Nm ³ /dia).
W_{tot}	Quantidade total de gás entregue em todos os pontos de entrega $n \in PTE$ em toda a vida útil da rede (MM Nm ³),
$w_{min n}$	Quantidade mínima total de gás a ser entregue em cada ponto de entrega $n \in PTE$ em toda a vida útil da rede (MM Nm ³ /dia)
$w_{\tau, n}$	Vazão de gás de entrada ou saída da rede no vértice n no ano τ (MM Nm ³ /dia)
z	Posição axial na tubulação (m)
Z	Fator de compressibilidade do gás
z_i	Posição inicial na tubulação (m)
z_f	Posição final na tubulação (m)
θ	Componente “ângulo” das coordenadas cilíndricas
P	Massa específica do gás (kg/m ³)
T	Ano
τ_p	Tensão exercida pelo fluido sobre a parede (Pa)
$\bar{\omega}$	Fator acêntrico do gás (adimensional)
Π	Conjunto de anos nos quais a rede irá operar
$\rho_{Aço}$	Massa específica do aço (kg/m ³)
E	Rugosidade absoluta da tubulação (m)
ε_i	Parâmetro do método ε -restrito de otimização multi-objetivo
η_d	Eficiência do acionador ou “driver” do compressor.
η_i	Eficiência isentrópica de compressão
η_m	Eficiência mecânica do compressor
γ	Razão entre as capacidades caloríficas C_p/C_v
ζ	Coefficiente de segurança do projeto da tubulação
k	Índice de identificação das arestas.

n	Índice de identificação dos nós ou vértices
τ	Índice de identificação dos anos.
j	Índice de identificação dos ramais.
i	Índice do parâmetro ε do método ε -restrito de otimização multi-objetivo

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	22
1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
1.1	Estrutura dutoviária	24
1.1.1	<u>Gás Natural</u>	28
1.2	Regulação de Gás Natural no Brasil	31
1.3	Análise econômica de Redes de Transporte	34
1.3.1	<u>Modelos baseados no diâmetro e comprimento dos dutos</u>	35
1.3.2	<u>Modelos baseados na vazão de gás e comprimento dos dutos</u>	36
1.3.3	<u>Modelos baseados na massa de aço da tubulação</u>	37
1.4	Otimização de Redes de Transporte de Gás	38
2	MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE REDES DE TRANSMISSÃO	42
2.1	Modelagem do Sistema	43
2.1.1	<u>Balanco de Massa (Equação da Continuidade)</u>	44
2.1.2	<u>Balanco de Momento</u>	45
2.1.3	<u>Balanco de Energia</u>	47
2.1.4	<u>Sistema de Equações de Balanco da Modelagem Proposta</u>	49
2.2	Simulação da Abordagem Proposta	50
2.2.1	<u>Abordagem (i): Simulação considerando modelo rigoroso de escoamento e descrição do comportamento termodinâmico do gás utilizando a equação de estado de Peng-Robinson</u>	51
2.2.2	<u>Abordagem (ii): Simulação do escoamento isotérmico considerando gás ideal</u>	54
2.2.3	<u>Abordagem (iii): Simulação do escoamento isotérmico considerando gás ideal e variação da energia cinética nula</u>	55
2.3	Validação dos Modelos das Abordagens Propostas	56
2.4	Comparação dos modelos frente a um gasoduto de transporte típico	58
3	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	61
3.1	Apresentação Geral	61
3.2	Estruturação da Rede	63
3.2.1	<u>Digrafo</u>	63
3.2.2	<u>Matriz de incidência</u>	64

3.3	Variáveis	64
3.4	Funções objetivo	65
3.5	Formulação das Restrições Econômicas	66
3.5.1	<u>Receitas com o transporte</u>	67
3.5.2	<u>Custos operacionais</u>	68
3.5.3	<u>Fluxos de caixa com o transporte</u>	69
3.5.4	<u>Custos de investimento nos trechos</u>	69
3.5.5	<u>Custos de investimento nas estações de compressão</u>	72
3.5.6	<u>Valor presente líquido</u>	74
3.6	Formulação das Restrições Físicas	75
3.6.1	<u>Equação do escoamento na tubulação</u>	75
3.6.2	<u>Comprimento dos trechos</u>	76
3.6.3	<u>Fator de atrito de Darcy</u>	76
3.6.4	<u>Diâmetro da Tubulação</u>	77
3.6.5	<u>Espessura da tubulação</u>	77
3.6.6	<u>Massa de aço da tubulação</u>	78
3.6.7	<u>Cálculo da potência das estações de compressão</u>	79
3.6.8	<u>Consumo de gás combustível</u>	80
3.6.9	<u>Balancos de massa nos nós</u>	80
3.6.10	<u>Demanda máxima em cada ano</u>	81
3.6.11	<u>Restrições de limitação das variáveis</u>	85
4	METODOLOGIA	86
4.1	Otimização Multi-Objetivo e Ótimo de Pareto	86
4.1.1	<u>Métodos <i>a priori</i> de solução de problemas de otimização multi-objetivo</u>	86
4.1.2	<u>Métodos <i>a posteriori</i> de solução de problemas de otimização multi- objetivo</u>	87
4.1.3	<u>Otimalidade de Pareto</u>	89
4.1.4	<u>Dominância de Pareto</u>	89
4.1.5	<u>Conjunto ótimo de Pareto e frente de Pareto</u>	90
4.2	Abordagem adotada	91
4.3	Aplicação para o projeto ótimo de redes de transporte de gás	93
4.3.1	<u>Definição dos valores de épsilon (ϵ_i)</u>	94
4.4	Procedimento de geração de estimativas Iniciais	95
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	97

5.1	Redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega	99
5.1.1	<u>Apresentação do problema base</u>	99
5.1.2	<u>Comportamento da solução</u>	102
5.1.3	<u>Análise das variações do caso base</u>	110
5.1.3.1	Variação no comprimento da rede	110
5.1.3.2	Variação no comportamento da demanda.....	112
5.2	Redes formadas por um ponto de recebimento e múltiplos pontos de entrega	116
5.2.1	<u>Redes com múltiplos pontos de entrega em série</u>	117
5.2.1.1	Apresentação do problema.....	117
5.2.1.2	Resultados	120
5.2.2	<u>Redes com múltiplos pontos de entrega em paralelo</u>	123
5.2.2.1	Apresentação do problema para a Alternativa (i)	124
5.2.2.2	Resultados	127
5.2.2.3	Apresentação do problema para a Abordagem (ii)	128
5.2.2.4	Resultados	129
5.3	Otimização com foco na maximização do lucro	132
5.3.1	<u>Apresentação do problema com foco na maximização do VPL</u>	132
5.3.2	<u>Resultados do problema com foco na maximização do VPL</u>	133
	CONCLUSÕES E SUGESTÕES	135
	REFERÊNCIAS	138
	ANEXO – Produção Científica	146

INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos anos, o gás natural vem se mostrando um importante recurso energético. Atualmente, frente à demanda crescente por energia e à necessidade de satisfazê-la sem impactar negativamente o meio ambiente, o gás natural tem sido uma boa alternativa em relação a outros combustíveis de origem fóssil como o petróleo ou o carvão. Somado a estas necessidades, o expressivo aumento das reservas de gás natural nas últimas décadas tem feito com que esta fonte de energia se torne cada vez mais uma alternativa viável. Particularmente no Brasil, destaca-se a função das termelétricas a gás natural como agentes de amortecimento em relação às variações de demanda no consumo de energia.

Com o aumento do consumo de gás, é natural que haja uma maior demanda pela infraestrutura necessária para o seu escoamento desde os campos de produção até os consumidores. Neste sentido, os dutos representam a forma mais segura e econômica de transporte disponível para movimentação de grandes quantidades de gás natural a longas distâncias.

Recentemente no Brasil, a publicação da Lei do Gás (Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009) constituiu um novo marco legal destinado a atender às especificidades do transporte dutoviário de gás natural, na qual essa atividade foi regulamentada com foco em suas características. Foram, assim, criados instrumentos que possibilitam uma regulação mais condizente com as características intrínsecas de uma indústria de rede e com a estrutura do mercado brasileiro de gás natural. Assim um aspecto fundamental introduzido por este marco legal corresponde ao estabelecimento do regime de exploração da atividade através de contratos de concessão, precedidos de licitação, com prazos de 30 anos, submetidos a tarifas previamente fixadas. Do ponto de vista governamental, o Ministério das Minas e Energia torna-se o órgão responsável pelo planejamento de novos gasodutos através do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário do País, com auxílio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), para elaboração de estudos base, e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), para elaboração e promoção do edital de chamada pública.

Para o atendimento ao novo marco legal, especificamente no que tange à fixação da tarifa, faz-se necessária a avaliação dos custos associados à atividade de transporte dutoviário de gás natural, bem como a determinação do projeto ótimo de gasoduto que deve ter como objetivo atender às necessidades de transporte de modo eficiente, ou seja, com o menor custo possível ao consumidor e na maior quantidade possível para atender às demandas da sociedade.

Neste contexto, o objetivo do presente trabalho consiste no desenvolvimento de técnicas de otimização multi-objetivo para serem aplicadas na elaboração de projetos ótimos de gasodutos de transporte de gás natural que permitam realizar uma análise de *trade-off* entre a maximização das quantidades de gás a serem entregues e a minimização das tarifas de transporte. Serão abordadas três configurações típicas de redes de transporte dutoviário de gás natural. A primeira delas consiste em uma única linha-tronco, na qual se considera que o gás natural será transportado de uma única fonte de produção até um único centro consumidor. A segunda configuração estudada consiste em uma linha-tronco, com o gás sendo transportado de uma única fonte de produção até centros consumidores intermediários e ao longo do traçado do duto, ou seja, uma linha com pontos de entrega em série. Por fim, a terceira configuração consiste de uma rede, na qual o gás é transportado de uma única fonte de produção até centros consumidores distintos nas extremidades da rede, ou seja, uma rede ramificada com pontos de entrega em paralelo localizados no final de ramais distintos.

O presente trabalho é organizado conforme descrito a seguir: o Capítulo 1 realiza uma breve revisão bibliográfica dos assuntos que serão contemplados neste estudo, abordando aspectos inerentes à estrutura dutoviária de gás natural, à regulação da atividade no Brasil e à análise econômica e otimização das redes de transporte; o Capítulo 2 apresenta a modelagem e a simulação de gasodutos, tendo em vista que as equações do modelo são componentes fundamentais na formulação dos problemas de otimização que compõem essa dissertação; o Capítulo 3 apresenta a formulação adotada nessa dissertação para o problema de otimização multi-objetivo para redes de transporte de gás natural, com foco na minimização da tarifa de transporte e maximização das quantidades de gás a serem entregues; o Capítulo 4 propõe uma metodologia para a resolução do problema de otimização multi-objetivo; o Capítulo 5 apresenta e discute os resultados para as três configurações de rede estudadas, obtidos através da aplicação do método apresentado; e, por fim, são apresentadas as conclusões finais do presente trabalho e sugestões de alguns temas para estudos futuros. Após o desenvolvimento destes capítulos, é apresentado um apêndice contendo o artigo apresentado em um congresso de âmbito nacional, o qual essa dissertação deu origem até o presente momento.

1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica da literatura será feita abordando os seguintes assuntos: a estrutura dutoviária de gás natural, a regulação da atividade no Brasil, a análise econômica e a otimização das redes de transporte de gás natural.

1.1 Estrutura dutoviária

Os dutos representam a forma mais segura e econômica de transporte disponível para movimentação de grandes quantidades de fluidos a longas distâncias. Sua importância surgiu concomitante ao próprio processo civilizatório da humanidade.

O desenvolvimento da civilização tem sido dependente da disponibilidade de um fornecimento contínuo de água potável e, portanto, os primeiros povoados cresceram ao longo de rios, lagos de água doce e poços naturais. Com o aumento da população desses assentamentos e, conseqüentemente, da demanda de água, surgiu a necessidade de criar meios para desviar a água. Inicialmente, as primeiras formas de realizar estes desvios foram através da escavação de valas, por onde a água era transportada por meio da gravidade (MURRAY, 2001).

Segundo Liu (2003), a referência mais antiga ao uso de dutos remete a 4000 AC, quando dutos de barro teriam sido usados de para fins de drenagem no Egito. De acordo com Murray (2001), o primeiro sistema complexo para transporte de água foi desenvolvido pelos fenícios (1500 AC a 300 AC), que perfuraram diversos túneis através de rochas sólidas construindo aquedutos de pedra com os quais transportavam água para suas cidades. A tubulação mais antiga já encontrada trata-se de um pedaço de duto de argila que remonta a esse período e que foi encontrado em Nippur, na Mesopotâmia. Os antigos gregos e etruscos eram conhecidos por usar pedras furadas, madeira, barro e chumbo para construir seus sistemas de abastecimento de água.

Em 400 AC, os chineses usavam tubos de bambu enrolados com um tecido encerado para o transporte de gás natural até sua capital Pequim para fins de iluminação. No império romano (27 AC a 476 DC) tubos de chumbo eram usados no sistema de aquedutos para abastecer Roma de água (LIU, 2003). Até o ano 100 DC, havia nove aquedutos que abasteciam Roma, com um comprimento total de 560 km, dos quais 480 km eram subterrâneos. O sistema tinha uma capacidade estimada de 400 mil metros cúbicos por dia.

Mesmo admitindo que o principal propósito do sistema fosse fornecer água para banho, é provável que houvesse outro propósito para a água: prover força motriz para rodas d'água de celeiros locais, talvez a primeira conexão entre dutos e o fornecimento de energia (MURRAY, 2001).

No âmbito da revolução industrial, um importante avanço tecnológico no setor ocorreu no século XVIII, quando tubos de ferro fundido foram fabricados para utilização como linhas de água e esgoto. Em seguida uma importante mudança foi a introdução de tubos de aço no século XIX, o que aumentou consideravelmente a resistência da tubulação de todos os tamanhos. Em 1879, após a descoberta de petróleo na Pensilvânia, o primeiro oleoduto de longa distância foi construído neste estado, com 6 polegadas de diâmetro e 109 km de comprimento. Nove anos mais tarde, um duto de 87 km de comprimento e 8 polegadas de diâmetro foi construído para o transporte de gás natural a partir de Kane, Pensilvânia, para Buffalo, Nova York. O desenvolvimento de tubos de aço de alta resistência tornou possível o transporte de fluidos, tais como o gás natural, petróleo bruto e seus derivados, ao longo de grandes distâncias. Inicialmente, todos os tubos de aço eram unidos por juntas rosqueadas, o que implicava em dificuldades significativas na construção envolvendo tubos de grande porte e que muitas vezes ocasionavam vazamentos sob alta pressão (LIU, 2003).

Com o desenvolvimento da soldagem por arco elétrico para unir as tubulações no final de 1920, foi possível a construção de dutos à prova de vazamentos, de alta pressão e de grandes diâmetros. Hoje, praticamente toda a tubulação de alta pressão consiste em um conjunto de tubos de aço com juntas soldadas. Tubulações de grandes dimensões em aço sem costura foi outro marco importante alcançado em 1920. As principais inovações em tecnologia de dutos feitas desde 1950 incluem:

- Introdução de novos materiais de tubulação, tais como ferro fundido dúctil¹ e concreto (para grandes diâmetros) para dutos pressurizados de água, e de PVC para dutos de esgoto;
- Uso de PIG's para limpar o interior de dutos e realizar outras funções;

¹ Também chamado de ferro fundido nodular, é uma classe de ferro fundido em que o carbono (grafite) permanece livre na matriz metálica, porém em forma esferoidal. Este formato do grafite faz com que a ductilidade seja superior, conferindo ao material características que o aproximam do aço. A presença das esferas ou nódulos de grafite mantém as características de boa usinabilidade e razoável estabilidade dimensional. Seu custo é ligeiramente maior quando comparado ao ferro fundido comum. É utilizado na indústria para a confecção de peças que necessitem de maior resistência ao impacto em relação aos ferros fundidos cinzentos, além de maior resistência à tração e resistência ao escoamento, característica que os ferros fundidos cinzentos comuns não possuem a temperatura ambiente (CHIAVERINI, 1996).

- Transporte em lote de diferentes produtos derivados de petróleo em um mesmo duto;
- Aplicação de proteção catódica para reduzir a corrosão e aumentar a vida útil do duto;
- Uso de grandes guindastes laterais para a colocação da tubulação nas valas, máquinas para perfurar sob rios e estradas para a travessia, máquinas para dobrar tubos de grandes dimensões no campo, raios X para detectar falhas de soldagem, e assim por diante.

Modernamente, em cada cidade, estado e país, existe uma extensa rede de dutos subterrâneos para o transporte de água, esgoto, petróleo bruto, derivados de petróleo (como gasolina, diesel, querosene de aviação, etc), gás natural e muitos outros líquidos e gases. Dutos também são amplamente utilizados na maioria das plantas industriais de tratamento de água e esgoto e de processamento de produtos químicos, produtos alimentícios, entre outros. Cada vez mais, dutos estão sendo usados para o transporte de sólidos, incluindo os minerais (como carvão, minério de ferro, fosfato, etc.), materiais de construção (areia, brita, cimento e concreto ainda úmido), resíduos urbanos e industriais, lixo, materiais radioativos, grãos, materiais hospitalares e centenas de outros produtos. Os dutos são o meio mais indicado de transporte de mercadorias em muitas situações (LIU, 2003).

Na indústria global de petróleo e gás, atualmente, os dutos são de extrema importância, fornecendo meios econômicos e confiáveis para o transporte desses insumos da produção, em regiões frequentemente muito remotas, para as refinarias, centrais elétricas e os mercados consumidores, cruzando países, mares e continentes. Os dutos podem atingir grandes dimensões, chegando a alcançar milhares de quilômetros de extensão. A maioria dos dutos são subterrâneos ou submarinos, porém existem dutos que foram construídos e operam acima do solo (CHENG, 2010).

Segundo Cheng (2010), os dutos têm um papel fundamental em significativa parcela da economia nacional para muitos países. Por exemplo, no Canadá, um sistema de rede de dutos com mais de 580.000 km de comprimento transporta 97 % da produção de petróleo e gás natural das regiões produtoras para mercados em todo o Canadá e os Estados Unidos.

Além de ser um dos meios mais favoráveis e seguros ao meio ambiente para transporte de petróleo e gás natural, as malhas dutoviárias têm sido consideradas elementos fundamentais para a segurança nacional da maioria dos países. A engenharia de dutos como uma disciplina específica ganhou significativa importância com o desenvolvimento da

indústria dutoviária e requer abrangentes conhecimentos, desde a concepção do duto, construção, instrumentação e controle, inspeção, gestão de integridade e corrosão e prevenção de ruptura (CHENG, 2010).

Uma rede de transporte dutoviário é um sistema complexo, que inclui componentes como tubos, acessórios (válvulas, conexões, etc.), estruturas de entrada e saída, bombas (para líquidos) ou compressores (para gás) e equipamentos auxiliares (medidores de vazão, PIG's, sistemas de proteção catódica e sistemas automatizados de controle, incluindo computadores e controladores lógicos programáveis).

Liu (2003) descreve diversas formas de classificação de dutos. Dependendo da mercadoria transportada, existem dutos para transporte de água (aquedutos), esgoto, gás natural (gasodutos), petróleo e derivados (oleodutos), sólidos, entre outros. De acordo com o tipo de escoamento, os dutos podem ser classificados como de fluxo monofásico incompressível (tais como aquedutos, oleodutos, e alguns dutos de esgoto), fluxo monofásico compressível (gasodutos, dutos de ar, etc.), fluxo bifásico de mistura sólido-líquido (transporte hidráulico), fluxo bifásico de mistura sólido-gás (transporte pneumático), fluxo bifásico de mistura líquido-gás (dutos de mistura gás-petróleo) e fluxo de fluidos não newtonianos. Este tipo de classificação é o mais indicado do ponto de vista científico, uma vez que diferentes dutos com o mesmo tipo de fluxo são abrangidos pelas mesmas equações de mecânica dos fluidos.

Também existem outros métodos de classificação de dutos. Por exemplo, dependendo do ambiente onde os dutos são usados, há dutos *off-shore*, dutos fluviais, tubulações internas a plantas industriais, dutos de travessia de montanhas, entre outros. Dependendo do tipo de suporte ou de apoio, dutos também podem ser classificados como subterrâneos, aéreos, elevados e submarinos. Dependendo do material da tubulação, são de aço, ferro fundido, plástico, concreto e outros tipos.

Os dutos realizam funções vitais na logística, pois servem como “artérias”, trazendo suprimentos vitais, tais como água, produtos petrolíferos e gás natural aos consumidores através de uma densa rede subterrânea de linhas de transmissão e de distribuição. Os dutos também atuam como veias, transportando resíduos indesejáveis gerados pelas famílias e indústrias para estações de tratamento e processamento através de uma densa rede de esgotos. Devido à maioria dos dutos estarem enterrados no subsolo ou debaixo d'água, eles estão fora da vista e da percepção do público em geral. A população presta pouca atenção aos dutos a não ser que uma linha de água vaze, um esgoto esteja entupido, ou um gasoduto de gás natural provoque um acidente. No entanto, como nossas rodovias e ruas tornam-se cada vez mais

congestionadas com automóveis e com a melhoria contínua na tecnologia de dutos, o público está começando a perceber a necessidade de reduzir o uso de caminhões e mudar o modal transporte de produtos para dutos subterrâneos. Transporte de cargas por dutos subterrâneos reduz o tráfego em estradas e ruas, permitindo assim reduzir o ruído, a poluição do ar, acidentes e danos às rodovias e ruas causados por caminhões. Certamente, pode-se esperar um aumento no uso de dutos no século XXI (LIU, 2003).

1.1.1 Gás Natural

Nos EUA, o primeiro reservatório de gás foi descoberto em meados do século XVIII em West Virginia na terra de propriedade de George Washington. No entanto, foi em 1825, em Fredonia, no Estado de Nova York, que ocorreu o primeiro transporte de gás através de um gasoduto, construído a partir de toras de pinus, para abastecer 66 casas. Contudo, foi a descoberta de petróleo e gás associado, no oeste da Pensilvânia, pelo "Coronel" Drake que levou à construção do primeiro gasoduto comercial com 2" de diâmetro e 8,85 km de comprimento, ligando a reserva descoberta à vizinha cidade de Titusville. Apesar da história registrar o transporte de gás através de dutos de bambu na China em 900 AC a 400 AC, foi a descoberta de Drake, em 1859, que marcou o início do transporte dutoviário de petróleo e gás. No restante do século XIX, o gás natural foi usado quase exclusivamente para iluminação de casas e ruas, tendo que ser canalizado até os consumidores. Um desses primeiros gasodutos foi construído em 1891 para transportar o gás dos campos no centro de Indiana para Chicago (MURRAY, 2001).

Os dutos de gás natural são classificados em dois tipos principais: transporte (ou transmissão) e distribuição.

Os gasodutos de transporte são usados para transferir grandes quantidades de gás desde os campos de produção até os centros consumidores, geralmente localizados ao longo do seu traçado ou em regiões próximas. Do ponto de vista estrutural, têm poucos ramos, não possuem ciclos, operam em pressões relativamente altas e precisam de estações de compressão ao longo do traçado para fornecer ao gás a energia necessária para percorrer grandes distâncias.

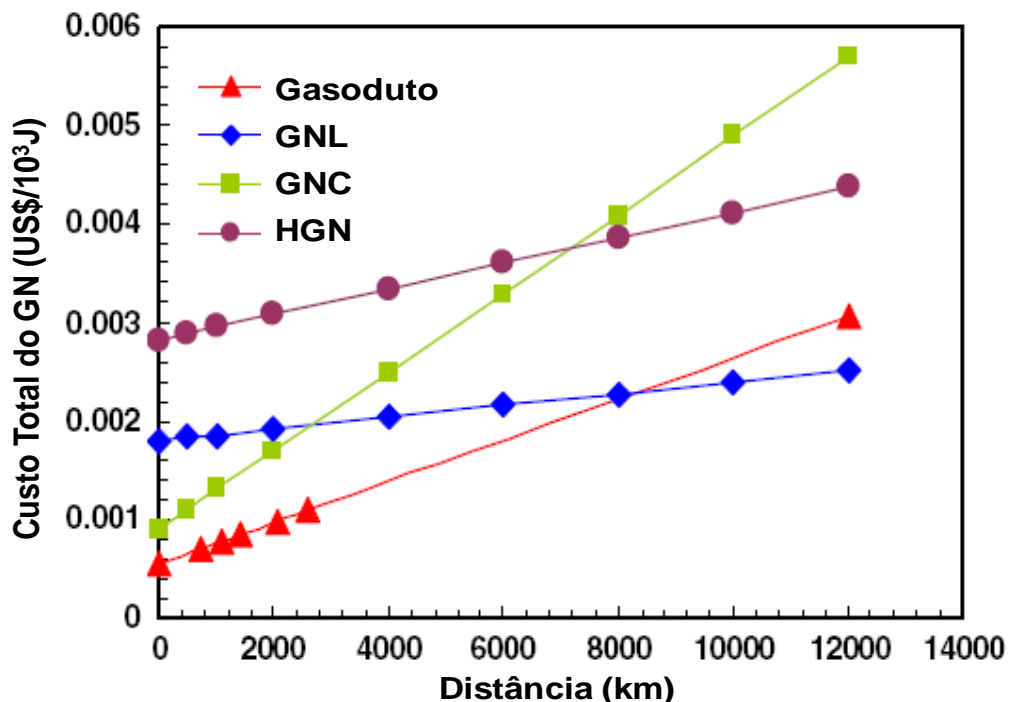
Em contrapartida, os gasodutos de distribuição são utilizados para distribuir o gás recebido dos dutos de transporte para um grande número de clientes no interior dos centros consumidores. Os gasodutos de distribuição possuem estruturas altamente ramificadas,

densamente conectadas e, normalmente, possuem ciclos, operando a pressões mais baixas e não necessitando de estações de compressão intermediárias (MARQUES; MORARI, 1988).

Uma vez que o foco do presente trabalho são os gasodutos de transporte de gás natural, a seguir são abordados em maiores detalhes os aspectos inerentes a este tipo de instalação.

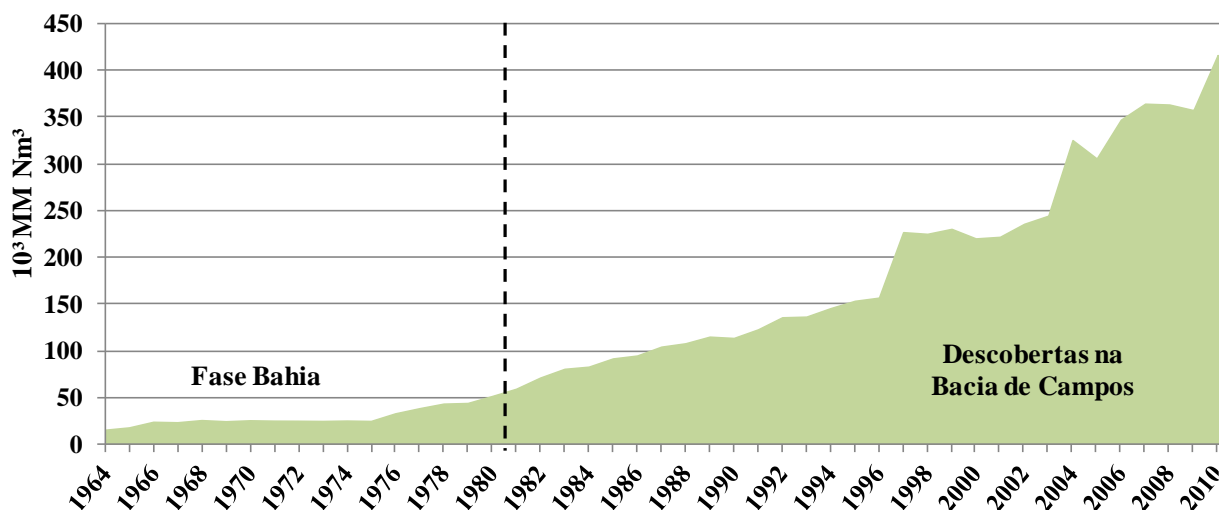
Nos tempos atuais, uma expressiva parcela do gás natural é transportada por gasodutos. Segundo Najibi et al. (2009), dutos de grandes diâmetros enterrados, aéreos e submarinos são comumente usados para o transporte de gás natural. No entanto, dutos de grande diâmetro e de longa distância implicam investimentos muito altos. Com o objetivo de avaliar o custo de transporte, Najibi et al. (2009) compararam os custos associados aos principais modais de transporte de gás natural. O estudo considerou o transporte de 2,7 MM Nm³/dia de gás natural entre Irã e Nova Delhi por meio de gasodutos, assim como através de tecnologias alternativas, como gás natural liquefeito (GNL), gás natural comprimido (GNC) e hidrato de gás natural (HGN). Como resultado deste estudo, mostrado na Figura 1, os autores concluíram que o modal de transporte de gás natural mais econômico é o dutoviário para distâncias de até, aproximadamente, 8 000 km.

Figura 1 – Comparação entre os custos de transporte de gás natural através dos principais modais: Gasodutos, Gás Natural Liquefeito - GNL, Gás Natural Comprimido - GNC e Hidrato de Gás Natural - HGN



No cenário brasileiro, segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2011a), houve um expressivo aumento das reservas de gás natural nas últimas décadas, como ilustrado na Figura 2, principalmente devido às descobertas da bacia de Campos/RJ. Em 2010, por exemplo, as reservas provadas de gás natural ficaram em torno de 417 000 MM Nm³, um expressivo crescimento da ordem de 16,4% em relação a 2009, representando um aumento de 58 800 MM Nm³ ao montante das reservas nacionais. Ainda de acordo com a ANP, as reservas nacionais embora distribuídas em campos localizados em várias regiões do território brasileiro, apresentam um perfil bastante concentrado no que se refere ao potencial de produção, com destaque absoluto para o estado do Rio de Janeiro que detém 52,4% destas reservas, seguido dos Estados do Amazonas, São Paulo e Espírito Santo, com respectivamente 13,4%, 11,8% e 10,6%.

Figura 2 – Reservas provadas de gás natural



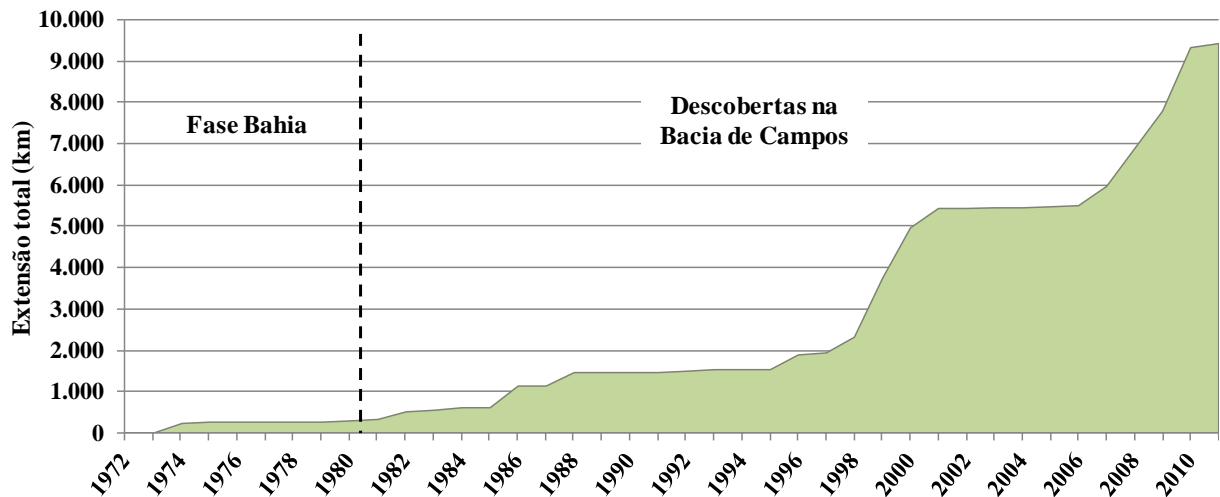
Fonte: ANP, 2011a.

Face ao expressivo crescimento das reservas de gás, é natural que a produção de gás também apresente um significativo aumento. No período entre 2000 e 2010, por exemplo, houve uma taxa média de crescimento da ordem de 5,6% ao ano, de forma que o nível de produção média de 36,3 MM Nm³/dia, computado em 2000, elevou-se a 62,8 MM Nm³/dia em 2010 (ANP, 2011a).

Com o aumento da produção de gás no Brasil, a expansão da malha dutoviária para o escoamento do gás produzido tornou-se imperativa, como pode ser observada na Figura 3. Em 2011, a malha dutoviária brasileira de transporte de gás natural, totalizava 9 426,3 km de gasodutos, sendo 6 516,3 km de gasodutos de escoamento de gás natural oriundo da produção

nacional e 2 910 km de gasodutos de transporte de gás natural importado, formados pelos gasodutos Bolívia-Brasil, Uruguaiana-Porto Alegre e Lateral Cuiabá (ANP, 2011a).

Figura 3 – Evolução da malha de gasodutos de transporte no período entre 1972 e 2011



Fonte: ANP, 2011a.

Futuramente, com a entrada em produção dos campos descobertos, incluindo o recém leiloado campo de Libra, uma das maiores descobertas do pré-sal com estimativa de produção de 8 a 12 bilhões de barris de petróleo e 120 bilhões de metros cúbicos de gás natural nos próximos 35 anos (BRASIL, 2013), espera-se que a necessidade de expansão da malha dutoviária de transporte de gás natural brasileira seja ainda maior.

1.2 Regulação de Gás Natural no Brasil

Segundo a ANP (2001), a atividade de transporte dutoviário de gás natural apresenta várias características de monopólio natural. De modo mais simplificado, Silva (2011) descreve os monopólios naturais como “aquelas atividades cuja prestação se mostra mais eficiente quando exercida por um único agente”. Dentre as várias características de monopólio natural apresentadas pelo transporte dutoviário de gás natural, destacam-se aquelas relacionadas a sua natureza de indústria de rede, notadamente, as economias de escala, a indivisibilidade de seus ativos e o elevado custo de investimento, fazendo com que a construção de gasodutos paralelos seja, na grande maioria dos casos, economicamente ineficiente (ANP, 2001).

Outra característica de monopólio natural do transporte dutoviário de gás é a de que “a escala mínima de produção eficiente é tão grande em relação ao tamanho da demanda que a existência de um transportador que opere em certa área geográfica torna inviável a entrada de outro ofertante para a mesma área” (SILVA, 2011).

De acordo com Braeutigam (1989), a caracterização de uma atividade como monopólio natural é o principal argumento econômico para sua regulação. Em seu trabalho, ele analisou estudos que discutem o monopólio natural e a preocupação em relação à regulação de atividades com essa característica.

Apesar da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997) prever a regulação da atividade de transporte dutoviário de gás natural, somente em 2009, com a definição de um novo marco legal destinado a atender às especificidades do gás natural, através da publicação da Lei do Gás (Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009), essa atividade foi regulamentada com foco em suas características de monopólio natural. Foram, assim, criados instrumentos que possibilitam uma regulação mais condizente com as características intrínsecas de uma indústria de rede e com a estrutura do mercado brasileiro de gás natural.

Dentre as principais mudanças realizadas pelo novo marco legal, destacam-se as impostas nos seguintes temas:

- Tarifas de transporte – Antes negociada entre as partes, passou a ser fixada (nos casos de concessão) ou aprovada (nos casos de autorização) pela ANP;
- Transporte de gás natural – Antes autorizada, sem contratos com a ANP e sem data de expiração, a atividade passou a ser concedida pela ANP através de contratos de concessão, precedidos de licitação, com prazo de 30 anos;
- Novos gasodutos – Antes eram propostos pelos transportadores e passaram a ser planejados e propostos pelo Ministério de Minas e Energia.

Acerca destes tópicos, a Lei do Gás determina que:

“Art. 5º A outorga de autorização ou a licitação para a concessão da atividade de transporte que contemple a construção ou a ampliação de gasodutos será precedida de chamada pública para contratação de capacidade, com o objetivo de identificar os potenciais carregadores e dimensionar a demanda efetiva.

(...)

§ 2º No decorrer do processo de chamada pública, de forma iterativa, a ANP deverá fixar a tarifa máxima a ser aplicada aos carregadores interessados na contratação de capacidade de transporte.”

Acerca da chamada pública que precederá a concessão, o Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, que regulamenta a Lei do Gás, determina que:

“Art. 6º Caberá ao Ministério de Minas e Energia:

I - propor, por iniciativa própria ou por provocação de terceiros, os gasodutos de transporte que deverão ser construídos ou ampliados;

II - estabelecer as diretrizes para o processo de contratação de capacidade de transporte;

III - definir o regime de outorga aplicável, em cada caso, à exploração da atividade de transporte de gás natural, observado o disposto no art. 4º.

§ 1º Para atendimento ao estabelecido no inciso I, o Ministério de Minas e Energia deverá elaborar o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário do País, preferencialmente revisto anualmente, com base em estudos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

§ 2º Os estudos a serem desenvolvidos pela EPE deverão conter, entre outros elementos, propostas de traçados, de sistemas de compressão a serem instalados e de localização de pontos de entrega, bem como as estimativas de investimentos dos gasodutos.

(...)

Art. 8º A ANP elaborará o edital de chamada pública e a promoverá, direta ou indiretamente, conforme diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia.

§ 1º O edital de chamada pública deverá conter a proposta de traçado do gasoduto, a expectativa de tarifa máxima e a forma de definição do período de exclusividade mencionado no § 2º do art. 3º da Lei nº 11.909, de 2009, entre outros parâmetros.

§ 2º O Ministério de Minas e Energia deverá fornecer, à ANP, as informações básicas do gasoduto de referência contidas nos estudos de expansão da malha, assim como as informações disponíveis que possam contribuir para a chamada pública.

§ 3º No decorrer do processo de chamada pública, de forma iterativa, a ANP deverá fixar a tarifa máxima a ser aplicada aos carregadores interessados na contratação de capacidade de transporte.

§ 4º A ANP será assessorada pela EPE no processo de chamada pública para a fixação da tarifa máxima, assim como para redimensionamento das instalações do gasoduto de referência, em decorrência do resultado da chamada pública e do processo iterativo previsto no § 3º.

(...)

Art. 22. No processo de licitação, o critério para a seleção da proposta vencedora será o de menor receita anual, na forma deste Decreto e do edital.

§ 1º A receita referida no caput corresponde ao montante anual a ser recebido pelo transportador para a prestação do serviço contratado, na forma prevista no edital e no contrato de concessão.

§ 2º As tarifas de transporte de gás natural a serem pagas pelos carregadores serão estabelecidas pela ANP, aplicando-se à tarifa máxima fixada no processo de chamada pública o mesmo fator correspondente à razão entre a receita anual

estabelecida no processo licitatório e a receita anual máxima definida no edital de licitação.”

Portanto, os novos gasodutos que integrarão a atividade de transporte de gás natural no Brasil passaram a ser regulados através do regime de concessão, no qual caberá à ANP realizar o processo de chamada pública, bem como elaborar seu edital contendo a proposta de traçado do gasoduto, a expectativa de tarifa máxima, entre outros parâmetros. Neste processo, caberá à Empresa de Pesquisa Energética – EPE a elaboração do gasoduto de referência a partir de estudos de expansão da malha, que subsidiarão a publicação do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT) pelo Ministério de Minas e Energia.

1.3 Análise econômica de Redes de Transporte

De modo geral, os custos associados aos gasodutos de transporte dividem-se em custos de investimento e custos com operação e manutenção (O&M).

O custo de investimento nos gasodutos é composto por quatro componentes, segundo a divisão de custos aplicada nos relatórios econômicos de dutos da *Oil & Gas Journal*: material, mão-de-obra, faixa de servidão² e custos diversos. O custo de material inclui tubulação, revestimento e proteção catódica. Os custos diversos são compostos por sistemas de supervisão, levantamentos, engenharia, contingências, equipamentos de telecomunicações, frete, impostos, fundos utilizados durante a construção, administração, despesas gerais e despesas com regulação (licenciamentos, alvarás e autorizações) (PIESSENS et al, 2008).

Os custos anuais de O&M para dutos são, na literatura, geralmente expressos como uma percentagem dos custos de investimento, no intervalo de 1,5 a 4%, ou expressos como um valor fixo por unidade de comprimento (KNOOPE; RAMÍREZ; FAAIJ, 2013). Estes custos representam gastos com energia para força motriz das estações de compressão (gás combustível ou energia elétrica) e para alimentação das demais instalações acessórias e seus diversos sistemas (telecomunicações, supervisão, controle, proteção catódica, entre outros) e com a manutenção e conservação do duto e demais instalações acessórias.

² Área de terreno de largura definida, ao longo da diretriz dos Dutos, legalmente destinada à construção, montagem, operação, inspeção e manutenção dos Dutos (ANP, 2011b).

Na literatura existem diversos modelos econômicos para previsão de custos de investimento em redes de transporte dutoviário de gases. De maneira geral estes podem ser agrupados de acordo com a seguinte estrutura:

- Modelos baseados no diâmetro e comprimento dos dutos. Estes modelos são obtidos a partir de dados históricos da construção de diversos gasodutos e geralmente são representados por funções lineares, quadráticas, logarítmicas e leis de potência;
- Modelos baseados na vazão de gás a ser transportado e no comprimento dos dutos. Estes modelos são obtidos a partir de dados históricos da construção de diversos gasodutos e suas respectivas capacidades de transporte e geralmente são representados por funções não-lineares; e
- Modelos baseados na massa de aço requerida para a fabricação da tubulação. Estes modelos são obtidos a partir da massa de aço requerida para a fabricação da tubulação associada aos custos do aço usado e ao custo de fabricação da tubulação.

Knoope, Ramírez e Faaij (2013) realizaram uma análise comparativa entre diversos modelos de custo de gasodutos para o transporte de CO₂, dentre os quais alguns são apresentados a seguir. Muitos desses trabalhos são baseados em dados de construção de gasodutos de transporte de gás natural. Visando uniformizar os resultados, os autores corrigiram os modelos de custo estudados para €₂₀₁₀ (valores de 2010) utilizando o índice UCCI (Upstream Capital Cost Index) da IHS/CERA (IHS, 2011 apud KNOOPE; RAMÍREZ; FAAIJ, 2013) ou o índice de inflação média dos EUA. Para tanto e tendo em vista que os índices UCCI de inflação só são válidos para os custos em US\$, os modelos de custo foram convertidos em dólares com as respectivas taxas de câmbio (do ano de cada modelo), sendo os resultados convertidos em €₂₀₁₀ após a sua atualização.

1.3.1 Modelos baseados no diâmetro e comprimento dos dutos

Van den Broek et al. (2010), Heddle, Herzog e Klett (2003) e Element Energy (2010) propuseram modelos como funções lineares do diâmetro e comprimento dos dutos, geradas

com base no tratamento de dados históricos de custo de construção de gasodutos existentes obtidos a partir da Federal Energy Regulatory Commission – FERC e de empresas de consultoria.

Parker (2004) analisou os dados de custos de construção de dutos de petróleo e de gás natural, obtidos a partir da Federal Energy Regulatory Commission – FERC, tendo utilizado os resultados para propor um modelo de previsão de custos para dutos de transporte de hidrogênio. Em seu estudo foi desenvolvida uma equação para cada tipo de custo (material, mão-de-obra, faixa de servidão e custos diversos), com base no melhor ajuste das equações aos dados. Para o período investigado, os erros médios foram de 31% para material, 49% para mão de obra, 59% para custos diversos e 84% para os custos com faixa de servidão. Foi desenvolvida, ainda uma equação para os custos totais, com erros médios estimados em 42% para o período investigado. As equações desenvolvidas são funções quadráticas baseadas no diâmetro e comprimento dos dutos.

McCoy e Rubin (2008) desenvolveram uma equação para a previsão do custo de dutos de transporte contendo diferentes parâmetros, cujos valores são específicos para cada tipo de custo, dentre material, mão de obra, faixa de servidão e custos diversos, e para cada uma das cinco regiões dos EUA. O modelo é baseado na regressão e análise de custos de projetos de gasodutos publicados entre 1995 e 2005, obtidos a partir dos registros de empresas interestaduais de transporte de gás na Federal Energy Regulatory Commission – FERC. O conjunto de dados contém os custos reais de construção de 263 dutos “on-shore”, em 48 estados americanos, e não inclui os dutos com travessias de rios ou gasodutos de derivação da linha principal, como ramais de interligação entre a linha principal e usinas de geração de energia. As equações desenvolvidas são funções logarítmicas e leis de potência baseadas no diâmetro e comprimento dos dutos.

1.3.2 Modelos baseados na vazão de gás e comprimento dos dutos.

Com vistas à obtenção de curvas de custo para a construção de dutos de CO₂ na América do Norte, Dahowski et al. (2004) apresentaram uma relação linear dos custos com comprimento e com a vazão. O modelo foi desenvolvido com base em 10 anos de dados de custos de construção de gasodutos terrestres de gás natural nos EUA e Canadá, conforme relatado às agências reguladoras. Os custos, apresentados por unidade de comprimento com diâmetros variando de 8 a 36 polegadas, incluem custos com material, mão de obra, custos

diversos e faixa de servidão. Também refletem o impacto do terreno e das densidades populacionais nos custos da construção. Inicialmente, foi realizada uma análise de regressão dos custos totais por unidade de comprimento, em função do diâmetro da tubulação, ao longo do período de 10 anos, fornecendo uma estimativa de custo do gasoduto em função do diâmetro e comprimento. Com base na relação vazão diária por área transversal de escoamento do duto de $17\,414\text{ Nm}^3/(\text{dia in}^2)$ ($27\text{ MM Nm}^3/(\text{dia m}^2)$) (BROWN et al., 1993 apud DAHOWSKI et al., 2004), essa estimativa foi convertida para uma função da vazão e do comprimento.

Mais tarde, esse modelo foi atualizado para a previsão de custos de construção de dutos de CO_2 na China (DAHOWSKI et al., 2009). Nesta ocasião, foram incluídos dados mais recentes de construção de gasodutos nos EUA, excetuando dados de dutos com valores atipicamente elevados ou baixos em cada faixa de diâmetro.

Ogden et al. (2005) analisaram a cadeia de produção e transporte de hidrogênio e CO_2 . Dentre outros tópicos, nesse estudo foram abordados e desenvolvidos modelos de custo, como função do diâmetro e comprimento, para dutos de transporte de hidrogênio, a partir da correção do modelo proposto por Christodoulou (1984, apud Ogden et al., 2005) para transporte de combustíveis gasosos, e para dutos de transporte de CO_2 , baseados na estimativa do custo de investimento em dutos de 16, 30, 40 e 64 polegadas dado por Skovholt (1993). Apesar de Skovholt (1993) afirmar que suas estimativas de custos são aplicáveis para dutos terrestres e *off-shore*, excluídos os custos de compressão extra para transporte *off-shore*, os modelos desenvolvidos por Ogden et al. (2005) aplicam-se apenas para dutos terrestres e não consideram os custos de compressão. Em seguida, Ogden et al. (2005) usaram as equações clássicas de escoamento para converter os modelos baseados no diâmetro e comprimento para modelos baseados na vazão e no comprimento.

1.3.3 Modelos baseados na massa de aço da tubulação.

Gao et al. (2011) desenvolveram um novo modelo para previsão do custo de transporte dutoviário de CO_2 , específico para o mercado chinês, motivado pela pouca acurácia dos modelos existentes. Esse novo modelo prevê o custo unitário de transporte (em ¥/ton)³ a partir

³ Rénmínbì (RMB, símbolo monetário ¥) é a moeda da República Popular da China.

do custo total de investimento e do custo anual de O&M previstos. Segundo o autor, o custo total de investimento pode ser dividido em material, custos com faixa de servidão, mão de obra e custos diversos, e representam uma porcentagem estável dos custos totais. Nos EUA, os custos com material representam de 22,4% a 34,3% do custo total de investimento. Devido ao baixo custo de mão-de-obra na China, Gao et al. (2011) sugeriram que o custo com material seja estimado em 50% do custo total de investimento, tendo sido proposta uma equação para a determinação do custo de investimento baseado na massa de aço requerida na fabricação da tubulação, no preço do aço e na fração que o custo com material representa do custo total de investimento.

Piessens et al. (2008) também propuseram um modelo baseado na massa de aço requerida multiplicada pelo preço de aço para a estimativa dos custos com material em dutos de CO₂. O modelo prevê, ainda, as economias de escala em dutos mais longos, incorporando um termo adicional à equação de custo com material. No entanto, esse termo pode causar fortes impactos nas previsões e até mesmo custos negativos para longas distâncias (> 1 000 km) e pequenos diâmetros (< 0,01 m). Com o objetivo de evitar tais distorções, esse termo deve ser restringido a, no máximo, 30% do primeiro termo (Piessens, 2011 apud KNOOPE; RAMÍREZ; FAAIJ, 2013). Além do modelo de previsão de custos com material, Piessens et al. (2008) apresentaram, ainda, modelos para os custos com mão-de-obra, faixa de servidão e custos diversos.

Os modelos baseados na massa de aço da tubulação são de especial importância, pois consideram a espessura da tubulação, necessária para o cálculo do volume de aço e, conseqüentemente, da sua massa. A espessura da tubulação tem grande relevância, uma vez que será diretamente proporcional à pressão máxima operacional admissível (PMOA) do duto, ou seja, quanto maior a PMOA requerida, maior será a espessura do duto considerando um mesmo diâmetro e material e, conseqüentemente, seu custo de investimento.

1.4 Otimização de Redes de Transporte de Gás

Na literatura é possível encontrar uma ampla variedade de estudos na área de otimização que consideram diferentes arranjos de estruturas de rede, desde redes simples compostas de trechos interligados de dutos até estudos que preveem redes mais complexas contendo estações intermediárias de compressão, chamadas *boosters*, trechos paralelos de dutos, chamados de *loops*, pontos de recebimento tradicionais (localizados nas extremidades

iniciais da rede) ou intermediários (localizados no interior da rede), onde o gás é inserido na rede de transporte, pontos de entrega (nas extremidades ou intermediários), onde o gás deixa a rede de transporte e é entregue aos centros de consumo para distribuição ou a consumidores finais, entre outros.

Esses estudos são divididos basicamente em dois tipos, a saber: otimização do projeto de dutos e otimização operacional de dutos. Os estudos com foco na otimização do projeto de dutos visam propor metodologias para determinar um conjunto de especificações de projeto (diâmetro, espessura e comprimento de cada trecho, localização e potência de projeto das estações de compressão, entre outras), visando, geralmente, minimizar o custo total anualizado ou maximizar os lucros com o transporte. Os estudos com foco na otimização operacional visam propor metodologias para determinar um conjunto ótimo de condições operacionais (vazões e pressões em cada trecho, potências de operação de cada estação de compressão, entre outras), visando, geralmente, minimizar os custos de operação ou maximizar os lucros com o transporte. Como exemplo da otimização operacional podem-se citar os estudos realizados por Baumrucker e Biegler (2010), Tabkhi et al (2010) e Conrado e Ríoz-Mercado (2009).

Tendo em vista que esta dissertação tem como tema a otimização de projetos de redes dutoviárias de transporte de gás natural, na presente seção serão abordados e analisados apenas os trabalhos cujo ponto focal seja a otimização do projeto.

Kabirian e Hemmati (2007) abordaram a transmissão em alta pressão de gás natural processado a partir de instalações de produção para centros de distribuição ou locais de maior consumo. A área de estudo apresentada possui uma série de fontes de fornecimento e centros de consumo de gás com a demanda conhecida ao longo do horizonte de longo prazo. O objetivo do trabalho foi otimizar os planos de desenvolvimento para a rede de transporte de gás ao longo do horizonte de longo prazo baseado na ampliação da rede existente. Neste sentido, eles consideraram a possibilidade de instalação de novos trechos de dutos, tanto em paralelo (*loops*) aos trechos existentes, quanto interligando quaisquer pontos de início e/ou de término de trechos da rede, assim como a inclusão de novas estações de compressão com localização fixa no meio de cada trecho. Portanto, a rede considerada é composta de pontos de recebimento, trechos de dutos, simples ou em paralelo, estações de compressão e pontos de entrega.

Tabkhi (2007) buscou estabelecer metodologias para modelagem e otimizações operacional e de projeto de redes de gasodutos, apresentando uma série de estudos de caso, destacando-se a otimização de projetos de gasodutos de alta pressão, envolvendo custo total

anualizado (custos de investimento e operacional), como um critério de otimização. Neste estudo foram consideradas redes de gasodutos de diferentes complexidades, desde redes pouco ramificadas com interconexões e estações de compressão, usadas como estudo de caso para otimização do projeto, até redes mais densamente ramificadas, com interconexões, estações de compressão e trechos de tubulação em paralelo (*loops*). Foram, ainda, considerados dois tipos de estação de compressão: estações de injeção na rede, localizadas no início do gasoduto, e *boosters*, com posição a ser determinada pela otimização, cujo papel é compensar a perda de carga ao longo do escoamento. Ambas com acionamento por motor elétrico, turbina a vapor, turbina a gás ou motor, usando como fonte da energia o consumo de uma fração do próprio gás natural transportado ou o fornecimento de energia elétrica. Como resultado da otimização de projeto foram determinados o número e a localização das estações de compressão, as pressões de sucção e descarga e o diâmetro e comprimento de cada trecho de tubulação.

Andre, Bonnans e Cornibert (2009) investigaram técnicas para resolver o problema de minimização dos custos de investimento para a ampliação de uma rede de transporte de gás já existente. O objetivo de seu estudo foi identificar, em primeiro lugar, quais trechos de dutos deveriam ser ampliados e, em segundo lugar, os diâmetros ideais (dentre uma lista de diâmetros comerciais), sob a restrição de satisfazer as demandas de todos os clientes a uma pressão de entrega suficiente. As redes consideradas neste estudo incluem dois tipos de elementos: tubulações ao longo das quais a queda de pressão depende dos diâmetros e vazões e estações de regulagem de pressão, que permitem quedas de pressão adicionais, a fim de satisfazer as restrições de Pressão Máxima Operacional Admissível (PMOA) das redes de distribuição à jusante. A ampliação da capacidade das redes em operação foi estudada com a identificação dos trechos existentes que deveriam ser ampliados, seguida da determinação das especificações do novo trecho a ser instalado em paralelo ao existente, constituindo um *loop* e ampliando a capacidade de transporte. Não foram consideradas estações de compressão intermediárias.

Ruan et al. (2009) propuseram um método de otimização para projetos de linhas-tronco de redes de gasodutos de alta pressão. Os autores descreveram inicialmente a linha-tronco como sendo constituída pelos seus trechos (tubulação), estações de compressão intermediárias, equipamentos de purificação, equipamentos de armazenamento e pontos de entrega. O método de otimização proposto, porém, considera somente os componentes considerados indispensáveis, trechos de tubulação e estações de compressão, uma vez que, segundo os autores, os trechos e as estações de compressão representam, respectivamente,

50% e 25% do custo total do investimento inicial, bem como quase a totalidade dos custos de operação e manutenção. Desta forma, o modelo apresentado por Ruan et al. (2009) considera somente um gasoduto linear não ramificado formado por trechos de dutos em série e estações de compressão intermediárias.

Singh e Nain (2012) apresentaram uma metodologia, baseada em algoritmos genéticos (GA) para otimização de redes de gasodutos. Seus resultados demonstraram que as técnicas de algoritmos genéticos são muito eficazes em encontrar soluções ótimas ou quase ótimas para uma rede, usada como estudo de caso, em relativamente poucas iterações. A técnica gera, ainda, uma classe de soluções alternativas próximas ao ideal. Uma dessas soluções alternativas pode, na verdade, ser escolhida como solução com base em outros aspectos não quantificáveis, o que, segundo os autores, caracteriza uma grande vantagem do método dos algoritmos genéticos. A otimização apresentada teve como função objetivo a minimização do custo total anualizado, dado pelos custos de investimento e de operação. A rede usada como estudo de caso consiste em uma linha-tronco com origem em ponto de fornecimento de gás e destino em um ponto de interconexão, a partir do qual a rede bifurca em dois trechos distintos. Tanto a linha-tronco quanto os trechos à jusante do ponto de interconexão possuem estações de compressão intermediárias. Como resultado foram obtidos valores de vazão, diâmetro do duto, pressões de entrada e saída de cada trecho (ou estação de compressão). Os comprimentos dos trechos e, conseqüentemente, a quantidade de estações de compressão e espaçamento entre elas foram apresentadas como possíveis variáveis, porém foram pré-fixadas para o exemplo estudado.

No presente trabalho serão abordadas configurações típicas de redes de transporte dutoviário de gás natural. Porém, diferentemente dos objetivos encontrados na literatura, que visam à maximização dos lucros por meio da minimização dos custos de investimento e operacionais, o presente trabalho tem como objetivos a maximização da quantidade de gás natural transportado e a minimização da tarifa associada ao serviço. Esta abordagem visa fornecer subsídios que permitam ao tomador de decisão, do ponto de vista regulatório, realizar uma análise de *trade-off* entre a quantidade de gás transportado e a tarifa, buscando assim atender ao interesse da sociedade em relação à exploração do serviço de transporte.

2 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE REDES DE TRANSMISSÃO.

Em problemas de engenharia química e mecânica é recorrente a necessidade do uso de modelos para descrever o escoamento de gases, visando prever a hidráulica de dutos e os perfis de pressão e temperatura dos fluidos em escoamento, especialmente em sistemas de transporte de gás natural.

Segundo Chaczykowski (2009), simulações de escoamento em dutos são amplamente utilizadas pelos operadores de transporte de gás que são obrigados a assegurar que o sistema esteja equilibrado e que as entregas do gás sejam mantidas.

Assim, na literatura são encontrados estudos comparativos entre diversas abordagens e modelos de comportamento para gases reais e suas respectivas influências sobre a hidráulica do escoamento em dutos. Chaczykowski (2009) estudou as implicações da seleção da equação de estado para o modelo de escoamento em dutos. Modelos de escoamento de gases e seus métodos de solução foram também amplamente discutidos por Thorley e Tiley (1987 apud CHACZYKOWSKI, 2009) e Osiadacz (1996 apud CHACZYKOWSKI, 2009).

O presente capítulo tem como objetivo a investigação do esforço computacional requerido e da acurácia dentre três abordagens de diferentes complexidades: (i) simulação considerando modelo rigoroso de escoamento e descrição do comportamento termodinâmico do gás utilizando a equação de estado de Peng-Robinson (PENG; ROBINSON, 1976 apud SMITH; VAN NESS; ABBOTT, 2000); (ii) simulação considerando escoamento isotérmico e gás com comportamento dado pela equação de Clapeyron, corrigida pelo fator de compressibilidade do gás calculado nas condições iniciais e considerado como constante ao longo do escoamento; e (iii) simulação considerando escoamento isotérmico, variação da energia cinética nula e gás com comportamento dado pela equação de Clapeyron, corrigida pelo fator de compressibilidade do gás calculado nas condições iniciais e considerado como constante ao longo do escoamento.

Como poderá ser observado ao longo da presente seção, as três abordagens citadas apresentam diferentes graus de complexidade, tanto na formulação quanto na solução dos modelos.

A abordagem (i) é a que envolve o maior grau de complexidade, uma vez que considera os balanços de energia e de momento para a descrição do escoamento do gás no duto, o que irá requerer o uso de um pacote de integração para a solução do sistema de equações diferenciais de primeira ordem resultante.

A abordagem (ii) apresenta menor grau de complexidade em comparação com a abordagem (i), uma vez que, por hipótese, descreve o escoamento do gás no duto como um fenômeno isotérmico e, conseqüentemente, não considera o balanço de energia. Como resultado, o sistema é descrito apenas pela equação que representa o balanço de momento, ou seja, a equação do movimento, a qual será analiticamente integrada, dando origem a uma equação algébrica, implícita na pressão final do duto, que representará o escoamento.

A abordagem (iii) é a que apresenta o menor grau de complexidade dentre as três, pois além de considerar, por hipótese, o escoamento como um fenômeno isotérmico e, conseqüentemente, desconsiderar o balanço de energia, tal qual na abordagem (ii), ainda adota como premissa a variação da energia cinética nula, o que simplifica ainda mais o balanço de momento. Como resultado o escoamento é descrito por uma equação algébrica simples e explícita na pressão final do duto. Este modelo corresponde às equações tradicionais utilizadas nos cálculos envolvendo transporte de gás, e.g., Panhandle, Weymouth etc. (MENON, 2005).

2.1 Modelagem do Sistema

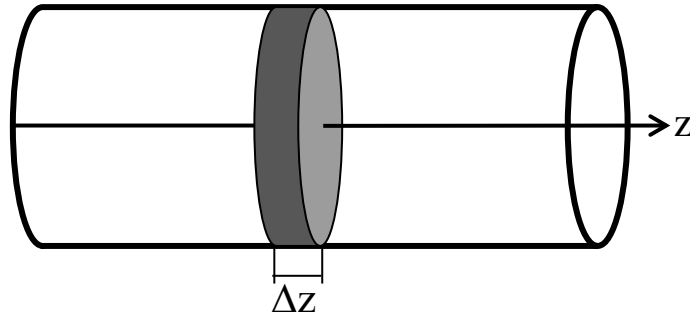
Para a modelagem do escoamento compressível, que serviu como ponto de partida para todas as alternativas de equacionamento mencionadas, foi considerado o volume de controle tal como ilustrado na Figura 4, bem como foram adotadas as seguintes hipóteses:

H1: Área da seção transversal interna constante com escoamento exclusivamente axial ao longo do comprimento da tubulação;

H2: Massa específica, entalpia e energia interna como funções da pressão e temperatura médias ao longo da seção reta;

H3: Regime de escoamento em estado estacionário.

Figura 4 – Volume de controle.



2.1.1 Balço de Massa (Equação da Continuidade)

O balanço de massa pode ser representado conceitualmente como:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Taxa de acúmulo} \\ \text{de massa} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Vazão mássica} \\ \text{de entrada} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Vazão mássica} \\ \text{de saída} \end{array} \right] \quad (2.1)$$

Ao adotarem-se as hipóteses H1 e H2, a equação (2.1) pode ser reescrita em linguagem matemática em um referencial Euleriano, com volume de controle conforme ilustrado na Figura 4, como:

$$A\Delta z \frac{\partial \rho(t, z)}{\partial t} = \dot{m}(t, z)|_z - \dot{m}(t, z)|_{z+\Delta z} \quad (2.2)$$

onde A é a área da seção transversal interna da tubulação (m^2), z é a posição axial na tubulação (m), ρ é a massa específica do gás (kg/m^3), t é o tempo (s) e \dot{m} é a vazão mássica de gás (kg/s).

Dividindo a equação (2.2) por Δz e tomando-se o limite de cada termo quando Δz tende a zero, obtém-se a equação de balanço de massa para o escoamento em regime transiente de um fluido compressível através de um duto cilíndrico:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = -\frac{1}{A} \frac{\partial \dot{m}}{\partial z} \quad (2.3)$$

Por fim, aplicando a hipótese H3 à equação (2.3), obtém-se a equação de balanço de massa para o escoamento em regime permanente de um fluido compressível através de um duto cilíndrico:

$$0 = \frac{d\dot{m}}{dz} \quad (2.4)$$

Como consequência da equação (2.4), a vazão mássica (\dot{m}) é uniforme, não sendo uma variável a ser determinada pela simulação do modelo matemático.

2.1.2 Balanço de Momento

O balanço de momento pode ser representado conceitualmente como:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Taxa de acúmulo} \\ \text{de momento} \end{array} \right] = \left\{ \begin{array}{l} \left[\begin{array}{c} \text{Taxa de entrada} \\ \text{de momento por} \\ \text{convecção} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Taxa de saída} \\ \text{de momento por} \\ \text{convecção} \end{array} \right] + \\ + \left[\begin{array}{c} \text{Forças de pressão} \\ \text{sobre o fluido} \\ \text{na entrada} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Forças de pressão} \\ \text{sobre o fluido} \\ \text{na saída} \end{array} \right] + \\ + \left[\begin{array}{c} \text{Forças} \\ \text{associadas às} \\ \text{tensões viscosas} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Força} \\ \text{gravitacional} \\ \text{sobre o fluido} \end{array} \right] \end{array} \right\} \quad (2.5)$$

Ao adotarem-se as hipóteses H1 e H2, a equação (2.5) pode ser reescrita em linguagem matemática em um referencial Euleriano, com volume de controle conforme ilustrado na Figura 4, como:

$$A\Delta z \frac{\partial(\rho(t, z)v(t, z))}{\partial t} = \left\{ \begin{array}{l} A\rho(t, z)v^2(t, z)\Big|_z - A\rho(t, z)v^2(t, z)\Big|_{z+\Delta z} \\ + AP(t, z)\Big|_z - AP(t, z)\Big|_{z+\Delta z} \\ - A_p \tau_p(t, z) + A\Delta z \rho(t, z) g_z(z) \end{array} \right\} \quad (2.6)$$

onde v é a velocidade média do gás (m/s), P é a pressão (Pa), A_p é a área de contato do gás com a parede interna da tubulação (m²), definida por $\pi Di \Delta z$, Di é o diâmetro interno da tubulação (m), τ_p é a tensão exercida pelo fluido sobre a parede (Pa) e g_z é a componente da aceleração da gravidade na direção z (m/s²).

Dividindo a equação (2.6) por Δz e tomando-se o limite de cada termo quando Δz tende a zero, obtém-se a equação de balanço de momento para o escoamento em regime transiente de um fluido compressível através de um duto cilíndrico:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} = \left\{ -\frac{\partial(\rho v^2)}{\partial z} - \frac{\partial P}{\partial z} - \frac{A_p \tau_p}{A \Delta z} + \rho g_z \right\} \quad (2.7)$$

onde:

$$v = \frac{\dot{m}}{\rho A} = \frac{\dot{m} \hat{V}}{A} \quad (2.8)$$

na qual \hat{V} é o volume específico do gás (m³/kg).

Usualmente, a tensão de cisalhamento (τ_p) é relacionada à velocidade e massa específica do gás e ao diâmetro de um determinado trecho do duto por meio de um coeficiente empírico de proporcionalidade, conhecido como fator de atrito de Darcy, através da seguinte relação:

$$\frac{A_p \tau_p}{A} = \frac{f v^2 \Delta z \rho}{2 Di} \quad (2.9)$$

onde f é o fator de atrito de Darcy.

O fator de atrito de Darcy pode ser descrito pela equação de Colebrook-White (FOX; MCDONALD, 2001):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left(\frac{\varepsilon}{3,7Di} + \frac{2,51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (2.10)$$

onde ε é a rugosidade absoluta da tubulação (m) e Re é o número de Reynolds.

Substituindo as equações (2.8) e (2.9) na equação (2.7), obtém-se a equação (2.11):

$$\frac{1}{A} \frac{\partial \dot{m}}{\partial t} = -\frac{1}{A^2} \frac{\partial (\hat{V} \dot{m}^2)}{\partial z} - \frac{\partial P}{\partial z} - \frac{f \hat{V} \dot{m}^2}{2 Di A^2} + \hat{V} g_z \quad (2.11)$$

Por fim, aplicando a hipótese H3 à equação (2.11) obtém-se a equação de balanço de momento para o escoamento em regime permanente de um fluido compressível através de um duto cilíndrico:

$$0 = -\frac{\dot{m}^2}{A^2} \frac{d\hat{V}}{dz} - \frac{dP}{dz} - \frac{f \hat{V} \dot{m}^2}{2 Di A^2} + \hat{V} g_z \quad (2.12)$$

2.1.3 Balanço de Energia

O balanço de energia pode ser representado conceitualmente como:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Taxa de acúmulo} \\ \text{de energia} \end{array} \right] = \left\{ \begin{array}{l} \left[\begin{array}{c} \text{Taxa de entrada} \\ \text{de energia} \\ \text{por convecção} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Taxa de saída} \\ \text{de energia} \\ \text{por convecção} \end{array} \right] \\ + \left[\begin{array}{c} \text{Taxa de trabalho feito} \\ \text{sobre o fluido pelas} \\ \text{forças de pressão} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Transferência de calor} \\ \text{por convecção entre} \\ \text{o fluido e a tubulação} \end{array} \right] \\ + \left[\begin{array}{c} \text{Taxa de trabalho feito} \\ \text{sobre o fluido pelas} \\ \text{forças viscosas} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Taxa de trabalho feito} \\ \text{sobre o fluido pelas} \\ \text{forças gravitacionais} \end{array} \right] \end{array} \right\} \quad (2.13)$$

Ao adotarem-se as hipóteses H1 e H2, desprezando-se a condução axial de calor, a equação (2.13) pode ser reescrita em linguagem matemática em um referencial Euleriano, com volume de controle conforme ilustrado na Figura 4, como:

$$A \Delta z \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\rho(t, z) v^2(t, z)}{2} + \rho(t, z) \hat{U}(t, z) \right) = \left\{ \begin{array}{l} A v(t, z) \left(\frac{\rho(t, z) v(t, z)^2}{2} + \rho(t, z) \hat{U}(t, z) \right) \Big|_z \\ - A v(t, z) \left(\frac{\rho(t, z) v(t, z)^2}{2} + \rho(t, z) \hat{U}(t, z) \right) \Big|_{z+\Delta z} \\ + A v(t, z) P(t, z) \Big|_z - A v(t, z) P(t, z) \Big|_{z+\Delta z} \\ - A_p q(t, z) + A v(t, z) \Delta z \rho(t, z) g_z(z) \end{array} \right\} \quad (2.14)$$

onde \hat{U} é a energia interna específica do gás (J/kg) e q é o fluxo térmico (W/m²).

Dividindo a equação (2.14) por $A \Delta z$ e tomando-se o limite de cada termo quando Δz tende a zero, obtém-se a equação de balanço de energia para o escoamento em regime transiente de um fluido compressível através de um duto cilíndrico:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\rho v^2}{2} + \rho \hat{U} \right) = \left\{ - \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\rho v^3}{2} + v \rho \hat{U} \right) - \frac{\partial(vP)}{\partial z} - \frac{A_p q}{A \Delta z} + v \rho g_z \right\} \quad (2.15)$$

onde:

$$\hat{U} = \hat{H} - \frac{P}{\rho} \quad (2.16)$$

na qual \hat{H} é a entalpia específica real do gás (J/kg).

Usualmente, o fluxo térmico entre o fluido e a superfície do duto pode ser relacionado com a diferença entre a temperatura do fluido e a temperatura ambiente por meio de um coeficiente global de transferência de calor através da seguinte relação:

$$q = U\Delta T = U(T - T_{Ext}) \quad (2.17)$$

onde U é o coeficiente global de transferência de calor ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$), T é a temperatura do gás (K) e T_{Ext} é a temperatura externa (K).

Substituindo as equações (2.8), (2.16) e (2.17) na equação (2.15):

$$\frac{1}{2A^2} \frac{\partial(\hat{V} \dot{m}^2)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\hat{H}}{\hat{V}} \right) - \frac{\partial P}{\partial t} = -\frac{1}{2A^3} \frac{\partial(\hat{V}^2 \dot{m}^3)}{\partial z} - \frac{1}{A} \frac{\partial(\dot{m} \hat{H})}{\partial z} - \frac{4U \Delta T}{Di} + \frac{\dot{m} g_z}{A} \quad (2.18)$$

Por fim, aplicando a hipótese H3 à equação (2.18) obtém-se a equação de balanço de energia para o escoamento em regime permanente de um fluido compressível através de um duto cilíndrico:

$$0 = -\frac{\dot{m}^3 \hat{V}}{A^3} \frac{d\hat{V}}{dz} - \frac{\dot{m}}{A} \frac{d\hat{H}}{dz} - \frac{4U \Delta T}{Di} + \frac{\dot{m} g_z}{A} \quad (2.19)$$

2.1.4 Sistema de Equações de Balanço da Modelagem Proposta

Assim, o sistema de equações diferenciais de primeira ordem que modela o escoamento em regime permanente de um fluido compressível através de um duto cilíndrico é composto das equações (2.4), (2.12) e (2.19), como segue:

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 = \frac{d\dot{m}}{dz} \end{array} \right. \quad (2.4)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 = -\frac{\dot{m}^2}{A^2} \frac{d\hat{V}}{dz} - \frac{dP}{dz} - \frac{f\hat{V}\dot{m}^2}{2Di A^2} + \hat{V} g_z \end{array} \right. \quad (2.12)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 = -\frac{\dot{m}^3 \hat{V}}{A^3} \frac{d\hat{V}}{dz} - \frac{\dot{m}}{A} \frac{d\hat{H}}{dz} - \frac{4U\Delta T}{Di} + \frac{\dot{m} g_z}{A} \end{array} \right. \quad (2.19)$$

2.2 Simulação da Abordagem Proposta

Como exposto anteriormente, o objetivo do presente capítulo é investigar a acurácia e o esforço computacional de três abordagens de diferentes complexidades. Esta análise é particularmente importante no contexto da otimização de projetos de uma rede interligada de dutos, tendo em vista que a complexidade do modelo a ser utilizado tem impacto direto no tempo de processamento, bem como na convergência da solução.

Adicionalmente às hipóteses consideradas anteriormente, para a simulação realizada foi considerado um duto horizontal, ou seja, a componente da aceleração da gravidade na direção z (g_z) é nula. Como consequência, os respectivos termos nas equações (2.12) e (2.19) são nulos.

Ainda, uma vez que foi considerado regime permanente e como consequência a vazão mássica (\dot{m}) é constante, não sendo uma variável a ser determinada pelo modelo matemático, a equação (2.4) não será considerada na composição do modelo.

Portanto, o modelo a ser simulado é formado apenas pelas equações (2.12) e (2.19) já simplificadas, as quais são, respectivamente, apresentadas nas equações (2.20) e (2.21), a seguir:

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 = -\frac{\dot{m}^2}{A^2} \frac{d\hat{V}}{dz} - \frac{dP}{dz} - \frac{f\hat{V}\dot{m}^2}{2Di A^2} \end{array} \right. \quad (2.20)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 = -\frac{\dot{m}^3 \hat{V}}{A^3} \frac{d\hat{V}}{dz} - \frac{\dot{m}}{A} \frac{d\hat{H}}{dz} - \frac{4U\Delta T}{Di} \end{array} \right. \quad (2.21)$$

A seguir são apresentadas as formulações para a simulação de cada abordagem proposta.

2.2.1 Abordagem (i): Simulação considerando modelo rigoroso de escoamento e descrição do comportamento termodinâmico do gás utilizando a equação de estado de Peng-Robinson

Para a simulação considerando modelo rigoroso de escoamento, as equações (2.20) e (2.21) foram reescritas, em relação à temperatura e pressão, em termos de derivadas parciais, as quais são, respectivamente, apresentadas nas equações (2.22) e (2.23), a seguir:

$$0 = -\frac{\dot{m}^2}{A^2} \left[\underbrace{\left(\frac{\partial \hat{V}}{\partial T} \right)_P}_{\text{calculado numericamente}} \left(\frac{dT}{dz} \right) + \underbrace{\left(\frac{\partial \hat{V}}{\partial P} \right)_T}_{\text{calculado numericamente}} \left(\frac{dP}{dz} \right) - \frac{dP}{dz} - \frac{f \hat{V} \dot{m}^2}{2Di A^2} \right] \quad (2.22)$$

$$0 = \left\{ \begin{array}{l} -\frac{\dot{m}^3 \hat{V}}{A^3} \left[\underbrace{\left(\frac{\partial \hat{V}}{\partial T} \right)_P}_{\text{calculado numericamente}} \left(\frac{dT}{dz} \right) + \underbrace{\left(\frac{\partial \hat{V}}{\partial P} \right)_T}_{\text{calculado numericamente}} \left(\frac{dP}{dz} \right) \right] \\ -\frac{\dot{m}}{A} \left[\underbrace{\left(\frac{\partial \hat{H}}{\partial P} \right)_T}_{\text{calculado numericamente}} \left(\frac{dP}{dz} \right) + \underbrace{C_p}_{\text{Eq. empírica}} \left(\frac{dT}{dz} \right) - \frac{4U\Delta T}{Di} \right] \end{array} \right\} \quad (2.23)$$

onde:

$$C_p = \left(\frac{\partial \hat{H}}{\partial T} \right)_P \quad (2.24)$$

na qual C_p é a capacidade calorífica real à pressão constante (J/kg K).

Nas Equações (2.22) e (2.23), o volume específico (\hat{V}) foi calculado pela equação de estado de Peng-Robinson (SMITH; VAN NESS; ABBOTT, 2000) usando o método de substituições sucessivas. As derivadas parciais do volume específico (\hat{V}) foram obtidas numericamente por diferenças centrais de 2ª ordem.

A variação da entalpia específica real com a pressão é a soma da variação, com a pressão, da entalpia específica do gás ideal (\hat{H}^{GI}) com a variação, com a pressão, da entalpia específica residual (\hat{H}^R):

$$\left(\frac{\partial \hat{H}}{\partial P}\right)_T = \left(\frac{\partial \hat{H}^{GI}}{\partial P}\right)_T + \left(\frac{\partial \hat{H}^R}{\partial P}\right)_T \quad (2.25)$$

Uma vez que a variação da entalpia específica do gás ideal com a pressão é nula:

$$\left(\frac{\partial \hat{H}}{\partial P}\right)_T = \frac{d\hat{H}^R}{dP} \quad (2.26)$$

Sendo assim, para o cálculo da derivada parcial da entalpia específica em relação à pressão, foi usada a expressão para entalpia residual específica derivada numericamente por diferenças centrais de 2ª ordem (2.27).

$$\left(\frac{\partial \hat{H}}{\partial P}\right)_T = \frac{d\hat{H}^R}{dP} = \frac{\hat{H}^R(T, P + \Delta P) - \hat{H}^R(T, P - \Delta P)}{2\Delta P} \quad (2.27)$$

A expressão para entalpia residual específica, obtida a partir da equação de estado de Peng-Robinson (SMITH; VAN NESS; ABBOTT, 2000), é dada por:

$$\hat{H}^R = \frac{RT(Z-1)}{M_m} + \frac{T\left(\frac{da}{dT}\right) - a}{2\sqrt{2}b} \ln\left(\frac{Z + (1 + \sqrt{2})B}{Z + (1 - \sqrt{2})B}\right) \quad (2.28)$$

onde R é a constante universal dos gases (8,314 J/mol K), Z é o fator de compressibilidade do gás, M_m é a massa molar do fluido (kg/mol), a e b são os coeficientes da equação de estado de Peng-Robinson e B é o coeficiente da forma polinomial da equação de estado de Peng-Robinson, ou seja, $B = bP/RT$.

A capacidade calorífica real à pressão constante foi calculada a partir da soma da capacidade calorífica à pressão constante do gás ideal (C_p^{GI}) com a capacidade calorífica à pressão constante residual (C_p^R):

$$C_p = C_p^{GI} + C_p^R \quad (2.29)$$

A parcela da capacidade calorífica referente ao comportamento de gás ideal foi calculada pela equação:

$$C_p^{GI} = (A_1 + B_1T + C_1T^2 + D_1T^{-2})R / M_m \quad (2.30)$$

onde os coeficientes A_1 , B_1 , C_1 , D_1 são tabelados (SMITH; VAN NESS; ABBOTT, 2000).

Uma vez que a capacidade calorífica à pressão constante referente ao desvio da idealidade (residual) é a variação da entalpia residual com a temperatura à pressão constante, a capacidade calorífica residual foi obtida pela derivação numérica em relação à temperatura da expressão para entalpia residual específica (2.28) por diferenças centrais de 2ª ordem:

$$\left(\frac{\partial \hat{H}^R}{\partial T} \right)_P = C_p^R = \frac{\hat{H}^R(T + \Delta T, P) - \hat{H}^R(T - \Delta T, P)}{2\Delta T} \quad (2.31)$$

Por fim, as equações (2.22) e (2.23) foram integradas numericamente com o auxílio do pacote de integração DASSL (PETZOLD, 1982), presente no software de programação científica Scilab. O sistema composto pelas equações (2.22) e (2.23) representa a abordagem de maior complexidade dentre as três investigadas.

Assim, as equações (2.22) e (2.23) foram rearranjadas para solução via DASSL:

$$0 = -\frac{\dot{m}^2}{A^2} \left(\frac{\partial \hat{V}}{\partial T} \right)_P \left(\frac{dT}{dz} \right) + \left(-\frac{\dot{m}^2}{A^2} \left(\frac{\partial \hat{V}}{\partial P} \right)_T - 1 \right) \left(\frac{dP}{dz} \right) - \frac{f \hat{V} \dot{m}^2}{2Di A^2} \quad (2.32)$$

$$0 = \left[-\frac{\hat{V} \dot{m}^3}{A^3} \left(\frac{\partial \hat{V}}{\partial T} \right)_P - \frac{\dot{m}}{A} C_P \right] \left(\frac{dT}{dz} \right) + \left[-\frac{\hat{V} \dot{m}^3}{A^3} \left(\frac{\partial \hat{V}}{\partial P} \right)_T - \frac{\dot{m}}{A} \left(\frac{\partial \hat{H}}{\partial P} \right)_T \right] \left(\frac{dP}{dz} \right) - \frac{4U\Delta T}{Di} \quad (2.33)$$

2.2.2 Abordagem (ii): Simulação do escoamento isotérmico considerando gás ideal.

Para a simulação considerando escoamento isotérmico de um gás ideal foi usada somente a equação (2.22), simplificada para escoamento isotérmico, ou seja, fazendo $\frac{dT}{dz} = 0$.

$$0 = -\frac{\dot{m}^2}{A^2} \left(\frac{d\hat{V}}{dP} \right) \left(\frac{dP}{dz} \right) - \frac{dP}{dz} - \frac{f \hat{V} \dot{m}^2}{2Di A^2} \quad (2.34)$$

Considerando escoamento isotérmico e gás com comportamento dado pela equação de Clapeyron, corrigido pelo fator de compressibilidade, considerado como constante, tem-se:

$$\hat{V} = \frac{ZRT}{M_m P} \quad (2.35)$$

$$\frac{d\hat{V}}{dP} = -\frac{ZRT}{M_m P^2} \quad (2.36)$$

onde Z é o fator de compressibilidade, considerado como constante e calculado nas condições iniciais do duto através da equação de estado de Peng-Robinson.

Dividindo a equação (2.34) por \hat{V} , e substituindo as relações descritas nas equações (2.35) e (2.36):

$$\frac{f\dot{m}^2}{2DiA^2} dz = \frac{\dot{m}^2}{A^2} \frac{1}{P} dP - \frac{M_m}{ZRT} P dP \quad (2.37)$$

A equação diferencial de primeira ordem (2.37) foi integrada analiticamente, assim:

$$\frac{f\dot{m}^2}{2DiA^2} \int dz = \frac{\dot{m}^2}{A^2} \int \frac{1}{P} dP - \frac{M_m}{ZRT} \int P dP \quad (2.38)$$

Após a integração analítica:

$$\frac{f\dot{m}^2}{2DiA^2} (z_f - z_i) = \frac{\dot{m}^2}{A^2} \ln\left(\frac{P_f}{P_i}\right) - \frac{M_m}{2ZRT} (P_f^2 - P_i^2) \quad (2.39)$$

onde z_i e z_f são, respectivamente, as posições inicial e final no duto e P_i e P_f são as pressões nas posições inicial e final do duto, respectivamente.

A equação (2.39) foi rearranjada para que a solução pudesse ser obtida por substituições sucessivas a partir do isolamento do termo P_f^2 :

$$P_f = \sqrt{P_i^2 + \frac{fZRT\dot{m}^2}{M_m Di A^2} \left(\frac{2Di}{f} \ln\left(\frac{P_f}{P_i}\right) - L \right)} \quad (2.40)$$

onde L é o comprimento total do duto (m), ou seja, $z_f - z_i$.

2.2.3 Abordagem (iii): Simulação do escoamento isotérmico considerando gás ideal e variação da energia cinética nula.

Para a simulação considerando escoamento isotérmico de gás ideal desprezando-se a variação da energia cinética, foi usada somente a equação (2.20), anulando o termo referente à energia cinética.

$$0 = \frac{\cancel{\dot{m}^2} \cancel{dV}}{A^2 dz} - \frac{dP}{dz} - \frac{f\hat{V}\dot{m}^2}{2Di A^2} \quad (2.41)$$

Substituindo a equação (2.35) na equação (2.41):

$$0 = \frac{dP}{dz} + \frac{fZRT\dot{m}^2}{2M_m P Di A^2} \quad (2.42)$$

A equação diferencial de primeira ordem (2.42) foi integrada analiticamente resultando em:

$$0 = (z_f - z_i) + \frac{A^2 Di M_m (P_f^2 - P_i^2)}{ZRTf\dot{m}^2} \quad (2.43)$$

A equação (2.43) foi rearranjada para que a pressão ao final da tubulação pudesse ser obtida diretamente por ($L = z_f - z_i$):

$$P_f = \sqrt{P_i^2 - \frac{LZRTf\dot{m}^2}{A^2 Di M_m}} \quad (2.44)$$

2.3 Validação dos Modelos das Abordagens Propostas

Para a validação dos modelos propostos nas três abordagens, os mesmos foram utilizados para simular o escoamento em um gasoduto real, apresentado por Moore, Bishnoi e Donnelly (1980), e os resultados destas simulações foram comparados com os dados reais medidos.

Na simulação dos modelos baseados na hipótese adicional de escoamento isotérmico foi adotada como temperatura do fluido ao longo de todo escoamento a temperatura exterior. Esta consideração foi baseada no fato de que, na maior parte dos casos, quando a variação de pressão com o comprimento não é muito acentuada, a temperatura do fluido atinge a temperatura exterior nos primeiros quilômetros do gasoduto.

Uma vez que os modelos propostos têm como uma de suas hipóteses o escoamento horizontal, ou seja, gasodutos onde não há variação na elevação, foi selecionado, dentre os casos apresentados por Moore, Bishnoi e Donnelly (1980), o que aborda um gasoduto real sem variação na elevação (caso 8) cujas condições são descritas na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados medidos em gasodutos reais

Variável	Caso 8
Composição do Fluido	92,36 % Metano *
Comprimento (km)	15,591
Diâmetro interno (cm)	64,612
Variação da Elevação (m)	0,00
Rugosidade absoluta da tubulação (μm)	15,72
Vazão (kg/s)	121,11
Pressão na entrada (bar)	50,876
Pressão na saída (bar)	46,698
Variação da Pressão - ΔP (bar)	4,178
Temperatura inicial do fluido (K)	290,4
Temperatura exterior (K)	288,7
Coefficiente global de transferência de calor ($\text{W}/\text{m}^2 \text{K}$)	3,690

* Nas abordagens propostas foi usada a composição de 100% de metano para o fluido

Fonte: MOORE; BISHNOI; DONNELLY, 1980.

As simulações foram processadas na versão 5.3.0 do SciLab instalado em um computador com processador Intel Core 2 Quad modelo Q6600 de 2.40 GHz e 3GB de memória RAM.

Os resultados obtidos a partir da simulação das três abordagens propostas, bem como, os dados medidos em um gasoduto real apresentados por Moore, Bishnoi e Donnelly (1980) são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Resultados das simulações usadas para validação

Modelo	Fator de Compressibilidade (Z)	Pressão Final (bar)		ΔP (bar)		Desvio de ΔP (%)	Tempo de Processamento (s)
		Modelo	Duto Real	Modelo	Duto Real		
(i)	--- ¹	46,653		4,223		1,08	0,688
(ii)	0,89 ²	46,608	46,698	4,268	4,178	2,15	0,017
(iii)	0,89 ²	46,612		4,264		2,06	0,015

¹ Variável ao longo do escoamento e calculado via DASSL na solução do sistema de equações diferenciais

² Calculado nas condições da entrada do gasoduto e considerado constante ao longo do escoamento

Fonte: MOORE; BISHNOI; DONNELLY, 1980.

Com base nos resultados apresentados, pode-se observar que, se o perfil de temperatura não for imprescindível, o modelo de escoamento que considera escoamento isotérmico, variação da energia cinética nula e gás com comportamento dado pela equação de Clapeyron, corrigida pelo fator de compressibilidade, abordagem (iii), permite descrever a pressão em gasodutos de forma razoável.

2.4 Comparação dos modelos frente a um gasoduto de transporte típico

Visando obter uma comparação mais condizente com trechos integrantes de linhas-tronco típicas de transporte de gás natural, após a validação dos modelos, os mesmos foram usados para simular o escoamento em um gasoduto típico. Foi escolhido como base o gasoduto Paulínia-Jacutinga – GASPAJ, operado pela Transportadora Associada de Gás – TAG (TAG, 2009), com características descritas na Tabela 3.

Tabela 3 – Características do gasoduto Paulínia-Jacutinga – GASPAJ

Variável	Valor
Comprimento (km)	93
Diâmetro (pol ; m)	14 ; 0,3556
Rugosidade absoluta da tubulação (m)	$4,57 \times 10^{-5}$
Vazão (kg/s)	41,32
Pressão na entrada (bar)	98,07
Coefficiente global de transferência de calor ($W/m^2 K$)	2,21

Temperatura inicial do fluido (K)	293,15
Temperatura exterior (K)	301,15

Fonte: TAG, 2009.

Uma vez que o modelo obtido na abordagem (i) apresentou, na validação descrita no item anterior em comparação aos dados reais de um gasoduto, um erro muito próximo à zero, o mesmo foi adotado como referência para verificar a acurácia dos demais. Os resultados obtidos com a simulação dos modelos propostos nas abordagens (ii) e (iii) foram comparados com os resultados gerados na simulação do modelo adotado como referência. Estes resultados são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Resultados das simulações para um gasoduto típico.

Modelo	Fator de Compressibilidade (Z)	Pressão Final (bar)	ΔP (bar)	Desvio de ΔP em relação à (i) (%)	Tempo de Processamento (s)
(i)	--- ¹	47,447	50,623	---	1,203
(ii)	0,83 ²	47,018	51,052	0,85	0,016
(iii)	0,83 ²	47,054	51,016	0,78	0,014

¹ Variável ao longo do escoamento e calculado via DASSL na solução do sistema de equações diferenciais

² Calculado nas condições da entrada do gasoduto e considerado constante ao longo do escoamento

Analisando os resultados apresentados na Tabela 4, observa-se que os desvios na variação de pressão obtidos para as abordagens (ii) e (iii), em comparação aos valores obtidos para a abordagem (i) são pouco significativos. Pode-se observar, ainda, que o tempo de processamento das abordagens (ii) e (iii) é muito menor se comparado com o tempo de processamento da abordagem (i).

O ganho em demanda por esforço computacional e, conseqüentemente, no tempo de processamento, é particularmente importante no contexto da otimização de projetos de uma rede interligada de dutos, caso no qual a simplificação das equações do modelo leva a uma redução considerável no tempo de processamento.

Estes resultados foram, ainda, comparados com a pressão final divulgada pelo operador do gasoduto no Relatório de Simulação Termo-Hidráulica (RSTH) do GASPAJ (TAG, 2009).

Tabela 5 – Comparação dos modelos com resultados do RSTH do GASPAJ

	Pressão Final (bar)	ΔP (bar)	Desvio de ΔP (%)
RSTH	51,957	46,103	---
(i)	47,447	50,623	9,80
(ii)	47,018	51,052	10,73
(iii)	47,054	51,016	10,65

Fonte: TAG, 2009.

Analisando os resultados apresentados na Tabela 5, observa-se que os desvios na variação de pressão obtidos pelos modelos em comparação aos valores constantes no Relatório de Simulação Termo-Hidráulica do GASPAJ são razoavelmente próximos, considerando as incertezas associadas ao programa e aos parâmetros utilizados na simulação termo-hidráulica do GASPAJ, bem como as incertezas associadas aos parâmetros utilizados nos modelos.

Sendo assim, foi escolhido como modelo a ser usado no problema de otimização o modelo de escoamento obtido pela abordagem (iii), em função de apresentar uma acurácia satisfatória frente a uma menor complexidade numérica.

3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

3.1 Apresentação Geral

As características de monopólio natural apresentadas pela atividade de transporte dutoviário de gás natural fazem com que esta atividade seja mais eficiente quando exercida por um único agente e são o principal argumento econômico para sua regulação.

No Brasil esta atividade, por força da regulação governamental é exercida por empresas ou consórcios de empresas constituídos exclusivamente para tal finalidade, aos quais cabe tão somente o investimento na infraestrutura de transporte e a operação da mesma, sendo remunerados por tal serviço através do pagamento de uma tarifa de transporte pelos proprietários do gás natural a ser transportado.

A tarifa de transporte deverá ser fixada de modo a remunerar de modo justo o investimento realizado. Assim, a mesma deve ser determinada a partir de uma taxa de retorno compatível com os riscos inerentes da atividade de transporte de gás natural e de modo que o valor presente líquido do projeto seja mínimo para que o mesmo seja economicamente viável, ou seja, o valor presente líquido deverá ser zero. Caso a taxa de retorno seja excessiva ou o valor presente líquido seja superior a zero, haverá ganhos excessivos por parte do transportador e caso a taxa de retorno seja insuficiente para o risco a ser assumido ou o valor presente líquido seja negativo, o projeto será economicamente inviável, ocasionando um desinteresse do mercado pelo investimento na atividade.

Conforme exposto anteriormente, em 2009, com a definição de um novo marco legal destinado a atender às especificidades do gás natural, através da publicação da Lei do Gás (Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009), essa atividade foi regulamentada com foco em suas características de monopólio natural. Desde então, novos gasodutos ou redes dutoviárias passaram a ser planejados e propostos pelo Ministério de Minas e Energia com o suporte da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e regulados através do regime de concessão, no qual caberá à ANP realizar o processo de chamada pública, bem como elaborar seu edital contendo entre outros parâmetros a expectativa de tarifa máxima.

É nesse contexto que a otimização multi-objetivo do projeto de redes de gasodutos se insere, ou seja, a otimização apresentada no presente trabalho visa propor uma ferramenta de auxílio para tomada de decisão no contexto do planejamento e concessão de novos gasodutos compatibilizando o suprimento da maior quantidade de gás associada à menor tarifa.

Ressalta-se que, conforme exposto anteriormente, são encontrados trabalhos na literatura que visam a minimização dos custos de investimento, o que representa o interesse por parte dos transportadores em majorar seus lucros frente a uma remuneração fixa pela prestação do serviço limitada por uma tarifa predeterminada. Neste sentido, o presente trabalho apresenta um diferencial, que se caracteriza pela busca de um projeto ótimo com foco, não na maximização dos lucros do transportador, mas na maximização do suprimento de gás ao mercado conjugado com a minimização da tarifa de transporte, visando, assim, o melhor aproveitamento público de uma atividade monopólio da União.

É importante lembrar que a ferramenta proposta não fornecerá um único projeto como solução ótima ao problema apresentado, mas um conjunto de soluções igualmente ótimas, a partir das quais o tomador de decisões poderá eleger a solução preferida ou o mais desejável após uma análise de *trade-off* baseada em critérios não mensuráveis, como a política de abastecimento, o preço do gás natural nos mercados consumidores frente ao seu custo final (composto pelo custo do gás somado ao custo do seu transporte), a necessidade ambiental da substituição de fontes de energia mais poluidoras pelo gás natural, entre outros. Essa multiplicidade de soluções ótimas se deve ao fato das funções-objetivo do problema levarem a tendências opostas.

Sendo assim, a formulação foi desenvolvida considerando um traçado de gasoduto previamente definido, na qual o problema de projeto corresponde a uma otimização multi-objetivo em que se busca simultaneamente a minimização da tarifa e a maximização da quantidade de gás a ser entregue em cada ponto de entrega, considerando o valor presente líquido (VPL) igual a zero, a uma taxa de retorno fixa e consumo limitado a uma demanda anual máxima constante em cada ano e variando de um ano para outro.

O custo de investimento contempla o investimento nos trechos de tubulação e compressores e o custo operacional contempla os custos associados à compressão do gás (custo do gás combustível).

Cabe destacar que na presente seção a formulação foi elaborada com base nas unidades e notações comumente utilizadas na indústria de transporte dutoviário de gás natural, apesar de muitas delas não integrarem o Sistema Internacional (SI) de unidades. A título de exemplo, citam-se as variáveis econômicas, expressas em milhões de dólares (MM US\$), e a vazão, expressa em milhões de normais metros cúbicos por dia (MM Nm³/dia).

Destaca-se, ainda, que foram adotados procedimentos à formulação de modo a equalizar a ordem de grandeza das variáveis. Este procedimento, também chamado de escalonamento, traz como principal vantagem a de evitar dificuldades numéricas na resolução

das equações do problema de otimização, trazidas pela diferença de ordem de grandeza das variáveis.

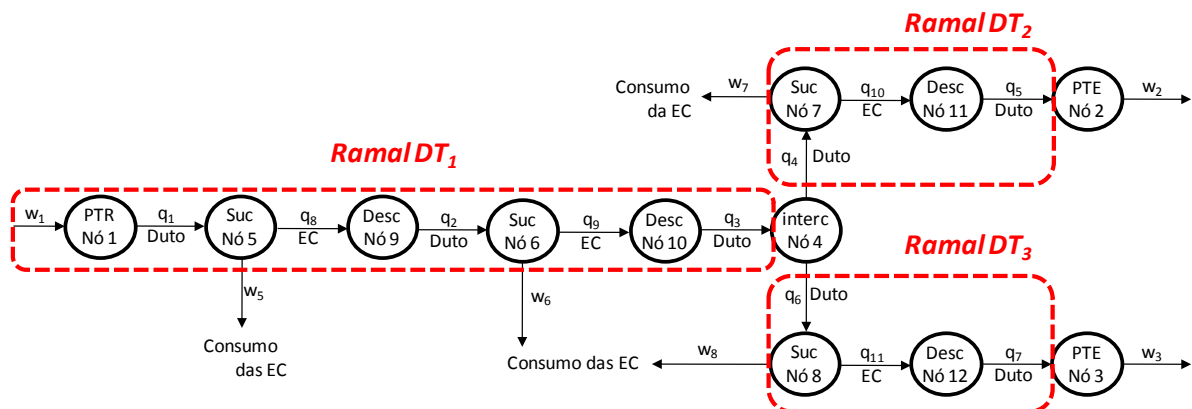
3.2 Estruturação da Rede

A rede será operada ao longo de um determinado intervalo de tempo, em que cada ano é identificado pelo índice $\tau \in \Pi$. A estrutura da rede é representada por um digrafo, no qual seus vértices (nós), $n \in N$, representam: pontos de entrega (subconjunto *PTE*), de recebimento (subconjunto *PTR*) e de interconexão (subconjunto *INT*), sucções (subconjunto *SUC*) e descargas (subconjunto *DESC*) das estações de compressão. Os vértices são interligados por arestas, $k \in K$, que representam: trechos de tubulação (subconjunto *DT*) e estações de compressão (subconjunto *EC*). Adicionalmente, a rede é subdividida em ramais identificados pelo índice $j \in J$, os quais são formados por um conjunto específico de trechos que transportam basicamente a mesma vazão (subconjuntos *DT_j*).

3.2.1 Digrafo

A Figura 5 apresenta o digrafo correspondente a um exemplo de rede, conforme descrito anteriormente, formada por três ramais (*DT₁* a *DT₃*), um ponto de recebimento (nó 1), dois pontos de entrega (nós 2 e 3), um ponto de interconexão (nó 4), sete trechos de tubulação (arestas q_1 a q_7), e quatro estações de compressão (arestas q_8 a q_{11}) delimitadas pelas respectivas sucções (nós 5 a 8) e descargas (nós 9 a 12).

Figura 5 – Digrafo do exemplo de rede.



3.2.2 Matriz de incidência

A representação matemática do digrafo foi realizada através da matriz de incidência \underline{M} (número de nós x número de arestas), tal que:

$$M_{n,k} = \begin{cases} 1, & \text{se a aresta } k \text{ entra no nó } n \\ -1, & \text{se a aresta } k \text{ sai do nó } n \\ 0, & \text{se a aresta } k \text{ não se liga ao nó } n \end{cases} \quad (3.1)$$

3.3 Variáveis

As variáveis a serem determinadas pela resolução da otimização da rede são listadas a seguir:

A_k	Área da seção transversal da tubulação do trecho $k \in DT$ (m ²)
CD_k	Custos diversos no trecho $k \in DT$ (MM US\$ ₂₀₁₀)
CFS_k	Custos com a faixa de servidão no trecho $k \in DT$ (MM US\$ ₂₀₁₀)
CI_k	Custo de investimento da aresta $k \in K$ (trecho de tubulação ou estação de compressão) (MM US\$ ₂₀₁₀)
CM_k	Custos com material (custo da tubulação) no trecho $k \in DT$ (MM US\$ ₂₀₁₀)
CMO_k	Custos com mão-de-obra no trecho $k \in DT$ (MM US\$ ₂₀₁₀)
COp_τ	Custo operacional com o transporte no ano τ (MM US\$ ₂₀₁₀)
D_k	Diâmetro externo da tubulação do trecho $k \in DT$ (m)
Dr_j	Diâmetro externo da tubulação de todos os trechos do ramal $j \in J$ (m)
e_k	Espessura da tubulação do trecho $k \in DT$ (m)
FC_τ	Fluxo de caixa no ano τ (MM US\$ ₂₀₁₀)
$FCVP$	Fluxo de caixa em valor presente (MM US\$ ₂₀₁₀)
$f_{ee,k}$	Fator de economia de escala do trecho k (MM US\$ ₂₀₁₀)

f_k	Fator de atrito de Darcy da tubulação do trecho $k \in DT$
L_k	Comprimento do trecho $k \in DT$ (km)
$m_{aço,k}$	Massa de aço da tubulação do trecho $k \in DT$ (kg)
$POT_{\tau,k}$	Potência de operação da estação de compressão $k \in EC$ no ano τ (HP)
$POT_{pr,k}$	Potência de projeto da estação de compressão $k \in EC$ (HP)
$P_{\tau,n}$	Pressão no nó n no ano τ (bar)
$q_{\tau,k}$	Vazão volumétrica na aresta $k \in K$ no ano τ (MM Nm ³ /dia)
Rec_{τ}	Receita com o transporte no ano τ (MM US\$ ₂₀₁₀)
Tar	Tarifa de transporte (US\$ ₂₀₁₀ /MM BTU)
VPL	Valor presente líquido do projeto da rede (MM US\$ ₂₀₁₀)
$w_{\tau,n}$	Vazão diária de gás no nó n no ano τ (MM Nm ³ /dia)

3.4 Funções objetivo

A função multi-objetivo do problema de otimização da rede é dada por:

$$\text{Função Objetivo} = \begin{cases} \text{Mínimização } Tar & (3.2) \\ \text{Maximização } W_{tot} = - \sum_n \left(\int w_n d\tau \right) & n \in PTE \quad (3.3) \end{cases}$$

onde Tar é a tarifa de transporte (US\$₂₀₁₀/MM BTU), W_{tot} é a quantidade total de gás entregue em todos os pontos de entrega $n \in PTE$ em toda a vida útil da rede (MM Nm³), w_n é a vazão de gás no vértice n (MM Nm³/dia). É importante observar que o sinal negativo é acrescentado ao somatório com o objetivo de fazer com que a quantidade total de gás entregue, W_{tot} , assumam valores positivos, uma vez que as vazões nos nós, w_n , assumem valor negativo quando representam saída de gás da rede.

Uma vez que a vazão diária de gás é representada na forma de média anual e, portanto, constante ao longo de cada ano, variando somente de um ano para outro, a função multi-objetivo do problema pode ser representada por:

$$\text{Função Objetivo} = \begin{cases} \text{Mínimização } Tar & (3.4) \\ \text{Maximização } W_{tot} = - \sum_{\tau, n} (Dop w_{\tau, n}) & n \in PTE \text{ e } \tau \in \Pi \end{cases} \quad (3.5)$$

onde Dop é a quantidade de dias operacionais no ano (dias) e $w_{n, \tau}$ é a vazão de gás no vértice n no ano τ (MM Nm³/dia)

Como Dop é constante para todos os anos da vida útil da rede, o problema de otimização pode ser simplificado:

$$\text{Função Objetivo} = \begin{cases} \text{Mínimização } Tar & (3.6) \\ \text{Maximização } w_{tot} = - \sum_{\tau, n} w_{\tau, n} & n \in PTE \text{ e } \tau \in \Pi \end{cases} \quad (3.7)$$

onde w_{tot} é a soma das vazões de entrega de gás em todos os pontos de entrega $n \in PTE$ e em todos os anos de vida útil da rede (MM Nm³/dia).

3.5 Formulação das Restrições Econômicas

Qualquer valor monetário calculado ao longo do tempo de vida útil da rede, deve ser convertido em valor presente de modo a permitir uma análise coerente do valor presente líquido. A expressão usada para converter os valores anuais de custos, receitas ou lucros em valor presente é dada por:

$$VP = \frac{VF_{\tau}}{(i+1)^{\tau}} \quad (3.8)$$

onde VP é o valor presente, VF_{τ} é o valor futuro no ano τ e i é a taxa real anual de interesse em valor decimal.

A taxa nominal de interesse é usualmente estabelecida a partir da composição da taxa de inflação acrescida de um percentual referente à remuneração do risco do investimento, este chamado de taxa real de interesse. Para que um investimento seja atrativo, a taxa de interesse, nominal ou real, deve ser superior à taxa livre de risco. No Brasil, a taxa nominal livre de risco é dada pelo Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic). Agregada a esta taxa livre de risco está a variação da inflação no período. Assim, a taxa real livre de risco pode ser obtida pelo desconto da variação da inflação à Selic.

Para a análise de viabilidade econômica da rede podem ser adotadas ambas as taxas, nominal ou real. A adoção da taxa nominal na análise possibilita a obtenção de uma tarifa mínima de transporte fixa e que não será corrigida ao longo de toda a vida útil da rede e irá requerer uma previsão da variação da inflação para todo este período. Tal previsão representa um grande problema, uma vez que é inviável a previsão da inflação em horizontes de tempo longos. Por outro lado, a adoção da taxa real na análise irá fornecer uma tarifa mínima de transporte a ser corrigida periodicamente pela variação da inflação real calculada por um índice oficial a ser estipulado em contrato.

Em 2012 no Brasil, a taxa nominal livre de risco (Selic) foi de, aproximadamente, 8,6% a.a. agregada à Selic, a variação da inflação no período, dado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, foi de, aproximadamente, 5,8% a.a. (BCB, 2013). Portanto, a taxa real livre de risco foi de, aproximadamente, 2,8% a.a. Assim, considerando o ano de 2012, para que o investimento na rede seja atrativo, a taxa real de interesse deve ser superior à soma da taxa livre de risco, ou seja, 2,8% a.a., com um termo referente ao risco.

Para o presente trabalho será adotado o termo referente ao risco de 6,2 % a.a., que somado da taxa livre de risco de 2,8% a.a., compõem uma taxa real de interesse i de 9,0 % a.a.

Assim, as equações que descrevem os fluxos de caixa com o transporte, bem como os custos de investimento e de operação, são apresentadas a seguir.

3.5.1 Receitas com o transporte

A receita com o transporte será dada pela quantidade de gás entregue remunerado à mínima tarifa através da seguinte equação:

$$Rec_{\tau} = \sum_{n \in PTE} Tar_{\tau,n} PCS_{BTU} Dop \times 10^{-6} \quad \tau \in \Pi \quad (3.9)$$

onde Rec_{τ} é a receita com o transporte no ano τ (MM US\$₂₀₁₀), PCS_{BTU} é o poder calorífico superior médio do gás natural (39 605 MM BTU/MM Nm³ - média entre os limites superior e inferior para as regiões Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul) (ANP, 2008) e Dop é a quantidade de dias operacionais por ano (dias/ano).

3.5.2 Custos operacionais

Os custos operacionais serão considerados como sendo os custos associados à compra da parcela do gás natural que será usada como gás combustível nas estações de compressão.

$$COP_{\tau} = - \sum_{n \in SUC} w_{\tau,n} PCS_{BTU} Pr_{GN} Dop \times 10^{-6} \quad \tau \in \Pi \quad (3.10)$$

onde COP_{τ} é o custo operacional com o transporte no ano τ (MM US\$₂₀₁₀), Pr_{GN} é o preço do gás natural na entrada da rede (US\$₂₀₁₀/MM BTU). É importante observar que o sinal negativo é acrescentado ao somatório com o objetivo de fazer com que os custos operacionais, COP_{τ} , assumam valores positivos, uma vez que as vazões nos nós, $w_{\tau,n}$, assumem valor negativo quando representam saída de gás da rede.

De acordo com a U.S. Energy Information Administration (EIA, 2013a) o preço médio do gás natural na “cabeça do poço” em 2010 era de 4,24 US\$₂₀₁₀/MM BTU. Portanto, foi adotado este valor como custo do gás natural usado como gás combustível nas estações de compressão.

O preço de “cabeça de poço” é considerado o preço de venda do gás especificado obtido na produção a partir de um terceiro em condições normais de mercado. Seguindo precedentes históricos, o preço de produção de petróleo bruto e gás natural são rotulados como "cabeça de poço", mesmo que o custo seja, agora, medido a jusante do limite de produção. No contexto de dados de preços de gás natural ou petróleo bruto, o termo "cabeça de poço" é o termo genérico usado para referenciar o local de produção (EIA, 2013b).

3.5.3 Fluxos de caixa com o transporte

A partir das receitas com o transporte e dos custos operacionais, os fluxos de caixa em cada ano são dados pela equação (3.11) e o fluxo de caixa em valor presente é dado pela equação (3.12).

$$FC_{\tau} = Rec_{\tau} - COP_{\tau} \quad \tau \in \Pi \quad (3.11)$$

$$FCVP = \sum_{\tau} \frac{FC_{\tau}}{(1+i)^{\tau}} \quad \tau \in \Pi \quad (3.12)$$

onde FC_{τ} é o fluxo de caixa no ano τ (MM US\$₂₀₁₀) e $FCVP$ é o fluxo de caixa em valor presente (MM US\$₂₀₁₀).

3.5.4 Custos de investimento nos trechos

O custo do investimento em um gasoduto de transporte pode ser estimado em função das suas especificações de projeto. No presente estudo foi usado o modelo proposto por Piessens et al. (2008), corrigido monetariamente por Knoope, Ramírez e Faaij (2013), convertido em US\$₂₀₁₀ usando a mesma taxa de câmbio média de 2010 de 0,75 €₂₀₁₀/US\$₂₀₁₀ (OANDA, 2011 apud KNOOPE; RAMÍREZ; FAAIJ, 2013).

A escolha do modelo de Piessens et al. (2008) é justificada pelo fato deste modelo ser baseado na massa de aço requerida para a determinação do investimento em material nos trechos e, conseqüentemente, considerar a espessura da tubulação. Esta tem relevante importância, uma vez que será diretamente proporcional à pressão máxima operacional admissível (PMOA) da tubulação, ou seja, quanto maior a PMOA requerida, maior será a espessura da tubulação considerando um mesmo diâmetro e material e, conseqüentemente, seu custo de investimento. Além da massa de aço requerida, o modelo prevê, ainda, os custos com mão de obra, faixa de servidão e custos diversos.

O custo de investimento em cada trecho da rede no instante inicial é dado por:

$$CI_k = CM_k + CMO_k + CFS_k + CD_k \quad k \in DT \quad (3.13)$$

onde CI_k é o custo de investimento no trecho $k \in DT$ (MM US\$₂₀₁₀), CM_k é o custo com material (custo da tubulação) no trecho $k \in DT$ (MM US\$₂₀₁₀), CMO_k é o custo com mão-de-obra no trecho $k \in DT$ (MM US\$₂₀₁₀), CFS_k é o custo com a faixa de servidão no trecho $k \in DT$ (MM US\$₂₀₁₀) e CD_k são os custos diversos no trecho $k \in DT$ (MM US\$₂₀₁₀).

Os custos com material (custo da tubulação) na construção de um gasoduto são estimados por:

$$CM = [Pr_{aço} m_{aço} FP - f_{ee}] \times 10^{-6} \quad (3.14)$$

$$f_{ee} = \begin{cases} 21330 DL \ln(L \times 10^3), & 21330 DL \ln(L \times 10^3) \leq 0,3 Pr_{aço} m_{aço} FP \\ 0,3 Pr_{aço} m_{aço} FP, & 21330 DL \ln(L \times 10^3) \geq 0,3 Pr_{aço} m_{aço} FP \end{cases} \quad (3.15)$$

onde $Pr_{aço}$ é o preço do aço (US\$₂₀₁₀/kg), $m_{aço}$ é a massa de aço da tubulação (kg), FP é o fator associado aos custos de fabricação, geralmente assumido como igual a 8 para tubulação (KNOOPE; RAMÍREZ; FAAIJ, 2013), f_{ee} , é o fator de economia de escala (US\$₂₀₁₀), D é o diâmetro externo da tubulação (m) e L é o comprimento da tubulação (km).

Para considerar as economias de escala em trechos mais longos, Piessens et al. (2008) incorporou à equação (3.14), o fator de economia de escala, f_{ee} , definido na equação (3.15) quando $21330 DL \ln(L \times 10^3) \leq 0,3 Pr_{aço} m_{aço} FP$. No entanto, este fator pode resultar em um impacto excessivo associado à economia de escala e até mesmo custos negativos para longas distâncias ($> 1\ 000$ km) e pequenos diâmetros ($< 0,01$ m). Com o objetivo de evitar tais distorções, este fator deve ser restringido a, no máximo, 30% do primeiro termo da equação (3.14) (KNOOPE; RAMÍREZ; FAAIJ, 2013). Esta restrição é representada pela equação (3.15) quando $21330 DL \ln(L \times 10^3) \geq 0,3 Pr_{aço} m_{aço} FP$.

Com o objetivo de representar a função apresentada na equação (3.15) evitando o uso de variáveis discretas, foram usadas duas restrições de desigualdade, equações (3.16) e (3.17).

$$f_{ee,k} \leq 21330 D_k L_k \ln(L_k \times 10^3) \quad k \in DT \quad (3.16)$$

$$f_{ee,k} \leq 0,3 Pr_{aço} m_{aço,k} FP \quad k \in DT \quad (3.17)$$

onde $m_{aço,k}$ é a massa de aço da tubulação do trecho k (kg), $f_{ee,k}$ é o fator de economia de escala da tubulação do trecho k (US\$₂₀₁₀), D_k é o diâmetro externo da tubulação do trecho k (m) e L_k é o comprimento da tubulação do trecho k (km). É importante observar que estas desigualdades representam uma relaxação da equação (3.15) e, a princípio, ampliariam a região viável. Porém, uma vez que o problema tem como um de seus objetivos a minimização da tarifa, durante a resolução o algoritmo tende a majorar as variáveis que impactam na direção da redução da tarifa, dentre elas o fator de economia de escala. Sendo assim, pelo menos uma das restrições sempre estará ativada na solução, fazendo com que as equações (3.16) e (3.17) representem a equação (3.15).

Deve-se observar que o fator de economia escala é considerado para cada trecho de tubulação. Alternativamente, outros modelos poderiam ser explorados de modo a atender diferentes condições de comercialização disponibilizadas pelos fornecedores.

Portanto, os custos com material (custo da tubulação) na construção de cada um dos trechos da rede são representados pela restrição:

$$CM_k = [Pr_{aço} m_{aço,k} FP - f_{ee,k}] \times 10^{-6} \quad k \in DT \quad (3.18)$$

Segundo Knoope, Ramírez e Faaij (2013), o preço do aço corrigido pela inflação, 1,0 US\$₂₀₁₀/kg, foi um pouco maior do que o preço do aço em chapa laminado a quente no período de agosto de 2010 até setembro de 2011, publicado por Steel on the net (2012 apud KNOOPE; RAMÍREZ; FAAIJ, 2013), que foi em média de 0,8933 US\$₂₀₁₀/kg. Portanto, visando uma maior proximidade do modelo à realidade foi considerado o valor real de mercado do aço no período, publicado por Steel on the net (2012 apud KNOOPE; RAMÍREZ; FAAIJ, 2013), no lugar do preço do aço corrigido pela inflação.

Os custos com mão-de-obra na construção de cada trecho são estimados por:

$$CMO_k = (1.377 D_k - 74,133 D_k \ln(L_k \times 10^3)) L_k \times 10^{-3} Fr_{MO} \quad k \in DT \quad (3.19)$$

onde Fr_{MO} é o fator de correção regional dos custos com mão-de-obra.

Os custos com a faixa de servidão na construção de cada trecho são estimados por:

$$CFS_k = (317,33 D_k + 64) L_k \times 10^{-3} Fr_{FS} \quad k \in DT \quad (3.20)$$

onde Fr_{FS} é o fator de correção regional dos custos com a faixa de servidão.

Os custos diversos na construção de cada trecho são estimados por:

$$CD_k = \left[848 D_k - 32 D_k \ln(L_k \times 10^3) \right] L_k \times 10^{-3} Fr_D \quad k \in DT \quad (3.21)$$

onde Fr_D é o fator de correção regional dos custos diversos.

Segundo Piessens et al. (2008), o custo para a construção de gasodutos difere de local para local. Nas áreas urbanas, por exemplo, os custos podem ser várias vezes maior que aqueles em áreas rurais. A maioria dos projetistas de gasodutos tentam corrigir estas diferenças através da introdução de um fator regional, que indica a relação entre o custo padrão e o custo real de uma determinada localização geográfica. Uma vez que o presente trabalho não tem por objetivo a comparação dos custos em diferentes localizações geográficas, será usado o custo padrão de gasodutos e, portanto, os fatores regionais apresentados nas equações (3.19), (3.20) e (3.21) serão considerados como igual a 1.

3.5.5 Custos de investimento nas estações de compressão

Najibi et al. (2010) apresentaram, com base em informações recebidas da Empresa Nacional de Gás Iraniano (NIGC), a seguinte correlação para previsão do custo de investimento em uma estação de compressão com potência POT_{pr} :

$$CI = (2.800.000 + 736,8 POT_{pr}) \times 10^{-6} \quad (3.22)$$

onde CI é o custo de investimento na estação de compressão (MM US\$₂₀₁₀) e $POTpr$ é a potência de projeto da estação de compressão (HP).

Segundo Najibi et al. (2010), na equação (3.22) o primeiro termo deve-se, principalmente, à fundação, construção e transporte dos equipamentos para o local da instalação e o segundo termo depende da potência de compressão requerida.

Entretanto, no contexto da otimização, do ponto de vista matemático, faz-se necessária a expansão deste modelo para a inclusão da possibilidade da não construção de estações de compressão, assumindo assim, a princípio, a seguinte forma:

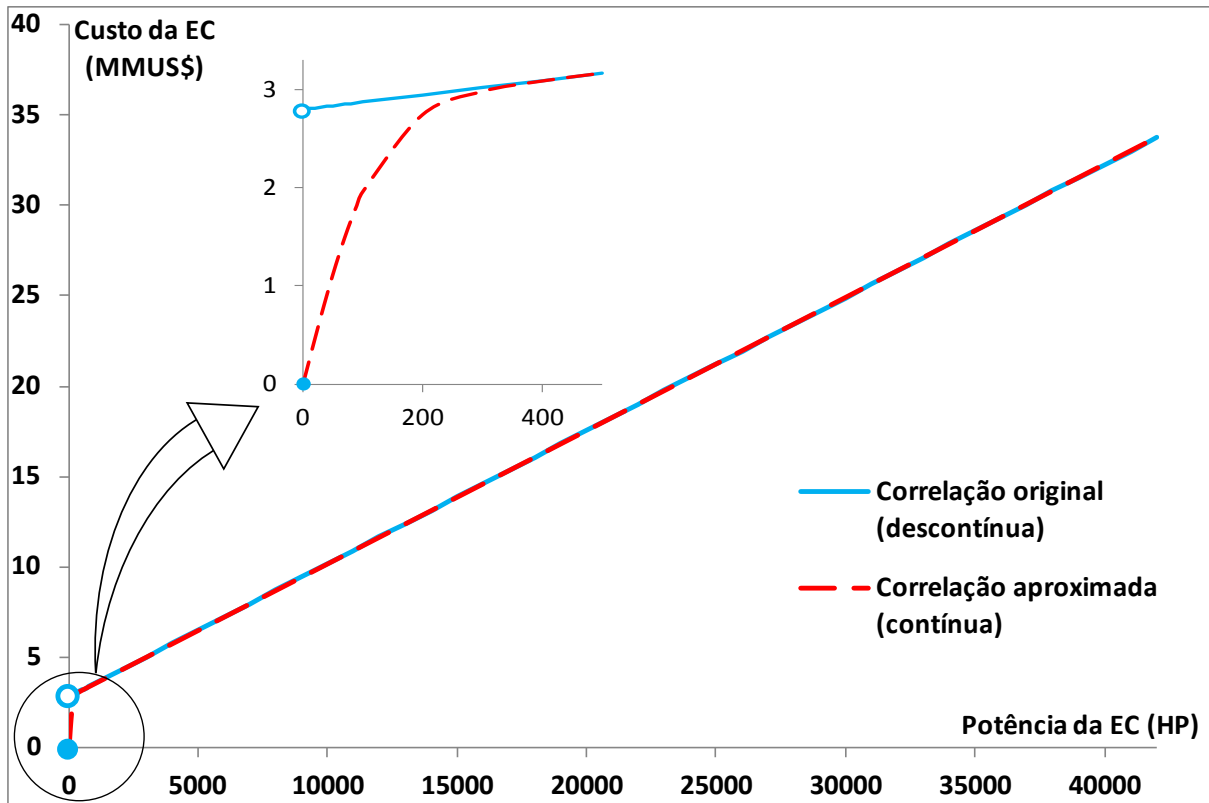
$$CI_k = \begin{cases} (2.800.000 + 736,8 POTpr_k) \times 10^{-6}, & POTpr_k > 0 & k \in EC \\ 0, & POTpr_k = 0 & k \in EC \end{cases} \quad (3.23)$$

onde CI_k é o custo de investimento na estação de compressão k (MM US\$₂₀₁₀) e $POTpr_k$ é a potência de projeto da estação de compressão k (HP).

Com o objetivo de prever custo nulo nos casos em que a potência de projeto for zero sem o uso de variáveis discretas, ou seja, através de uma função contínua, a equação (3.23) foi aproximada para a equação (3.24) na formulação do problema de otimização. Graficamente, a comparação entre essa aproximação e a correlação original é ilustrada na Figura 6.

$$CI_k = (2.800.000 + 736,8 POTpr_k) \left[\left(\frac{\exp(POTpr_k/60)}{\exp(POTpr_k/60) + 1} \right) - \frac{1}{2} \right] \times 2 \times 10^{-6} \quad k \in EC \quad (3.24)$$

Figura 6 – Comparação entre as correlações, original e aproximada, de previsão de custos de investimento nas estações de compressão.



3.5.6 Valor presente líquido

De acordo com os fundamentos de engenharia econômica o valor presente líquido de um projeto é dado por (COUPER, 2003):

$$VPL = \left\{ \begin{array}{l} \text{Valor presente} \\ \text{de todos os} \\ \text{fluxos de caixa} \end{array} - \begin{array}{l} \text{Valor presente} \\ \text{de todos os} \\ \text{custos de investimento} \end{array} \right\} \quad (3.25)$$

Uma vez que o transporte de gás é uma atividade regulada, sua tarifa e taxa de retorno deverão ser mínimas de modo a remunerar de modo justo o investimento realizado. Assim, para uma determinada tarifa mínima e taxa de atratividade mínima compatível com a atividade de transporte de gás natural, o valor presente líquido do projeto deverá ser zero, para que o mesmo seja economicamente viável e para que não haja remuneração acima da taxa mínima de atratividade fixada.

Portanto, o valor presente líquido do projeto da rede é dado por:

$$VPL = FCVP - \sum_{k \in K} CI_k \quad (3.26)$$

$$VPL = 0 \quad (3.27)$$

onde VPL é o valor presente líquido do projeto da rede (MM US\$₂₀₁₀), CI_k é o custo de investimento na aresta $k \in K$ (MM US\$₂₀₁₀) (trechos de tubulação ou estações de compressão).

3.6 Formulação das Restrições Físicas

3.6.1 Equação do escoamento na tubulação

Para o escoamento na tubulação foi usado o modelo baseado em escoamento isotérmico considerando gás ideal e variação da energia cinética nula (Abordagem iii apresentada no Item 2.2.3), assim, a equação simplificada que descreve o escoamento em cada trecho da rede em cada período é dada por:

$$A_k^2 (D_k - 2e_k) \left[\underbrace{\left(\frac{(P_{\tau,n} 10^5)^2}{\text{pressão em Pa}} - \frac{(P_{\tau,n'} 10^5)^2}{\text{pressão em Pa}} \right)}_{\text{pressão em Pa}} \right] = \underbrace{\left(\frac{q_{\tau,k} M_m 10^6}{V_{mol} 3600 24} \right)^2}_{\text{Vazão em } \frac{kg}{s}} \underbrace{\left(L_k 10^3 \right)}_m \underbrace{\left(\frac{R}{M_m} \right)}_J ZT f_k \quad \begin{array}{l} k \in DT \\ \tau \in \Pi \\ n \in N_k^{out} \\ n' \in N_k^{in} \end{array} \quad (3.28)$$

onde:

$$A_k = \frac{\pi(D_k - 2e_k)^2}{4} \quad k \in DT \quad (3.29)$$

nas quais A_k é a área da seção transversal interna da tubulação do trecho k (m²), $P_{\tau,n}$ é a pressão no nó n no ano τ (bar), $q_{\tau,k}$ é a vazão volumétrica na aresta $k \in K$ no ano τ

(MM Nm³/dia), M_m é a massa molar do gás (kg/mol), Z é o fator de compressibilidade do gás calculado nas condições de pressão e temperatura iniciais, V_{mol} é o volume molar do gás (Nm³/mol), R é a constante universal dos gases (8,314 J/mol K), T é a temperatura do gás (K), f_k é o fator de atrito de Darcy da tubulação do trecho $k \in DT$, e_k é a espessura da tubulação do trecho $k \in DT$ (m), N_k^{in} é o subconjunto de nós nos quais a aresta k entra, i.e., o subconjunto de nós onde a aresta k termina e N_k^{out} é o subconjunto de nós dos quais a aresta k sai, i.e., o subconjunto de nós onde a aresta k tem origem.

3.6.2 Comprimento dos trechos

Visando permitir que a localização das estações de compressão seja determinada quando da resolução do problema de otimização, a formulação foi feita considerando os comprimentos de cada trecho, $k \in DT_j$, de um determinado ramal, $j \in J$, como variáveis.

Neste sentido, a restrição abaixo garante que a soma dos comprimentos dos trechos alcance o percurso necessário entre o início e o final de cada ramal:

$$Lt_j \leq \sum_{k \in DT_j} L_k \quad j \in J \quad (3.30)$$

onde Lt_j é o comprimento total do ramal $j \in J$ (km)

3.6.3 Fator de atrito de Darcy

Na equação de Colebrook-White (FOX; MCDONALD, 2001), equação (2.10), pode-se observar que para a região de $Re > 10^5$ (chamada de regime completamente turbulento ou turbulento rugoso) o fator de atrito depende basicamente da rugosidade relativa (ε/D) (MENON, 2005). Uma vez que o escoamento estudado ocorre, na grande maioria das vezes, na referida região foi usada a equação (2.10), anulando-se o termo contendo o número de Reynolds.

$$f_k \left(-2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3,7 (D_k - 2e_k)} \right) \right)^2 - 1 = 0 \quad k \in DT \quad (3.31)$$

onde ε é a rugosidade absoluta da tubulação (m).

3.6.4 Diâmetro da Tubulação

Tendo em vista que na construção de gasodutos a prática de engenharia usualmente considera que os trechos de um mesmo ramal possuem diâmetros iguais, foi incluída na formulação uma restrição para que esta prática seja refletida:

$$D_k = Dr_j \quad k \in DT_j \quad e \quad j \in J \quad (3.32)$$

onde Dr_j é o diâmetro externo da tubulação de todos os trechos do ramal $j \in J$ (m).

Cabe destacar que todos os diâmetros foram considerados como variáveis contínuas, apesar de comercialmente existirem apenas um conjunto restrito de tubulações com dimensões específicas. Esta consideração visa evitar o uso de variáveis discretas que aumentaria significativamente a demanda por esforço computacional.

Uma vez que o presente trabalho refere-se à otimização de projetos no âmbito de planejamento, a consideração do diâmetro como variável contínua não acarreta problemas significativos. Neste sentido, quando da realização do projeto básico da rede os valores de diâmetro encontrados como solução do problema devem ser arredondados para o diâmetro comercial imediatamente acima, garantindo, assim, a viabilidade do projeto no que diz respeito à capacidade de transporte.

3.6.5 Espessura da tubulação

A pressão interna no tubo faz com que sua parede sofra tensão mecânica, e, se for atingido o limite de elasticidade do material, pode causar deformação permanente do tubo e até falha (rompimento). Obviamente, o tubo deve ter resistência suficiente para suportar a

pressão interna de forma segura. A espessura mínima de parede necessária para suportar a pressão interna de uma tubulação irá depender da pressão, do diâmetro do tubo, e do material do tubo. Quanto maior for a pressão ou o diâmetro, maior será a espessura da parede requerida. Tubos de aço de resistência mais elevada exigirão espessura de parede inferior para suportar a pressão em relação ao de baixa resistência. A fórmula comumente utilizada para determinar a espessura da parede para a pressão interna é conhecida como equação de Barlow (MENON, 2005):

$$e_k \geq \frac{P_{\tau,n} D_k}{2 \zeta S_{LE}} \quad k \in DT, \quad \tau \in II \quad e \quad n \in N_k^{out} \quad (3.33)$$

onde ζ é o coeficiente de segurança do projeto da tubulação e S_{LE} é a tensão referente ao limite de elasticidade do material ou tensão máxima admissível do material da tubulação.

Em projetos de gasodutos, por medida de segurança, a tensão sofrida pelo material do tubo é limitado entre 40 % e 72 % do seu limite de elasticidade, isto é, da sua resistência ao escoamento. A porcentagem efetiva dependerá de vários fatores. Usualmente, para a maioria dos projetos comuns e quando nenhuma excepcionalidade é identificada, a tensão sofrida pelo material do tubo é limitado a 60 % do seu limite de elasticidade (coeficiente de segurança do projeto da tubulação $\zeta = 0,6$) (MENON, 2005).

Na fabricação dos tubos de aço utilizados na construção de gasodutos podem ser empregados diversos tipos de aço de diferentes graus, cada um com um valor especificado de resistência ao escoamento mínima, também chamada de tensão admissível máxima do material. Para o presente estudo de caso será considerada a construção dos trechos da rede com tubos fabricados em aço de grau API 5L-B, ou seja, com tensão admissível máxima de 2 460 bar (PIESSENS, 2008).

3.6.6 Massa de aço da tubulação

Uma vez determinada a espessura, a massa de aço da tubulação pode ser calculada por:

$$m_{aço,k} = \frac{\pi \left[D_k^2 - (D_k - 2e_k)^2 \right]}{4} L_k \rho_{Aço} \quad k \in DT \quad (3.34)$$

onde $m_{aço,k}$ é a massa de aço da tubulação do trecho k (kg) e o $\rho_{Aço}$ é a massa específica do aço (7 850 kg/m³) (PIESSENS, 2008).

3.6.7 Cálculo da potência das estações de compressão

Partindo do pressuposto que o processo de compressão é reversível e adiabático, logo isentrópico, é possível calcular o trabalho de eixo isentrópico. Este representa o trabalho mínimo no eixo necessário para a compressão de um gás de um estado inicial até uma dada pressão. Como o processo real (não isentrópico) é menos eficiente, demanda mais energia e, conseqüentemente, o trabalho de eixo real deve ser maior. Adicionalmente à eficiência do processo real em relação ao processo isentrópico, eficiência isentrópica, devem ser consideradas as eficiências mecânica e do acionador ou *driver*. Assim, a potência total de operação das estações de compressão, admitindo um estágio único, será calculada a partir do trabalho isentrópico, considerando as citadas eficiências:

$$\underbrace{\left(\frac{POT_{\tau,k}}{Pot. em W} \right)}_{745,7} = \frac{\gamma RT}{\eta_i \eta_m \eta_d (\gamma - 1) M_m} \left[\left(\frac{P_{\tau,n'}}{P_{\tau,n}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \underbrace{\left(\frac{q_{\tau,k} M_m 10^6}{V_{mol} 3600 24} \right)}_{Vazão em \frac{kg}{s}} \quad \begin{array}{l} k \in EC \\ \tau \in \Pi \\ n \in N_k^{out} \\ n' \in N_k^{in} \end{array} \quad (3.35)$$

onde $POT_{\tau,k}$ é a potência de operação bruta da estação de compressão k no ano τ (HP), γ é a razão entre as capacidades caloríficas a pressão e volume constantes do gás, η_i é a eficiência isentrópica, η_m é a eficiência mecânica e η_d é a eficiência do acionador ou *driver*.

Tipicamente as eficiências assumem os valores de $\eta_i = 0,8$, $\eta_m = 0,9$ e $\eta_d = 0,35$ (MENON, 2005).

Uma vez que para gases poliatômicos simples, como CO₂, SO₂, NH₃ e CH₄, em condições ideais, a razão entre as capacidades caloríficas é de, aproximadamente, 1,3 (SMITH; VAN NESS; ABBOTT, 2000), foi adotado este valor na equação (3.35).

A potência de projeto de cada estação de compressão deve ser suficiente para atender a todas as suas potências de operação ao longo de sua vida útil, assim:

$$POT_{pr_k} \geq POT_{\tau,k} \quad k \in EC \quad \tau \in \Pi \quad (3.36)$$

3.6.8 Consumo de gás combustível

A vazão de gás combustível necessária pode ser calculada a partir da entalpia de combustão:

$$\underbrace{\left(\frac{-w_{\tau,n} M_m 10^6}{V_{mol} 3600 24} \right)}_{\text{Vazão em } \frac{kg}{s}} = \sum_{k \in K_n^{out}} \frac{\overbrace{(POT_{\tau,k} 745,7)}^{\text{Pot. em W}}}{PCS} \quad n \in SUC \quad , \quad \tau \in \Pi \quad (3.37)$$

onde PCS é o poder calorífico superior do gás natural ($5,85 \times 10^7$ J/kg - média entre os limites superior e inferior para as regiões Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul) (ANP, 2008) e K_n^{out} é o subconjunto de arestas que saem do nó n , i.e., o subconjunto de arestas que tem origem no nó n .

3.6.9 Balanços de massa nos nós

O balanço de massa é dado pela equação:

$$\sum_{k \in K_n^{in}} q_{\tau,k} - \sum_{k \in K_n^{out}} q_{\tau,k} + w_{\tau,n} = 0 \quad n \in N \quad , \quad \tau \in \Pi \quad (3.38)$$

onde K_n^{in} é o subconjunto de arestas que entram no nó n , i.e., o subconjunto de arestas que terminam no nó n .

De forma complementar, considera-se que não há vazão de gás entre a rede e o meio externo através dos nós de descarga das estações de compressão ($w_{\tau,n}$, $n \in DESC$) e dos nós de interconexão ($w_{\tau,n}$, $n \in INT$). Sendo assim, foram fixadas como zero as vazões de entrada/saída de gás da rede através destes pontos:

$$w_{\tau,n} = 0 \quad n \in DESC \cup INT, \quad \tau \in \Pi \quad (3.39)$$

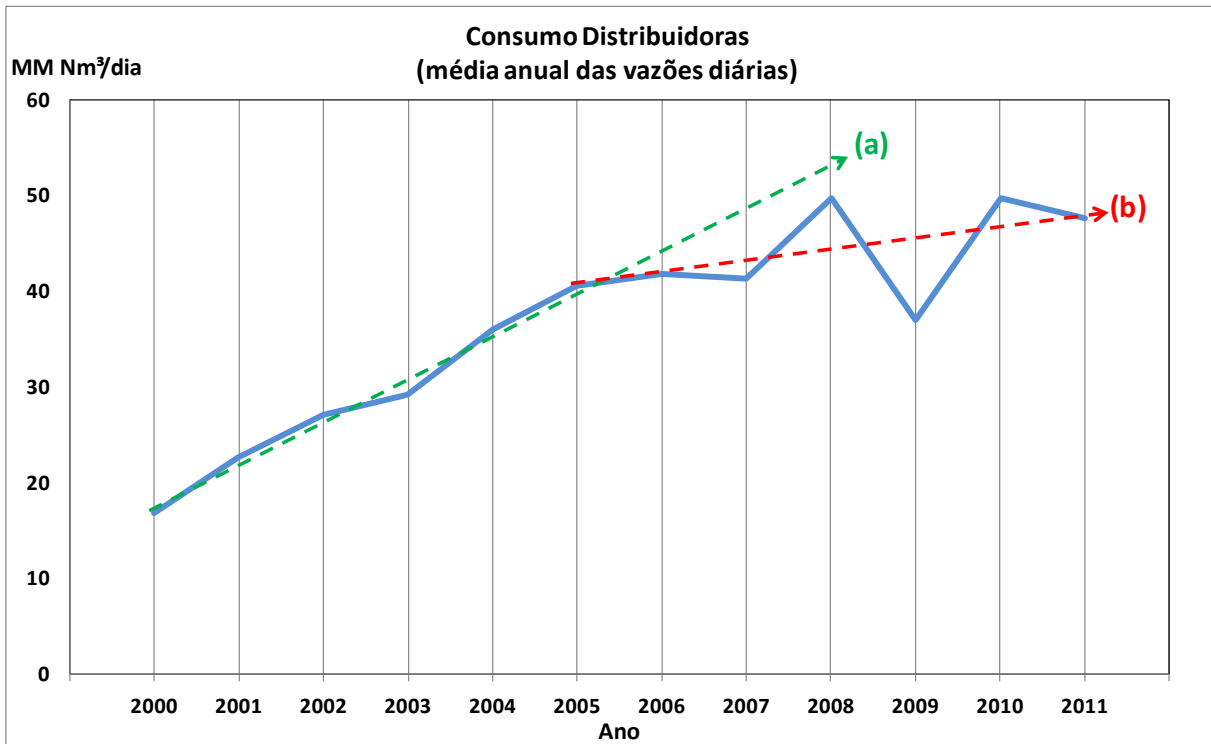
3.6.10 Demanda máxima em cada ano

A vazão diária máxima de gás que pode ser entregue para cada ano será função da demanda máxima de mercado.

Visando propor um modelo matemático capaz de descrever uma curva de crescimento de demanda de gás natural típica em novos mercados, foi tomada como base a série histórica do consumo de gás natural pelas concessionárias estaduais de gás canalizado, também chamadas de distribuidoras de gás canalizado. Desta forma, partindo do comportamento da disseminação do gás natural no Brasil, pretende-se modelar o comportamento local de uma região que será atendida pelo gasoduto a ser construído.

A seguir é apresentada a série histórica da distribuição de gás natural no Brasil, em vazão diária média, no período entre 2000 e 2011 (ABEGÁS, 2012).

Figura 7 – Série histórica da distribuição de gás natural no Brasil, em vazão diária média, entre 2000 e 2011. (a) Tendência de crescimento acentuado e (b) Tendência de crescimento moderado.



Na série histórica é possível observar um aumento acentuado no consumo entre os anos de 2000 e 2005, Figura 7 (a). Dentre as possíveis causas para o aumento acentuado no consumo neste período, destacam-se:

- O aumento da rede de gasodutos de transporte no período de 1998 a 2001, Figura 3. Com a expansão da malha dutoviária e, conseqüentemente, com o atendimento de novos mercados, o acentuado aumento pode ter sido resultado da substituição de outras formas de energia pelo gás natural;
- A política energética entre 1995 e 2005 de priorizar o desenvolvimento da indústria do gás natural, com a definição de um cronograma de aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira, com metas de 10% em 2005 e 12% em 2010 (CORDEIRO, 2005); e
- O congelamento do preço do gás natural entre o início de 2002 e final de 2004, fruto da política de massificação do gás natural.

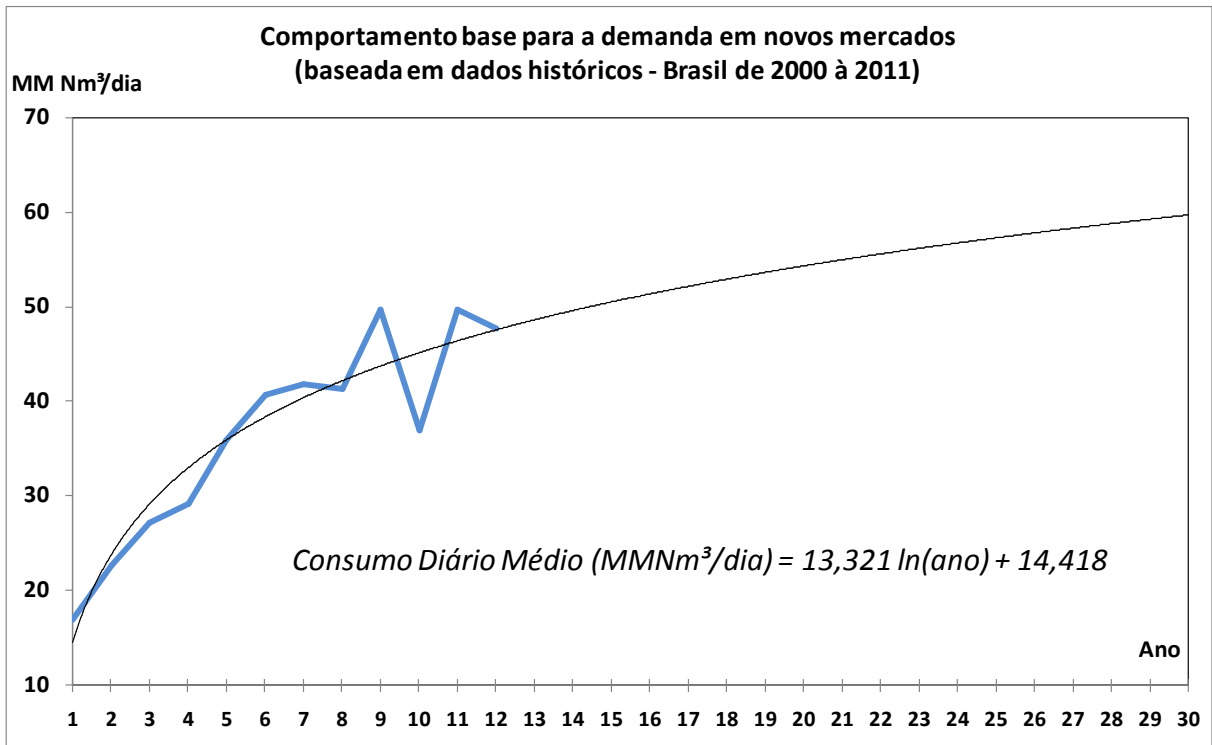
Os anos de 2008 e 2009 apresentaram variações atípicas. Segundo a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, em 2008 o consumo de gás cresceu 20,25% em relação a 2007. A matriz energética que registrava 3,7% de participação do produto em 1998, contabilizou 9,3% em 2008. Ainda segundo a Associação, o aumento expressivo em 2008 se deu em função, principalmente, do despacho térmico no ano (ABEGÁS, 2008). O ano de 2009 apresentou expressiva retração em decorrência, dentre outras causas, da crise financeira mundial que provocou a retração do mercado e, conseqüentemente, a diminuição da demanda das indústrias por gás natural. Os setores que mais impactaram nesta queda foram as indústrias e termoeletricas, que apresentaram queda no consumo de, respectivamente, 23,39% e 11,90% entre 2008 e 2009 (ABEGÁS, 2009).

A partir de 2010, após as flutuações atípicas em 2008 e 2009, observa-se que o aumento do consumo de gás natural tende a retornar à taxa de crescimento apresentada entre os anos de 2005 e 2007, Figura 7 (b). Dentre as possíveis causas da tendência do crescimento no consumo do gás natural se estabilizar em uma taxa menor, destacam-se:

- O fim do período de substituição de outras formas de energia pelo gás natural;
- A recuperação gradual do preço do gás natural entre o início de 2005 e o início de 2008;
- A nova política de preços da Petrobras a partir de 2008.

Com base nestes dados e para o presente trabalho, foi adotado como comportamento típico para a demanda de gás natural em novos mercados um aumento mais expressivo nos primeiros anos de entrada do gás natural, devido, em parte, à substituição de outras fontes de energia pelo gás natural, seguido de um crescimento estabilizado em uma taxa menor nos demais anos. A Figura 8 ilustra a base para o comportamento de demanda adotado.

Figura 8 – Comportamento base de consumo de gás natural em novos mercados para o período de 30 anos.



Tendo em vista que a curva de tendência apresentada na Figura 8 e a respectiva equação foram geradas a partir do somatório de todos os centros consumidores no Brasil, será utilizada como estimativa de demanda para cada centro a ser investigado uma fração do consumo apresentado na Figura 8.

$$w_{dem \tau, n} = a_1 \ln(\tau) + b_1 \quad \tau \in \Pi \text{ e } n \in PTE \quad (3.40)$$

onde a_1 e b_1 são, respectivamente o coeficiente angular e o coeficiente linear da equação de estimativa da demanda.

A partir do parâmetro $w_{dem \tau, n}$, determinado a partir da equação (3.41), foi imposto o limite máximo da vazão diária de gás a ser entregue para cada ano em cada ponto de entrega $n \in PTE$.

$$w_{\tau, n} \geq -w_{dem \tau, n} \quad \tau \in \Pi \text{ e } n \in PTE \quad (3.41)$$

3.6.11 Restrições de limitação das variáveis

Adicionalmente às restrições apresentadas, foram impostas, ainda, restrições aos valores que cada variável pode assumir com base nos valores usualmente adotados na construção de gasodutos, conforme apresentado na Equação (3.42):

$$x^{LB} \leq x \leq x^{UB} \quad (3.42)$$

onde x é a variável cujo valor será restringido e x^{LB} e x^{UB} são os limites inferior e superior da variável, respectivamente.

As variáveis sujeitas a esta restrição são:

Tabela 6 – Variáveis sujeitas à restrição de limitação.

Variável	Descrição
D_k	Diâmetro externo da tubulação do trecho k (m)
e_k	Espessura da tubulação do trecho k (m)
$P_{\tau,n}$	Pressão no nó n no ano τ (bar)
$w_{\tau,n}$	Vazão de gás no vértice n no ano τ (MM Nm ³ /dia)

Cada variável e seus limites inferior e superior são apresentados para cada caso estudado quando da apresentação do problema.

4 METODOLOGIA

Previamente à apresentação da metodologia utilizada, cabe destacar alguns conceitos básicos importantes à compreensão do processo de otimização multi-objetivo, os quais são discutidos no item 4.1, a seguir.

4.1 Otimização Multi-Objetivo e Ótimo de Pareto.

O processo de otimização é essencial em muitos negócios, gerenciamento e aplicações de engenharia. Na sua forma clássica, a formulação dos problemas de otimização contempla uma função objetivo única que representa o desempenho de cada solução disponível (e.g. lucro, custo, consumo de energia, etc.). Entretanto, em alguns problemas de otimização, diferentes objetivos, muitas vezes conflitantes, devem ser contemplados (NGATCHOU; ZAREI; EL-SHARKAWI, 2005). Este tipo de problema constitui uma área de investigação no campo da otimização denominada otimização multi-objetivo.

De modo geral, existem dois tipos principais de métodos de solução de problemas de otimização multi-objetivo: métodos *a priori* e métodos *a posteriori*.

4.1.1 Métodos *a priori* de solução de problemas de otimização multi-objetivo

Os métodos *a priori* envolvem, basicamente, algum nível de tomada de decisão acerca do problema antes da obtenção do seu resultado e, tradicionalmente, envolvem a conversão de todos os objetivos em uma única função objetivo, a qual será minimizada ou maximizada respeitando-se as restrições impostas ao problema. A questão principal deste tipo de abordagem é formular corretamente a função objetivo única de modo a alcançar o resultado desejado.

Segundo Ngatchou, Zarei e El-Sharkawi (2005), a conversão dos múltiplos objetivos em uma função única é, geralmente, realizada através da agregação de todos os objetivos em uma função ponderada. Entretanto, esta abordagem para a resolução de problemas de otimização multi-objetivo tem várias limitações:

- Requer um conhecimento *a priori* sobre a importância relativa de cada função objetivo;
- A função agregada leva a uma única solução;
- *Trade-offs* entre os diversos objetivos não podem ser facilmente avaliados.

4.1.2 Métodos *a posteriori* de solução de problemas de otimização multi-objetivo

Comumente, é desejável conhecer um conjunto de soluções ótimas que levem em conta os diversos objetivos conflitantes de forma simultânea e independente antes da tomada de decisão, o que no mundo dos negócios é conhecido como análise de *trade-off*. No campo da engenharia química, existem vários exemplos da necessidade de realizar uma análise de *trade-off*. Por exemplo, na área de transferência de calor o aumento da taxa de transferência de calor em um trocador casco e tubos minimizando seu custo de investimento (AMINI; BAZARGAN, 2013) ou a maximização da área de troca térmica minimizando a potência para o bombeio do fluido (FETTAKA; THIBAUT; GUPTA, 2013) são objetivos conflitantes. Na reforma a vapor para produção de gás de síntese, a maximização da conversão de metano e seletividade de CO e minimização da vazão de reciclo de CO₂ (BEHROOZSARAND; EBRAHIMI; ZAMANIYAN, 2009) é também um problema multi-objetivo conflitante.

Esses tipos de problemas multi-objetivos são mais difíceis de resolver, porque não há uma solução única, mas sim um conjunto de *trade-off* contendo as melhores soluções. Este conjunto é chamado de frente de Pareto.

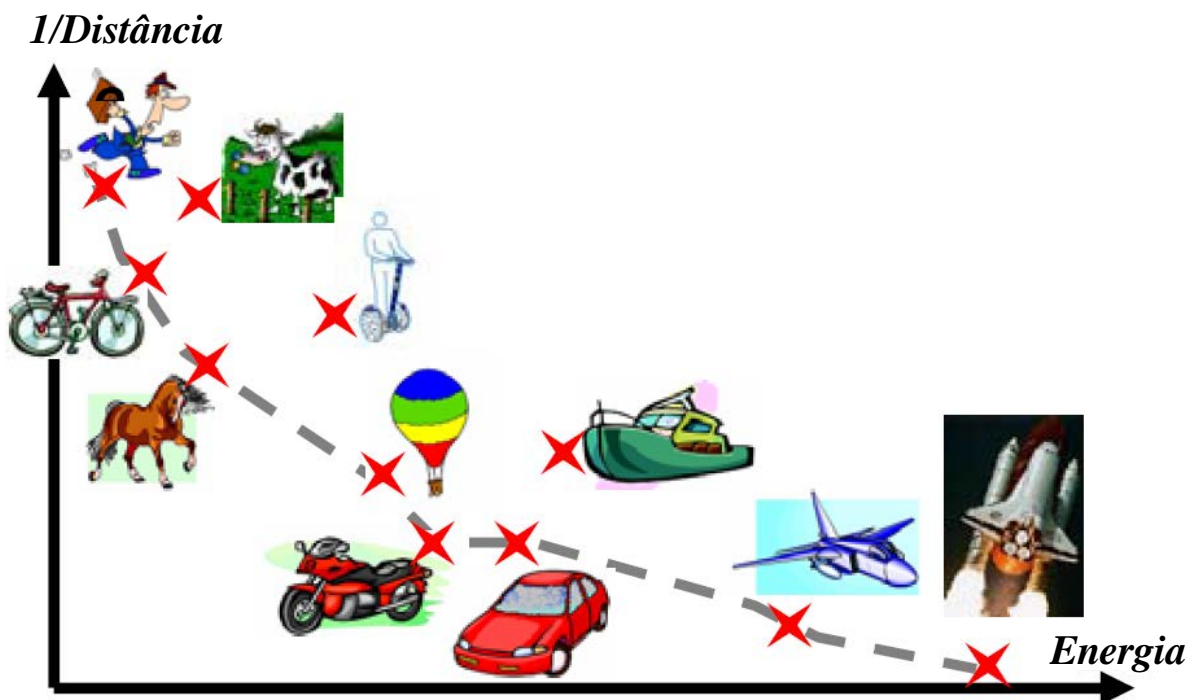
A otimização multi-objetivo é de fato considerada como o processo de tomada de decisão a partir de múltiplos critérios e consiste em determinar todas as soluções ótimas para o problema multi-objetivo. A solução preferida ou o mais desejável para o tomador de decisão é selecionada dentre todas as soluções ótimas, que compõem o conjunto de Pareto.

A obtenção de múltiplas soluções ótimas e a geração do conjunto de Pareto tem várias vantagens. O conjunto de Pareto permite ao tomador de decisão uma escolha informada frente a uma grande variedade de opções, ao contrário dos métodos *a priori* de otimização. Este aspecto é particularmente importante quando as múltiplas funções objetivo não podem ser facilmente comparáveis na mesma base, tornando o estabelecimento dos pesos da análise *a priori* uma decisão puramente arbitrária que pode implicar em resultados insatisfatórios.

Da perspectiva de um engenheiro, este recurso é útil, pois proporciona uma melhor compreensão do sistema em que todas as consequências de uma tomada de decisão em relação a todos os objetivos podem ser exploradas (NGATCHOU; ZAREI; EL-SHARKAWI, 2005).

Por exemplo, considerando o problema de determinar o modo de transporte mais eficiente, dois critérios podem ser utilizados para determinar esta eficiência, a saber: a distância percorrida em um dia e a energia utilizada no processo. Usando esse raciocínio, Ngatchou, Zarei e El-Sharkawi (2005) propuseram um gráfico ilustrativo da natureza multi-objetivo deste problema, apresentado na Figura 9. Como é possível observar, comparando um automóvel e uma motocicleta, o automóvel precisará de mais combustível do que a motocicleta, mas o automóvel pode viajar distâncias maiores, ou seja, para cada um dos objetivos, uma das soluções possui um melhor desempenho, tornando-se ambas potenciais soluções ótimas. Por outro lado, comparando-se um equino e um bovino, pode-se observar no gráfico que ambos consomem quantidades de energia equivalentes, porém o equino alcança uma distância maior, ou seja, neste caso, tomando-se por base ambos os índices de mérito, nitidamente o bovino não é uma solução ótima compatível com o equino.

Figura 9 – Exemplo comparativo de meios de transporte



Fonte: NGATCHOU; ZAREI; EL-SHARKAWI, 2005.

No campo da otimização multi-objetivo, estas ideias são formalizadas na forma de condições de otimalidade oriundas do conceito de dominância, tal como apresentado a seguir.

4.1.3 Otimidade de Pareto

Um vetor de variáveis é dito ótimo de Pareto se não houver nenhum outro vetor de variáveis que pode melhorar, pelo menos, um dos objetivos sem prejuízo a qualquer outro objetivo.

O conceito de otimalidade de Pareto pode ser formalmente definido por (MARLER; ARORA, 2004):

Seja \underline{F} o vetor de funções objetivo e F_j sua j -ésima função.

Um vetor de variáveis $\underline{x}^* \in X$ é um ótimo de Pareto se e somente se, para $\forall \underline{x} \in X$:

$$F_j(\underline{x}^*) \leq F_j(\underline{x}), \quad \forall j \text{ e}$$

$\exists j'$, tal que $F_{j'}(\underline{x}^*) < F_{j'}(\underline{x})$, para ao menos uma função.

4.1.4 Dominância de Pareto

Uma solução é dita dominante se não houver nenhuma outra solução melhor em, pelo menos, um dos objetivos sem prejuízo a qualquer outro objetivo. Em contrapartida, uma solução é dita dominada se houver ao menos uma solução distinta melhor em, pelo menos, um dos objetivos sem prejuízo a qualquer outro objetivo.

O conceito de dominância de Pareto pode ser formalmente definido por (MARLER; ARORA, 2004):

Seja \underline{F} o vetor de funções objetivo e F_j sua j -ésima função.

$\underline{F}(\underline{x}^*)$, para $\underline{x}^* \in X$, é dominante se e somente se, para $\forall \underline{x} \in X$:

$$F_j(\underline{x}^*) \leq F_j(\underline{x}), \quad \forall j \text{ e}$$

$\exists j'$, tal que $F_{j'}(\underline{x}^*) < F_{j'}(\underline{x})$, para ao menos uma função.

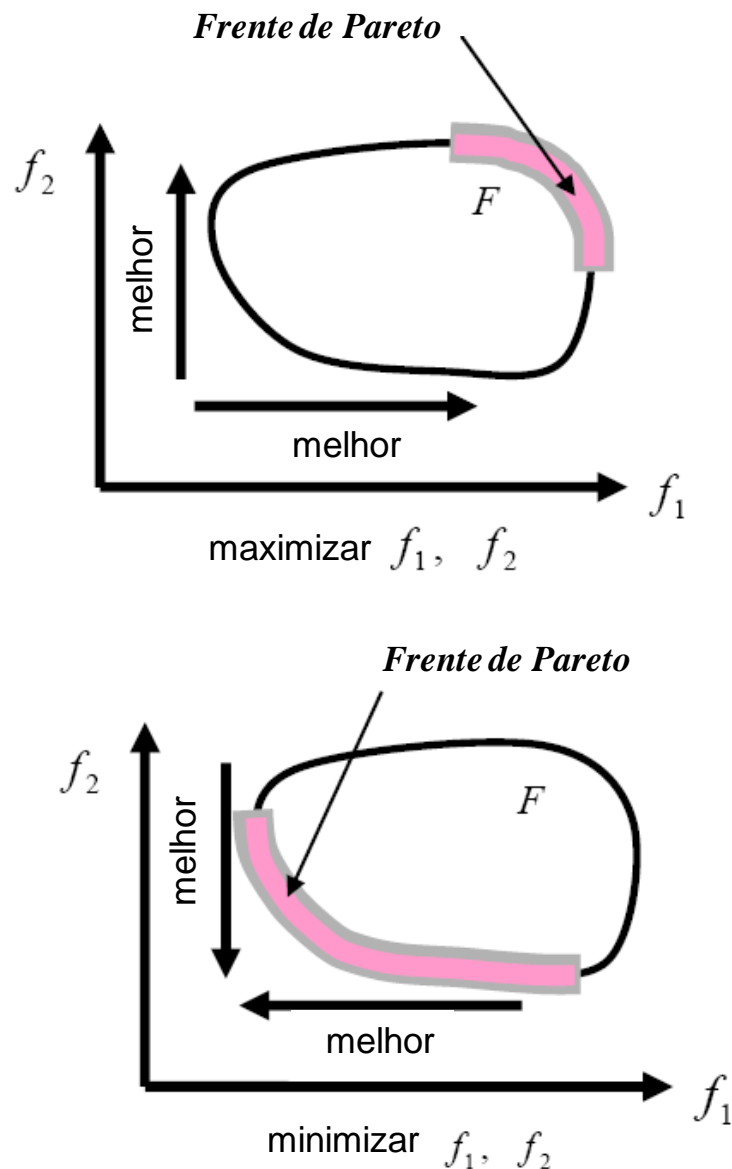
Caso contrário $\underline{F}(\underline{x}^*)$ é dito dominado.

No contexto da otimização multi-objetivo, a dominância de Pareto é usada para comparar e classificar soluções do problema: $\underline{F}(\underline{x}^*)$ domina sobre $\underline{F}(\underline{x})$, no contexto de Pareto, significa que $\underline{F}(\underline{x}^*)$ é melhor $\underline{F}(\underline{x})$, considerando todos os objetivos, e há pelo menos uma função objetivo em $\underline{F}(\underline{x}^*)$ a qual é estritamente melhor do que em $\underline{F}(\underline{x})$.

4.1.5 Conjunto ótimo de Pareto e frente de Pareto

O conjunto de todos os vetores de variáveis ótimos de Pareto é chamado conjunto ótimo de Pareto. Os vetores de solução correspondentes são ditos estar na frente de Pareto. A Figura 10 ilustra uma frente de Pareto para um problema de otimização com duas funções objetivo.

Figura 10 – Ilustração da frente de Pareto para um problema de otimização com dois objetivos



Fonte: NGATCHOU; ZAREI; EL-SHARKAWI, 2005.

Desta forma, a solução resultante de um problema de otimização multi-objetivo, utilizando uma técnica *a posteriori*, tal como empregada nesta dissertação, corresponde à identificação do conjunto de pontos que compõem a frente de Pareto. De acordo com esta dinâmica, após avaliar as diferentes soluções, o tomador de decisão fará a seleção de qual das

soluções ótimas será adotada, tendo a segurança que não existe uma outra solução com desempenho superior quando consideradas todas as funções objetivo simultaneamente.

4.2 Abordagem adotada

A abordagem adotada na presente dissertação para a identificação da frente de Pareto foi o método ε -restrito (NGATCHOU; ZAREI; EL-SHARKAWI, 2005). Através deste método, cada ponto da frente de Pareto é determinado a partir de um problema de otimização mono-objetivo acrescido de restrições de limite impostas a cada uma das outras funções objetivos presentes.

Para ilustrar a metodologia adotada, seja um problema de otimização genérico com duas funções objetivos, ambas no sentido da minimização, tal como apresentado a seguir e com região viável tal qual apresentada na Figura 11.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Mínimo} \quad f_1(\underline{x}), f_2(\underline{x}) \\ \text{Sujeito à:} \quad \underline{h}(\underline{x}) = \underline{0} \\ \quad \quad \quad \underline{g}(\underline{x}) \leq \underline{0} \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} (4.1) \\ (4.2) \\ (4.3) \end{array}$$

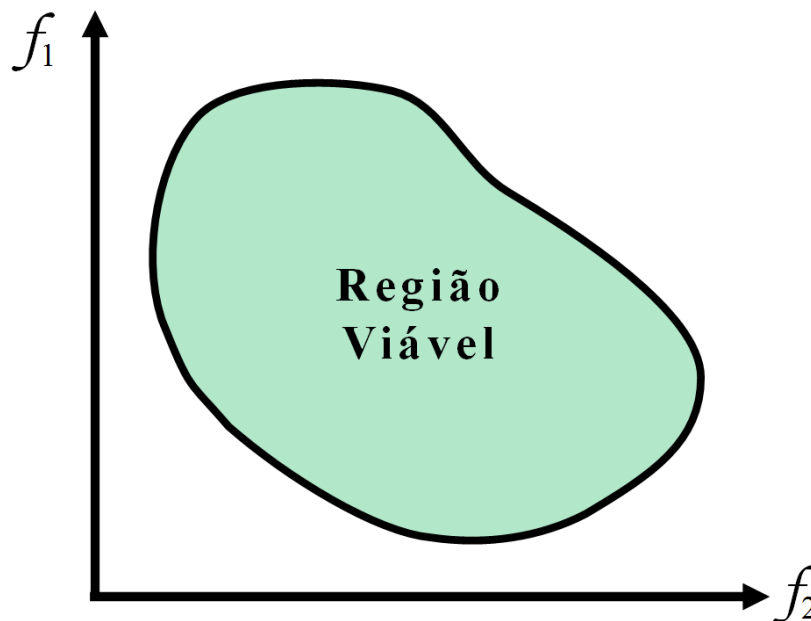


Figura 11 – Ilustração da região viável para problema de otimização genérico com dois objetivos.

A aplicação do método ε -restrito neste exemplo irá permitir determinar cada ponto da frente de Pareto a partir de um problema de otimização mono-objetivo de uma das funções acrescido de uma restrição de limite imposta à outra função. Por exemplo, tomando $f_1(\underline{x})$ como a função objetivo do problema de otimização e acrescentando uma restrição limite para representar a função $f_2(\underline{x})$, tal como apresentado a seguir:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Mínimo} \quad f_1(\underline{x}) \end{array} \right. \quad (4.4)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Sujeito a: } \underline{h}(\underline{x}) = \underline{0} \end{array} \right. \quad (4.5)$$

$$\underline{g}(\underline{x}) \leq \underline{0} \quad (4.6)$$

$$f_2(\underline{x}) \leq \varepsilon_1 \quad (4.7)$$

A partir de uma estimativa inicial, a solução do problema de otimização mono-objetivo irá determinar um ponto da frente de Pareto, conforme ilustrado na Figura 12.

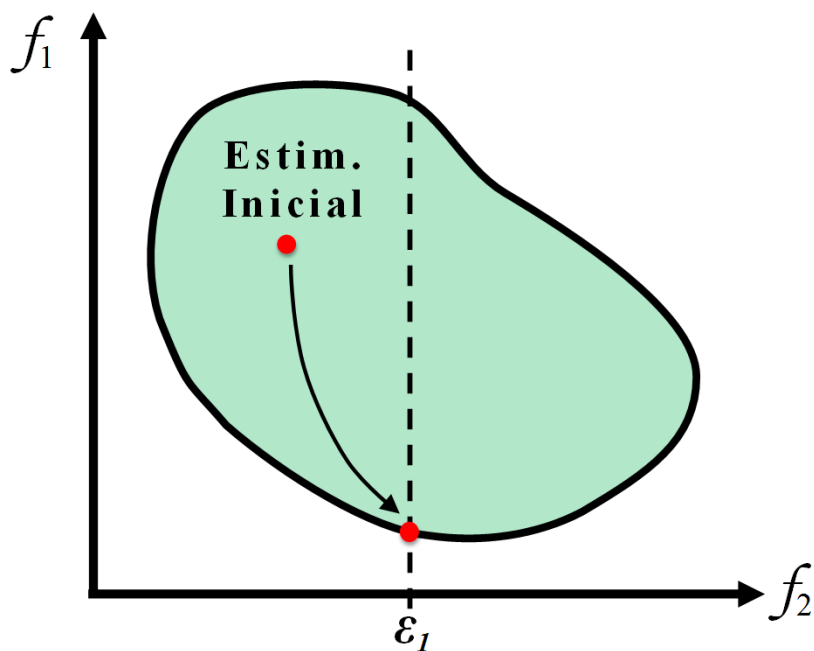


Figura 12 – Ilustração da solução do problema de otimização mono-objetivo.

A construção da frente de Pareto é, então, realizada com a solução de m problemas de otimização mono-objetivos, uma para cada valor de ε_i , conforme ilustrado na Figura 13 e equações a seguir.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Mínimo} \quad f_1(\underline{x}) \end{array} \right. \quad (4.8)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Sujeito a: } \underline{h}(\underline{x}) = \underline{0} \end{array} \right. \quad (4.9)$$

$$\underline{g}(\underline{x}) \leq \underline{0} \quad (4.10)$$

$$f_2(\underline{x}) \leq \varepsilon_i \quad i = 1, 2, 3, \dots, m \quad (4.11)$$

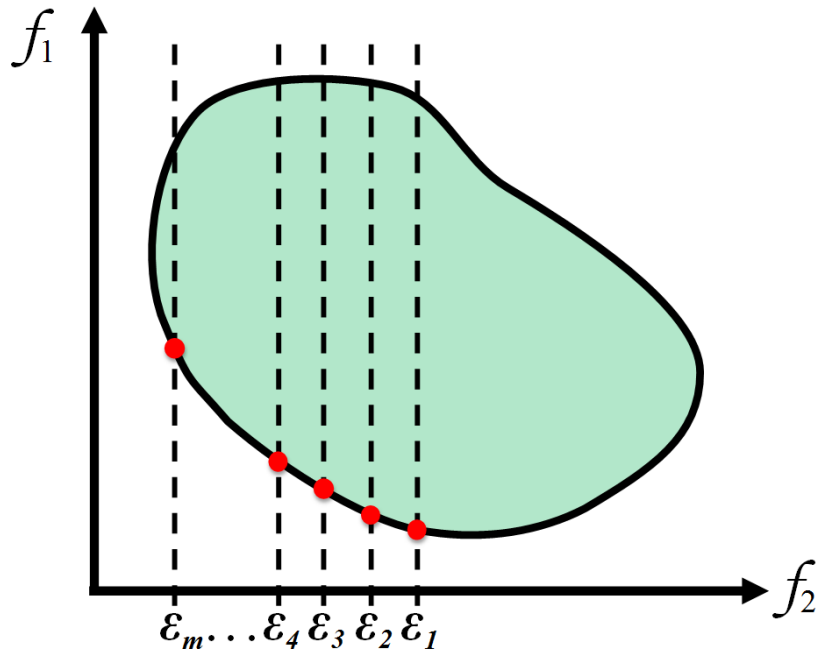


Figura 13 – Ilustração da construção da frente de Pareto.

4.3 Aplicação para o projeto ótimo de redes de transporte de gás

Tal como apresentado no capítulo anterior, a formulação foi desenvolvida considerando um traçado de gasoduto previamente definido, na qual o problema de projeto corresponde a uma otimização multi-objetivo em que se busca maximizar a quantidade de gás transportada ao longo do tempo do empreendimento e minimizar a tarifa, considerando o valor presente líquido (VPL) igual a zero, a uma taxa de retorno fixa.

No caso de uma rede formada por um ponto de entrega e um ponto de recebimento, o problema formulado resulta em:

$$\left\{ \begin{array}{ll} \text{Mínimo} & Tar \end{array} \right. \quad (3.6)$$

$$\left\{ \begin{array}{ll} \text{Máximo} & w_{tot} = - \sum_{\tau, n} w_{\tau, n} \quad n \in PTE \text{ e } \tau \in \Pi \end{array} \right. \quad (3.7)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Sujeito a:} \\ \text{Eqs. (3.8) a (3.13)} \\ \text{Eqs. (3.16) a (3.21)} \\ \text{Eqs. (3.24) a (3.42)} \end{array} \right.$$

Seguindo a lógica do método ε -restrito, a partir desse problema multi-objetivo, foi resolvida uma sequência de m problemas mono-objetivo da seguinte forma:

$$\left\{ \begin{array}{ll} \text{Mínimo} & Tar \end{array} \right. \quad (3.6)$$

$$\left\{ \begin{array}{ll} \text{Sujeito a:} & w_{tot} \geq \varepsilon_i \quad i = 1, 2, 3, \dots, m \end{array} \right. \quad (4.12)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Eqs. (3.8) a (3.13)} \\ \text{Eqs. (3.16) a (3.21)} \\ \text{Eqs. (3.24) a (3.42)} \end{array} \right.$$

Desta forma, cada otimização mono-objetivo deu origem a um par de valores ótimos de “soma das vazões de entrega” e “tarifa”, que representará um ponto de ótimo de Pareto.

4.3.1 Definição dos valores de épsilon (ε_i)

Cada valor de épsilon (ε_i) representa a soma das vazões de entrega de gás em todos os pontos de entrega e em todos os anos de vida útil da rede, que foi imposto a cada um dos m problemas mono-objetivo.

Foram considerados para épsilon valores entre 1 MM Nm³/dia e ε_m , com incrementos de 1 MM Nm³/dia, onde foi adotado para ε_m o maior valor que a soma das vazões de entrega pode assumir em razão da demanda, ou seja, é o somatório no tempo $\tau \in \Pi$ e nos vértices $n \in PTE$ das demandas máximas de gás, conforme a Equação (4.13):

$$\varepsilon_m = \sum_{\tau, n} w_{dem \tau, n} \quad n \in PTE \quad e \quad \tau \in \Pi \quad (4.13)$$

Do ponto de vista computacional, o algoritmo foi implementado no programa GAMS versão 23.9.1 e as soluções obtidas com o uso do *solver* CONOPT, cujo algoritmo é baseado no método do Gradiente Reduzido Generalizado (GRG).

As otimizações foram processadas em um computador com processador Intel Core 2 Quad modelo Q6600 de 2.40 GHz e 3GB de memória RAM. Este computador apresentou pontuação de 342 em um teste de desempenho realizado através do programa FFT-z Processor Stress Test (5GROUP & CO, 2012), que é uma ferramenta para testes de estresse de computadores Multi-CPU baseada na execução de Transformadas Rápidas de Fourier (FFT).

4.4 Procedimento de geração de estimativas Iniciais

O problema de otimização completo é composto pelas funções objetivo sujeitas às restrições descritas na seção 4.3, sendo caracterizado como um problema de programação não-linear. Problemas numéricos e de não-convergência foram evitados usando um procedimento sistemático para a geração de estimativas iniciais em dois passos, descritos a seguir.

No primeiro passo, foram geradas as estimativas iniciais das vazões volumétricas nos nós e nas arestas da rede através da solução de um problema linear que consiste no balanço de massa presente na equação (3.38), complementado pela restrição de soma mínima das entregas contida na equação (4.12).

As vazões volumétricas obtidas foram usadas para calcular a área de escoamento, através da velocidade operacional de 28 MM Nm³/(dia m²), comumente adotada para o escoamento de gás natural em dutos (BROWN et al., 1993 apud DAHOWSKI et al, 2004). A partir da área de escoamento e considerando os limites máximos de pressão, foram calculados o diâmetro, a espessura, o fator de atrito e a massa de aço da tubulação. Assim, estes parâmetros e as vazões volumétricas foram usados como estimativas iniciais para o segundo passo.

No segundo passo, foi resolvida uma simplificação do problema principal, que consistiu de uma de otimização não-linear cuja função objetivo foi a minimização dos diâmetros da tubulação, tendo em vista que estes são diretamente proporcionais ao custo de

investimento e, portanto, à tarifa. Esta otimização simplificada foi resolvida considerando somente as restrições físicas apresentadas na seção 3.6, apresentando, assim, uma convergência facilitada se comparado com o problema de otimização principal. Como resultado foram geradas todas as estimativas iniciais dos parâmetros físicos usadas no problema principal.

Vale ressaltar que a exploração de outras estimativas iniciais resultou em não-convergência do problema de otimização, o que reafirma a importância do procedimento de geração de estimativas iniciais para a realização da otimização.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A formulação do problema de otimização desenvolvida pode ser aplicada a dois tipos de problemas envolvendo redes de transmissão de gás natural, a saber: (i) redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega e (ii) redes formadas por um ponto de recebimento e múltiplos pontos de entrega.

Diante deste contexto, no presente capítulo serão apresentados resultados abordando ambos os problemas mencionados.

Em todos os problemas abordados foram adotados os seguintes conjuntos, parâmetros e limites de variáveis comum a todos os casos.

Tabela 7 – Conjuntos comuns a todos os problemas abordados.

Conjunto	Descrição	Valores
<i>II</i>	Conjunto de anos nos quais a rede irá operar	{ 1,2,3,...,30}

Tabela 8 – Parâmetros comuns a todos os problemas abordados.

Parâmetro	Descrição	Valor
<i>Dop</i>	Quantidade de dias operacionais por ano (dias/ano)	330
<i>FP</i>	Fator para produtos siderúrgicos (PIESSENS, 2008)	8
<i>Fr_D</i>	Fator de correção regional dos custos diversos (PIESSENS, 2008)	1
<i>Fr_{FS}</i>	Fator de correção regional dos custos com a faixa de servidão (PIESSENS, 2008)	1
<i>Fr_{MO}</i>	Fator de correção regional dos custos com mão-de-obra (PIESSENS, 2008)	1
<i>I</i>	Taxa anual de interesse em valor decimal (juros de remuneração)	0,09
<i>M_m</i>	Massa molar do gás (metano) (kg/mol)	0,016
<i>PCS</i>	Poder calorífico superior do gás natural (J/kg) (média entre os limites superior e inferior para as regiões Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul) (ANP, 2008)	$5,85 \times 10^7$
<i>PCS_{BTU}</i>	Poder calorífico superior do gás natural (MM BTU/MM Nm ³) (média entre os limites superior e inferior para as regiões	39 605

Parâmetro	Descrição	Valor
Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul) (ANP, 2008)		
Tabela 8 – Parâmetros comuns a todos os problemas abordados. (Continuação)		
Parâmetro	Descrição	Valor
$Pr_{aço}$	Preço do aço (US\$ ₂₀₁₀ /kg) (STEEL ON THE NET, 2012 apud KNOOPE; RAMÍREZ; FAAIJ, 2013)	0,8933
Pr_{GN}	Preço do gás natural na entrada da rede (US\$ ₂₀₁₀ /MM BTU) (EIA, 2013a)	4,24
R	Constante universal dos gases (J/mol K) (SMITH; VAN NESS; ABBOTT, 2000)	8,314
S_{LE}	Tensão máxima admissível do material da tubulação (bar) (PIESSENS, 2008)	2 460
T	Temperatura do gás (K)	298
V_{mol}	Volume molar do gás (m ³ /mol) nas CNTP (273,15 K e 101 325 Pa) (SMITH; VAN NESS; ABBOTT, 2000)	0,0224
$\rho_{Aço}$	Massa específica do aço (kg/m ³) (PIESSENS, 2008)	7 850
ε	Rugosidade absoluta da tubulação (m)	46 x 10 ⁻⁶
η_d	Eficiência do motor que aciona o compressor (MENON, 2005)	0,35
η_i	Eficiência isentrópica de compressão (MENON, 2005)	0,8
η_m	Eficiência mecânica do compressor (MENON, 2005)	0,9
Γ	Razão entre as capacidades caloríficas Cp/Cv (SMITH; VAN NESS; ABBOTT, 2000)	1,3
Z	Coefficiente de segurança do projeto da tubulação (MENON, 2005)	0,6
Z	Fator de compressibilidade do gás a 298 K e 100 bar	0,82

Tabela 9 – Limites de variáveis comuns a todos os problemas abordados.

Variável	Descrição	Limite inferior	Limite superior
D_k	Diâmetro interno da tubulação do trecho k (m)	0,05 (1 in)	0,6 (24 in)

Variável	Descrição	Limite inferior	Limite superior
e_k	Espessura da tubulação do trecho k (m)	0	0,024
$P_{\tau,n}$	Pressão no nó n no ano, τ para $n \in (N - PTR)$ (bar) (critério de projeto)	35	100

Tabela 9 – Limites de variáveis comuns a todos os problemas abordados. (Continuação)

Variável	Descrição	Limite inferior	Limite superior
$P_{\tau,n}$	Pressão no nó n no ano τ , para $n \in PTR$ (bar) (critério de recebimento do gás na rede)	35	100
$w_{\tau,n}$	Vazão de gás no vértice n no ano τ , para $n \in PTE$ (MM Nm ³ /dia)	$-W_{dem \tau,n}$	0
$w_{\tau,n}$	Vazão de gás no vértice n no ano τ , para $n \in PTR$ (MM Nm ³ /dia)	0	-----
$w_{\tau,n}$	Vazão de gás no vértice n no ano τ , para $n \in SUC$ (MM Nm ³ /dia)	-----	0

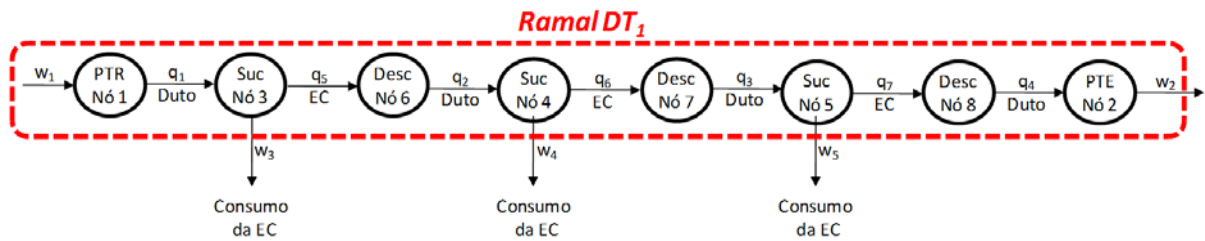
Cabe destacar que a imposição do limite da vazão de saída de gás da rede nos nós de pontos de entrega, como já citado no Item 3.6.10, foi fixado em função da limitação desta vazão à demanda máxima de mercado. Por fim, foram impostos 0,05 m como limite inferior do diâmetro e 0,024 m como limite superior da espessura de modo a evitar que o diâmetro interno e, conseqüentemente, a área de escoamento assumissem valores negativos.

5.1 Redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega

5.1.1 Apresentação do problema base

Os resultados relativos ao problema de redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega foram baseados em um gasoduto típico com potencialmente três estações de compressão ao longo da linha, tal qual apresentado a seguir:

Figura 14 – Digrafo da rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega



Especificamente para este problema foram adotados os seguintes conjuntos e parâmetros apresentados na Tabela 10 e na Tabela 11.

Tabela 10 – Conjuntos específicos para a rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.

Conjunto	Descrição	Valores
N	Conjunto de todos os vértices/nós	{1,2,3,...,8}
PTR	Subconjunto de nós que representam pontos de recebimento	{1}
PTE	Subconjunto de nós que representam pontos de entrega	{2}
INT	Subconjunto de nós que representam interconexões	{ }
SUC	Subconjunto de nós que representam as sucções das estações de compressão	{3,4,5}
$DESC$	Subconjunto de nós que representam as descargas das estações de compressão	{6,7,8}
K	Conjunto de todas as arestas/correntes	{1,2,3,...,7}
DT	Subconjunto de arestas que representam trechos de tubulação	{1,2,3,4}
J	Conjunto de todos os ramais	{1}
DT_1	Subconjunto de arestas que representam trechos do ramal 1	{1,2,3,4}

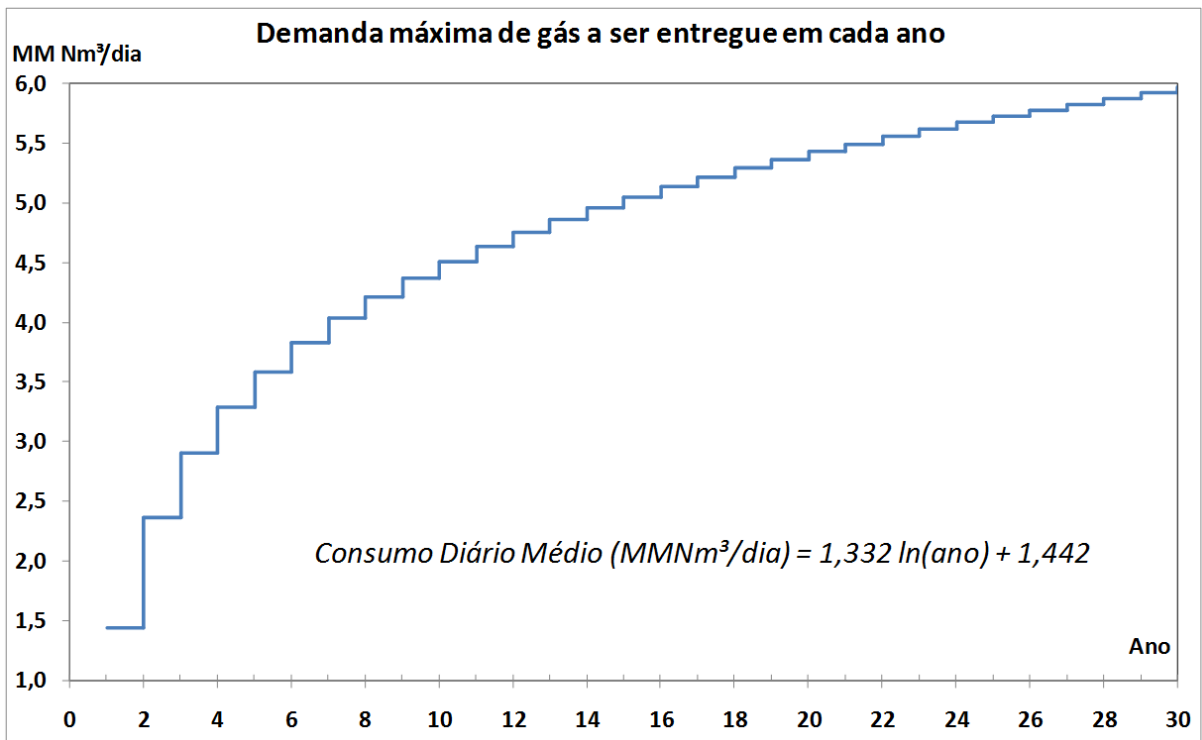
<i>EC</i>	Subconjunto de arestas que representam as estações de compressão	{5,6,7}
-----------	--	---------

Tabela 11 – Parâmetros específicos para a rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.

Parâmetro	Descrição	Valor
Lt_1	Comprimento total do ramal 1 (km)	500
$w_{dem \tau, 2}$	Demanda máxima de gás que pode ser entregue no ponto de entrega $n = 2$ em cada ano τ (MM Nm ³ /dia)	$1,332 \ln(\tau) + 1,442$

Tendo em vista que foi considerada a demanda máxima de gás que pode ser fornecida no ponto de entrega como constante ao longo de cada ano e variando de um ano para outro, a Figura 15 ilustra a curva de demanda máxima para o problema abordado, estimada como sendo uma fração de 10 % da curva de consumo apresentada na Figura 8, uma vez que esta representa o somatório de todos os centros consumidores no Brasil.

Figura 15 – Demanda máxima de gás no ponto de entrega $n = 2$ em cada ano, considerada para o problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.

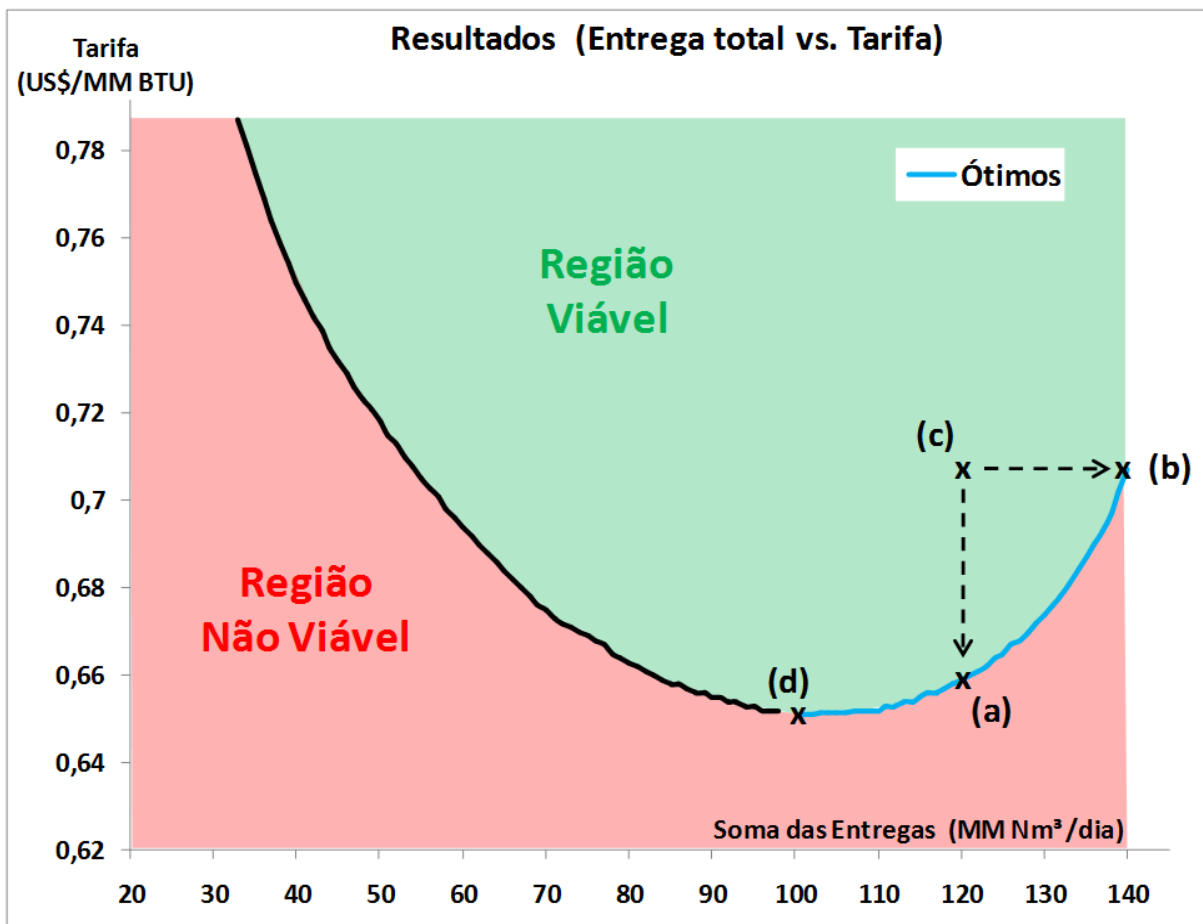


Para a resolução do problema, foi utilizado para ε_m do método ε -restrito o maior valor que a soma das vazões de entrega pode assumir em razão da demanda, ou seja, 142 MM Nm³/dia para o presente problema.

5.1.2 Comportamento da solução

A solução do problema de otimização do projeto da rede de transporte de gás natural formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega, apresentada na Figura 14, é ilustrada na Figura 16, a seguir:

Figura 16 – Frente de Pareto resultado da otimização de projeto do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.



No gráfico apresentado na Figura 16, a área verde representa a região viável do problema, ou seja, representa o conjunto de soluções, ótimas ou não, que respeita as restrições impostas ao problema, e a região vermelha representa a região não viável, ou seja, a região

onde não há solução possível que respeite todas as restrições do problema. A curva de ótimos, em azul, representa o conjunto de soluções que formam a frente de Pareto e cujas variáveis correspondentes representam os pontos ótimos de Pareto. A curva preta representa o limite entre as regiões viável e não viável.

Ainda neste gráfico, é possível observar que quaisquer soluções da região viável não coincidentes com a frente de Pareto são soluções não ótimas e, portanto, dominadas por, pelo menos, uma solução integrante da frente de Pareto. Por exemplo, o ponto (c) apesar de viável não representa uma solução ótima do problema, uma vez que é possível transportar uma quantidade superior de gás à mesma tarifa, solução esta representada pelo ponto (b). Analogamente, a solução representada pelo ponto (a) domina sobre a representada pelo ponto (c), uma vez que é uma solução na qual é transportada a mesma quantidade de gás a uma tarifa inferior.

Em contrapartida, a comparação entre os pontos (a) e (b) mostra que ambos são dominantes e que um não é dominado pelo outro, ou seja, o ponto (a) representa uma solução com menor tarifa que o ponto (b), porém transporta menos gás, e o ponto (b) transporta uma maior quantidade de gás, porém a uma tarifa maior.

Na Tabela 12 e na Tabela 13 são apresentadas, resumidamente, algumas soluções do problema de otimização da rede apresentada na Figura 14, que representam a frente de Pareto ilustrada na Figura 16, acompanhadas das respectivas variáveis de projeto principais relativas aos pontos ótimos de Pareto do problema. Adicionalmente, a Figura 17 ilustra como variam as duas principais variáveis de projeto, diâmetro e potência das estações de compressão, em função da entrega de gás, também referentes às soluções do problema de otimização da rede.

Tabela 12 – Principais variáveis de projeto resultado da otimização do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.

Soma das Entregas ($\frac{\text{MM Nm}^3}{\text{dia}}$)	Trecho 1		Trecho 2		Trecho 3		Trecho 4		D (m)	Tarifa ($\frac{\text{US\$}}{\text{MM BTU}}$)
	<i>L</i> (km)	<i>e</i> (mm)	<i>L</i> (km)	<i>e</i> (mm)	<i>L</i> (km)	<i>e</i> (mm)	<i>L</i> (km)	<i>e</i> (mm)		
100	156,9	8,8	114,9	7,9	114,2	7,8	113,9	7,8	0,471	0,651
110	157,1	9,2	116,1	8,2	113,9	8,2	112,9	8,1	0,491	0,653
120	157,8	9,6	114,9	8,5	114,3	8,5	113,0	8,5	0,509	0,660
130	158,7	10,0	115,0	8,9	114,0	8,9	112,2	8,8	0,529	0,676
140	160,1	10,5	114,7	9,4	113,9	9,4	111,3	9,4	0,553	0,713

Analisando os dados apresentados, é possível observar o aumento da entrega de gás acarreta no aumento do diâmetro e espessura dos dutos. O aumento no diâmetro deve-se à necessidade de escoar mais gás nos dutos para atender o aumento da entrega. O aumento da espessura deve-se ao aumento do diâmetro, uma vez que são diretamente proporcionais entre si de acordo com a equação (3.33) (equação de Barlow).

A imposição da entrega de uma quantidade maior de gás ao longo de toda vida útil do duto implica em maiores vazões transportadas nos últimos anos, determinando, assim, a necessidade de dutos de maior capacidade. Porém, em função do caráter crescente da curva de demanda, essa capacidade ampliada permanece ociosa durante grande parte do tempo de vida útil da rede. Como consequência torna-se necessária uma tarifa mais elevada para garantir o equilíbrio econômico do empreendimento ($VPL=0$).

Com relação ao posicionamento das estações de compressão, dado pelo comprimento de cada trecho, pode-se considerar que não há alteração em função das entregas de gás, uma vez que a variação é pouco significativa.

Observa-se, ainda, que a tarifa de transporte sofre pouca influência com o aumento da soma das entregas na faixa entre 100 e 120 MM Nm³/dia. Por exemplo, comparando as soluções com soma de entregas de 100 MM Nm³/dia, representado na Figura 16 pelo ponto (d), e de 120 MM Nm³/dia, representado na Figura 16 pelo ponto (a), pode-se observar que um aumento de 20% na entrega, acarreta um aumento de apenas 1,4% na tarifa de transporte. Em contrapartida, comparando as soluções com soma de entregas de 120 MM Nm³/dia e de 140 MM Nm³/dia, representado na Figura 16 pelo ponto (b), observa-se que para um aumento de 16,7% na entrega ocorre um aumento de tarifa bem mais significativo de 8%. Nota-se, portanto, que um acréscimo de 20 MM Nm³/dia na soma das entregas partindo do ponto (a) gera um aumento na tarifa aproximadamente seis vezes maior do que o aumento gerado pelo mesmo acréscimo partindo do ponto (d). Estas diferenças indicam que a avaliação criteriosa do perfil da frente de Pareto pode ser uma ferramenta importante no processo de tomada de decisões pelo órgão regulador para identificação do melhor balanço entre um maior atendimento à população e a necessária tarifação a ser cobrada.

Figura 17 – Evolução dos projetos referentes à frente de Pareto resultado da otimização de projeto do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.

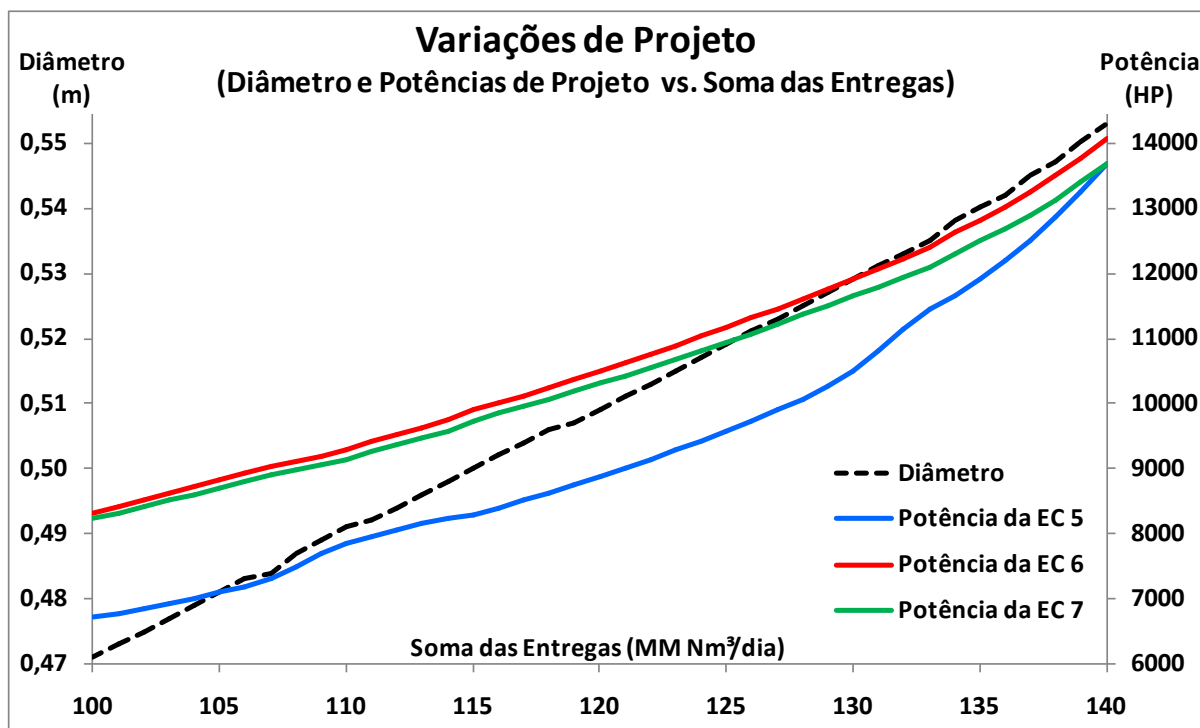


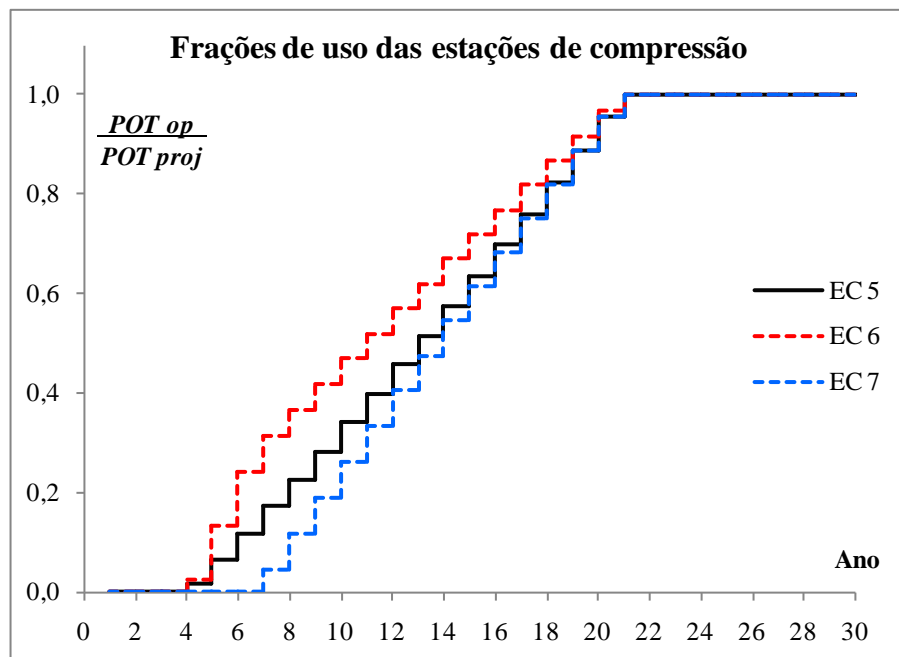
Tabela 13 – Potências de projeto das estações de compressão resultado da otimização do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.

Soma das Entregas ($\frac{\text{MM Nm}^3}{\text{dia}}$)	Potência de projeto (HP)		
	Estação de compressão 5	Estação de compressão 6	Estação de compressão 7
100	6 713	8 324	8 228
110	7 859	9 293	9 147
120	8 877	10 495	10 306
130	10 485	11 913	11 648
140	13 682	14 064	13 675

Na Tabela 13 e na Figura 17 é possível observar que o aumento da entrega de gás leva ao aumento dos diâmetros e das potências de projeto das estações de compressão. Em contrapartida, estas estações de compressão não são plenamente utilizadas ao longo de toda a vida útil do duto, ou seja, nos primeiros anos de operação da rede, quando a demanda é relativamente baixa, é necessária somente uma fração da potência de projeto das estações de compressão. Para ilustrar tal comportamento, as potências de operação ao longo dos 30 anos

de vida útil da rede para a soma das entregas de 140 MM Nm³/dia foram traçadas em um gráfico, apresentado na Figura 18, na forma da fração da potência de projeto utilizada.

Figura 18 – Frações de uso das estações de compressão para a soma das entregas de 140 MM Nm³/dia, resultado da otimização do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.



Na Figura 18 é possível observar que as estações de compressão 5 e 6 somente são necessárias a partir do quarto ano de operação da rede e a estação 7 apenas a partir do sétimo ano. Nos anos anteriores ao acionamento das estações de compressão o gás é transportado baseado apenas na pressão inicial do ponto de recebimento. Embora o modelo desenvolvido no presente trabalho não preveja a possibilidade da construção das estações de compressão ser postergada para depois do início de suas operações, esta possibilidade poderia ser incluída. Entretanto, seria necessário o uso de variáveis discretas, aumentando assim a complexidade do problema.

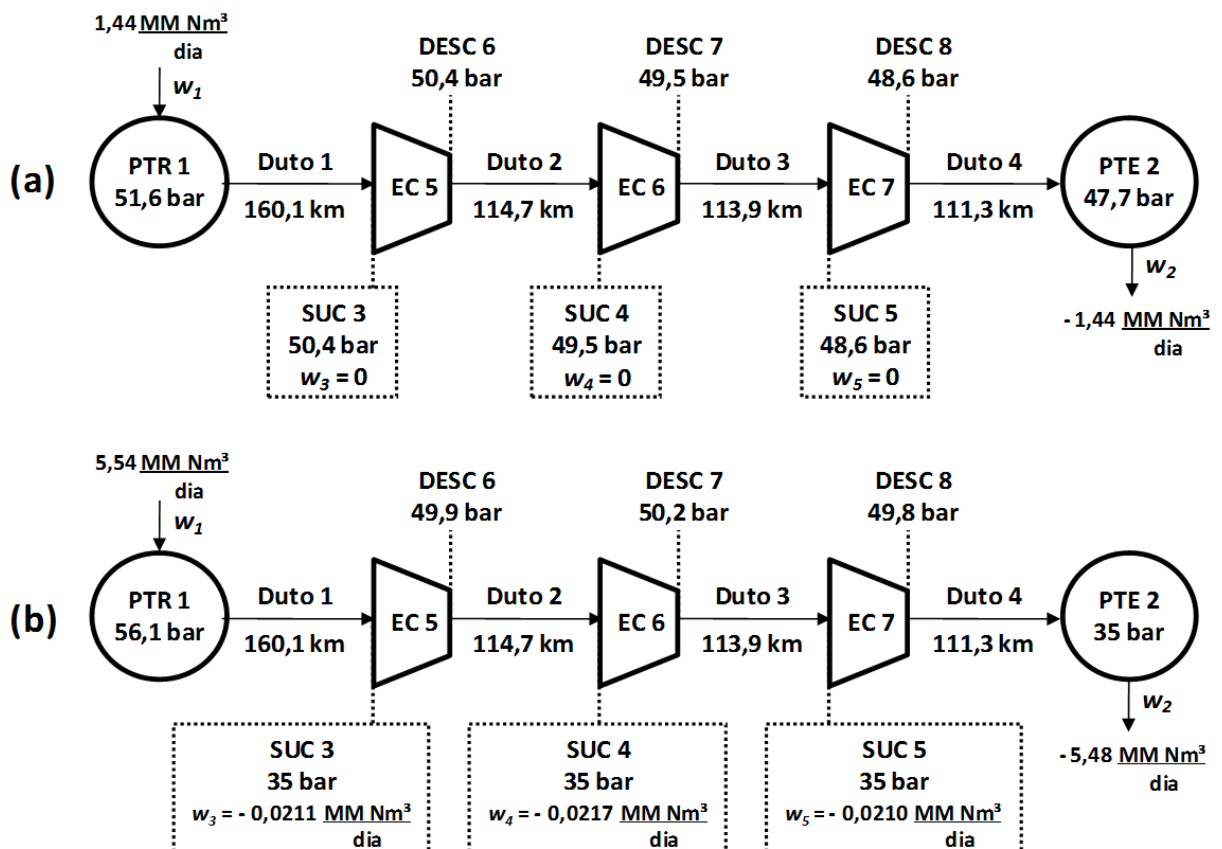
Analisando o restante do perfil verifica-se um aumento gradativo da utilização das estações de compressão ao longo do tempo, alcançando aproximadamente 50% no décimo ano e atingindo potência total apenas a partir do vigésimo ano.

Com relação às condições operacionais, segundo Mohitpour, Golshan e Murray (2003), a queda de pressão ideal por unidade de comprimento do duto é um fator importante usado para projetar o sistema mais economicamente eficiente. Segundo os autores, estudos realizados pelo departamento de projeto de gasodutos da TransCanada Pipelines concluíram

que uma queda de pressão de 15 a 25 kPa/km (ou 0,15 a 0,25 bar/km) é o ideal. Isso significa que, quando o projeto final do gasoduto estiver completo, a queda de pressão em todos os seus trechos deve estar dentro desta faixa. Quedas de pressão acima da faixa resultam em custos operacionais mais elevados. Em contrapartida, quedas de pressão abaixo da faixa recomendada indicam que houve superdimensionamento das instalações que compõem o gasoduto.

Com o objetivo de avaliar a consistência das condições operacionais encontradas como solução frente à faixa de queda de pressão recomendada, a Figura 19 apresenta um diagrama da rede contendo os valores de pressão em cada vértice no primeiro e no trigésimo ano de operação e o comprimento de cada trecho considerando a soma das entregas de 140 MM Nm³/dia.

Figura 19 – Condições operacionais considerando a soma das entregas de 140 MM Nm³/dia, resultado da otimização do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega. (a) 1º ano de operação (b) 30º ano de operação.



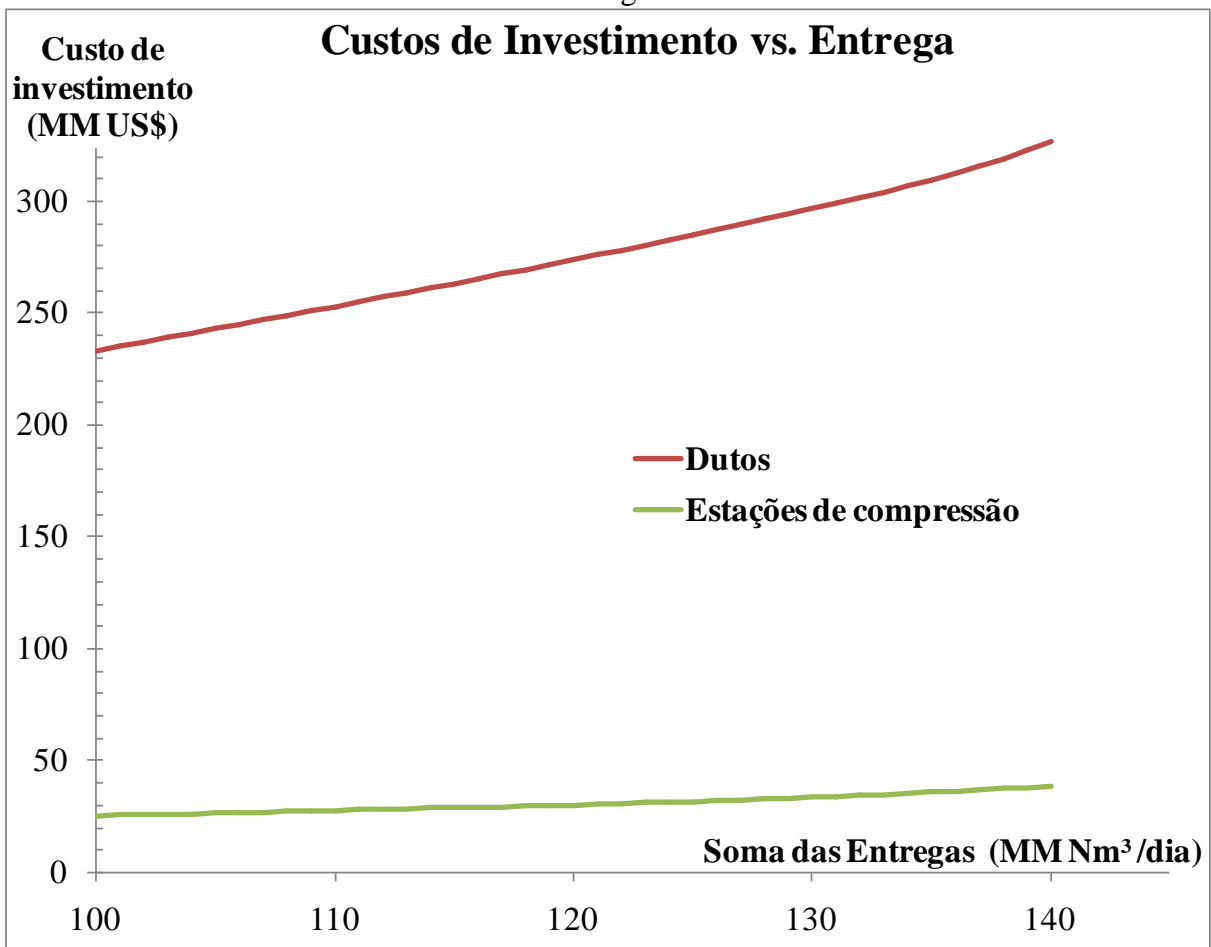
Na Figura 19, é possível observar que a queda de pressão média no 30º ano foi de 13,2 kPa/km no trecho 1, 13,0 kPa/km no trecho 2 e 13,3 kPa/km nos trechos 3 e 4, ou seja, as condições operacionais no 30º ano de operação obtidas como solução estão próximas à faixa

usualmente praticada na engenharia de dutos, tendo em vista que as quedas de pressão estão próximas ao limite inferior da faixa recomendada. Destaca-se que, as condições operacionais obtidas estão diretamente ligadas ao balanço entre custos de investimento e custos operacionais, ou seja, baixos preços associados à instalação e construção do duto (e.g. custo do aço) e altos preços dos insumos energéticos associados à compressão (e.g. preço do gás na cabeça do poço e tarifa de energia elétrica) levam a menores quedas de pressão.

Em contrapartida, no 1º ano a queda de pressão média foi de 0,7 kPa/km no trecho 1 e 0,8 kPa/km nos trechos 2, 3 e 4, indicando que neste ano há uma grande ociosidade na rede. Outro fato que reforça esta ociosidade é o de nenhuma estação de compressão é utilizada no 1º ano de operação, conforme já demonstrado na Figura 18, e, ainda assim, a restrição de pressão mínima de 35 bar não é ativada em nenhum vértice.

Adicionalmente aos resultados apresentados, na Figura 20 são apresentados os custos de investimento em função da quantidade de gás a ser entregue.

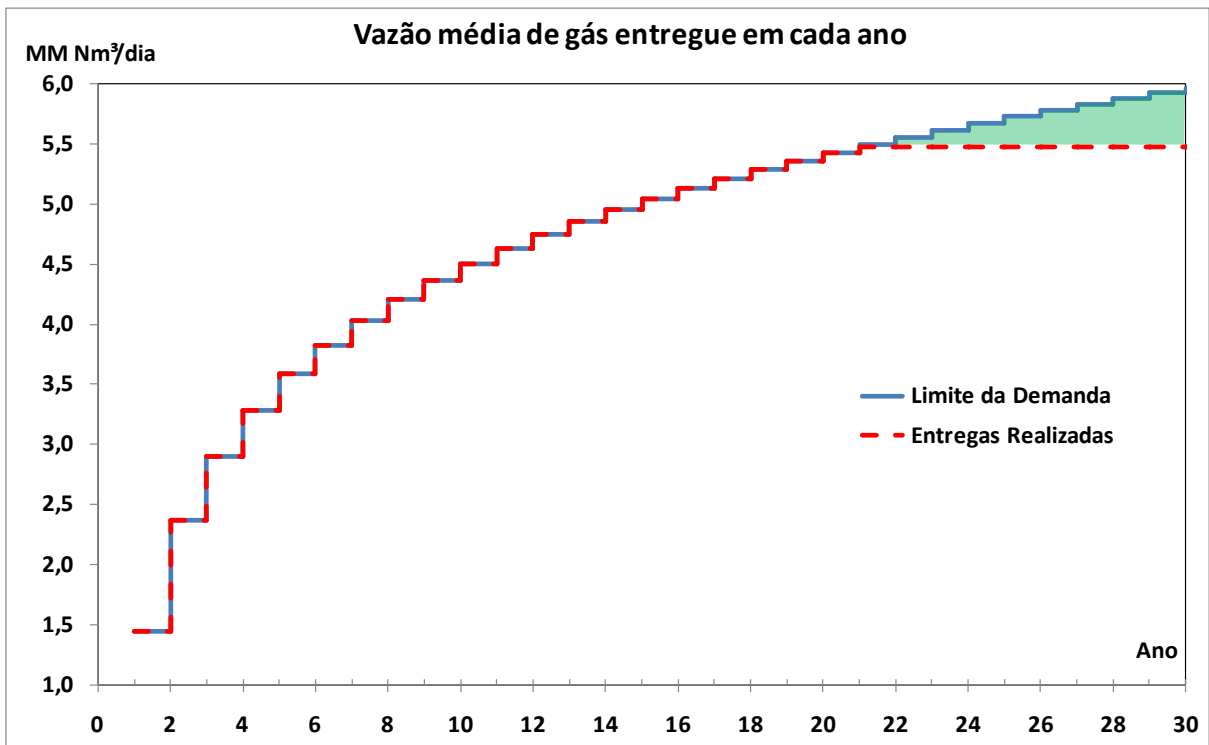
Figura 20 – Custos de investimento em função da quantidade de gás entregue, resultado da otimização do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.



Como era de se esperar, os custos de investimento aumentam com o aumento da quantidade de gás a ser entregue. Este comportamento é condizente com a natureza do problema, uma vez que para aumentar a entrega de gás é necessária a construção de uma rede com dimensões maiores, especialmente no que tange o diâmetro dos trechos e as potências das estações de compressão, levando, assim, a custos de investimento maiores.

Por fim, na Figura 21 são apresentadas as entregas a serem realizadas ao longo de toda a vida útil da rede considerando a soma das entregas de 140 MM Nm³/dia:

Figura 21 – Quantidade anual de gás entregue para a soma das entregas de 140 MM Nm³/dia, resultado da otimização do problema base, rede formada por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.



Pode-se observar que a partir do 22º ano de operação a vazão de gás entregue passa a ser constante. Isto se deve ao fato de que foi imposta uma soma de entregas de 140 MM Nm³/dia, inferior à máxima permitida pela demanda, que é representada pelo parâmetro ε_m , cujo valor para o caso apresentado é de, aproximadamente, 142,7 MM Nm³/dia. Sendo assim, a diferença entre a soma das entregas considerada e o valor máximo que a mesma pode assumir em função da limitação da demanda é de 2,7 MM Nm³/dia, representada pela área verde no gráfico.

É importante observar que há um atendimento total da demanda nos primeiros anos, uma vez que a redução da vazão média nos primeiros anos, para um mesmo valor de soma das entregas, envolveria um aumento da vazão média nos últimos anos, acarretando em um aumento da capacidade do duto e, portanto, do seu custo de investimento, aumentando, assim a tarifa de transporte. Outro fator que leva a este comportamento é o fato de que quanto mais breve forem recebidas as receitas com o transporte, maior será seu valor econômico, levando à diminuição da tarifa.

Por fim, a otimização multi-objetivo de projeto do problema base consistiu, através do método ϵ -restrito, na resolução de 140 problemas de otimização mono-objetivo, cada um com 890 restrições individuais e 928 variáveis individuais. O tempo de processamento da rotina de otimização foi de, aproximadamente, 52 segundos. Tempo significativamente baixo e que viabiliza a realização de diversas otimizações, caso seja necessário a investigação de casos com parâmetros distintos.

5.1.3 Análise das variações do caso base

Visando investigar o impacto dos parâmetros do problema na natureza da solução, uma série de perturbações foram realizadas no problema original, apresentado na seção 5.1.1

5.1.3.1 Variação no comprimento da rede

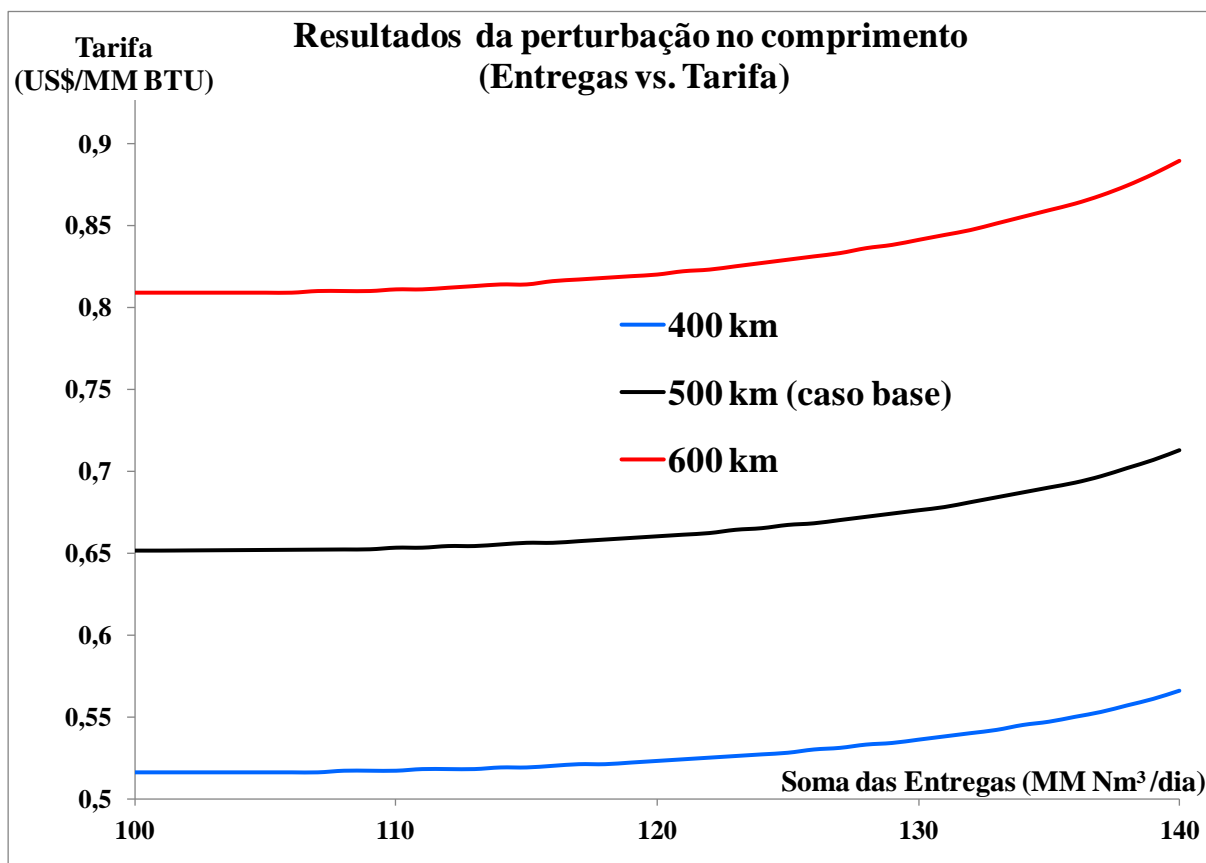
Para a análise do impacto do comprimento na solução do problema, foram resolvidos dois problemas com parâmetros e restrições iguais às do problema base, porém aplicando uma perturbação no comprimento total da rede, conforme a Tabela 14.

Tabela 14 – Parâmetros do problema base e dos problemas usados para análise do impacto do comprimento em redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.

Caso	Parâmetro	Descrição	Valor
Base	Lt_1	Comprimento total do ramal 1 (km)	500
Aumento do comprimento	Lt_1	Comprimento total do ramal 1 (km)	600
Redução do comprimento	Lt_1	Comprimento total do ramal 1 (km)	400

Os resultados dos problemas de otimização usados para análise do impacto do comprimento na tarifa de transporte da rede são ilustrados na Figura 22, a seguir:

Figura 22 – Frentes de Pareto resultado das otimizações de projeto do problema base e dos problemas usados para análise do impacto do comprimento em redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega



No gráfico apresentado na Figura 22, é possível observar que quanto maior a distância percorrida pelo gás transportado, maior será a tarifa. Este comportamento é condizente com o padrão esperado para o serviço de transporte, uma vez que quanto maior a distância a ser percorrida pelo gás, maiores serão os custos de investimento (em função do aumento da quantidade de tubulação a ser empregada e do diâmetro e potências de compressão requeridos) e maior serão os custos operacionais (em função do aumento do consumo de gás natural como combustível em consequência do aumento da potência das estações de compressão).

Na Tabela 15 são apresentadas as variáveis de projeto principais que representam o ponto ótimo de Pareto para soma das entregas de 120 MM Nm³/dia, do problema base e dos problemas usados para análise do impacto do comprimento.

Tabela 15 – Principais variáveis de projeto para soma das entregas de 120 MM Nm³/dia resultado das otimizações do problema base e dos problemas usados para análise do impacto do comprimento em redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.

Variável	Comprimento da rede		
	400 km	500 km (caso base)	600 km
L ₁ (km)	0,0	157,8	184,7
L ₂ (km)	162,3	114,9	138,6
L ₃ (km)	120,0	114,3	138,9
L ₄ (km)	117,7	113,0	137,8
D (m)	0,502	0,509	0,518
POT _{pr.5} (HP)	0	8 877	11 504
POT _{pr.6} (HP)	9 279	10 495	11 400
POT _{pr.7} (HP)	11 261	10 306	11 217

Conforme exposto anteriormente, é possível verificar na Tabela 15 que o aumento da distância a ser percorrida pelo gás leva a aumentos nas principais variáveis de projeto, tais como diâmetro e potências das estações de compressão. Verifica-se, ainda, que para comprimentos menores a solução pode levar a configurações onde são necessárias menos estações de compressão, como no caso com comprimento da rede de 400 km.

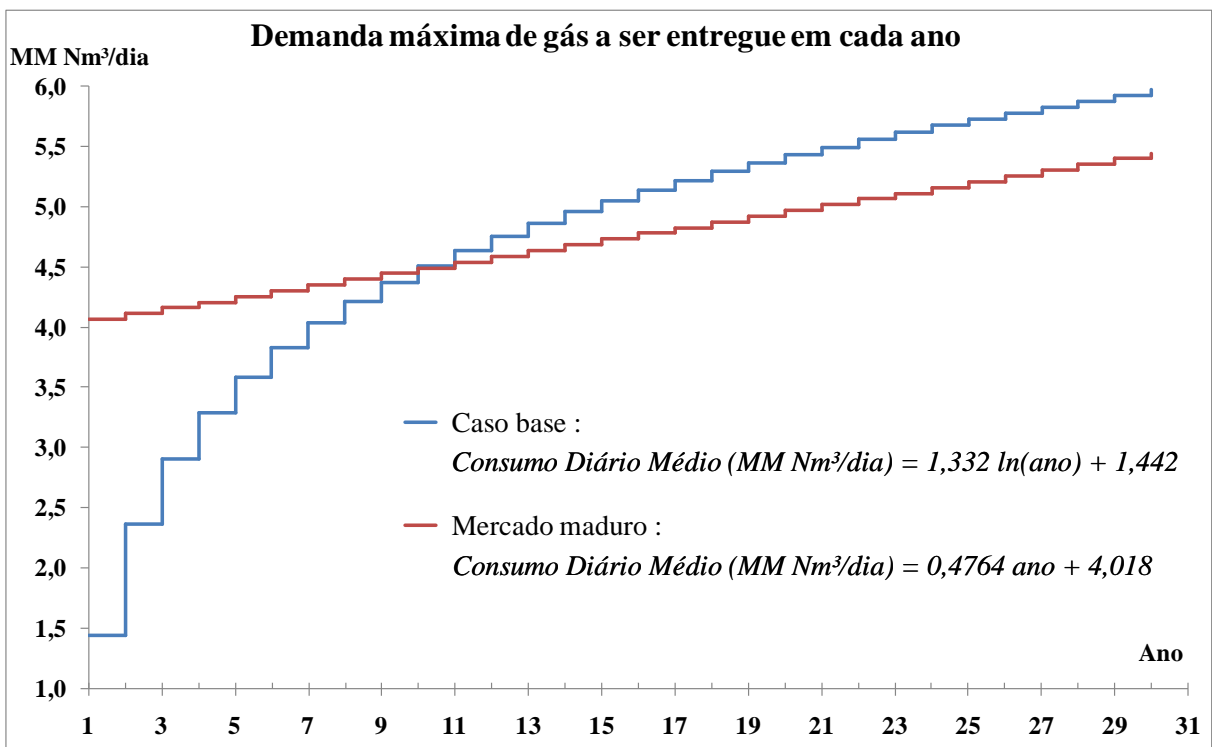
5.1.3.2 Variação no comportamento da demanda

A curva de comportamento da demanda do mercado a ser atendido depende se este mercado já utiliza rotineiramente o gás natural (mercado maduro) ou se o gás natural está sendo introduzido como uma nova alternativa energética vantajosa em relação às demais fontes anteriormente utilizadas (mercado emergente).

Nos mercados maduros, de modo geral, o crescimento da demanda se dá através de uma taxa aproximadamente constante e proporcional à taxa de crescimento médio da economia. Em contrapartida, os novos mercados, de modo geral, apresentam um crescimento acelerado nos primeiros anos, em função da entrada do novo produto, dentre outras causas, seguido de um período onde a taxa do crescimento diminui e tende a se aproximar à taxa de crescimento médio da economia.

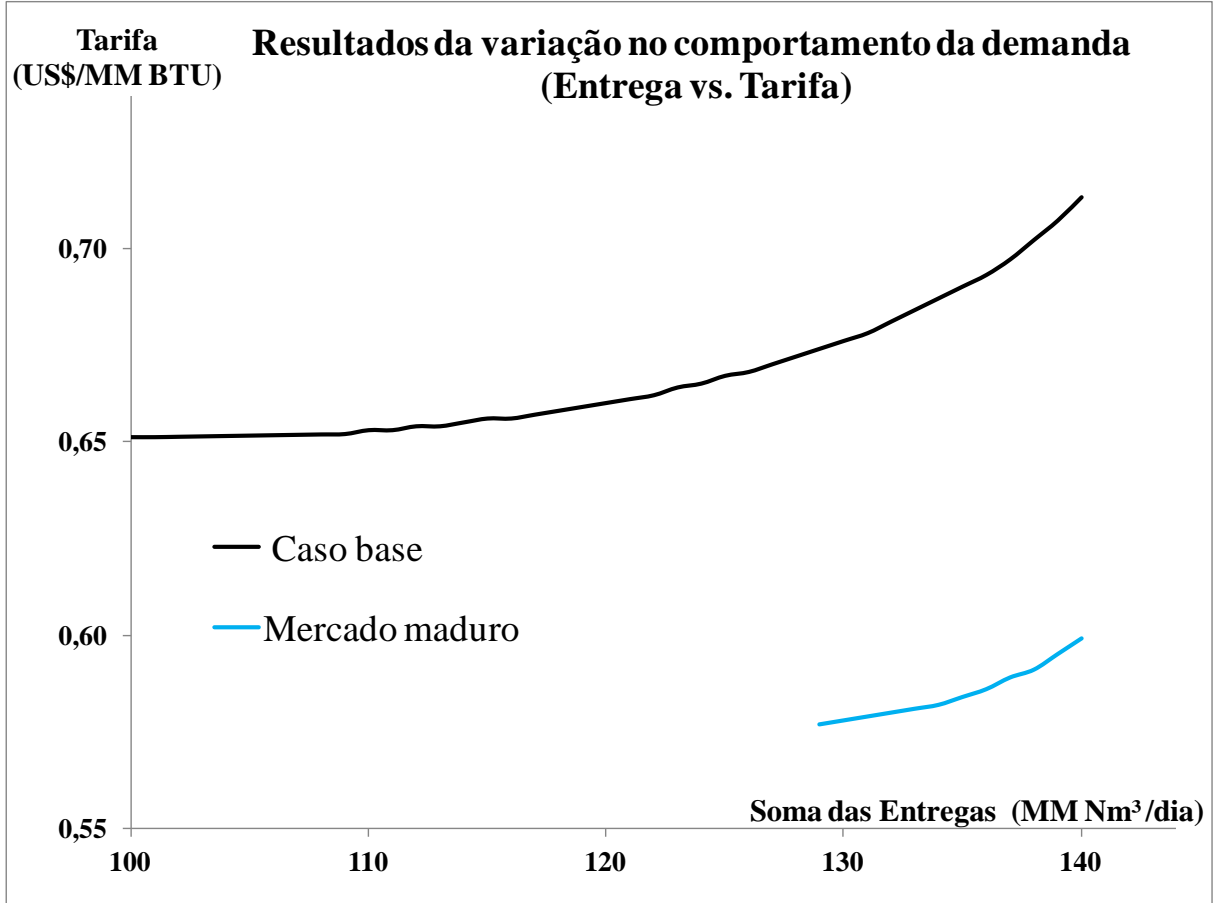
É importante observar que no estudo realizado a curva de demanda para mercado maduro foi construída de modo que a demanda total máxima fosse mantida.

Figura 23 – Curvas de demanda do problema base e do problema considerando mercado maduro usado para análise do impacto do comportamento da demanda em redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.



Os resultados do problema base e do problema usado na análise da influência do comportamento da demanda de gás na solução são comparados graficamente na Figura 24.

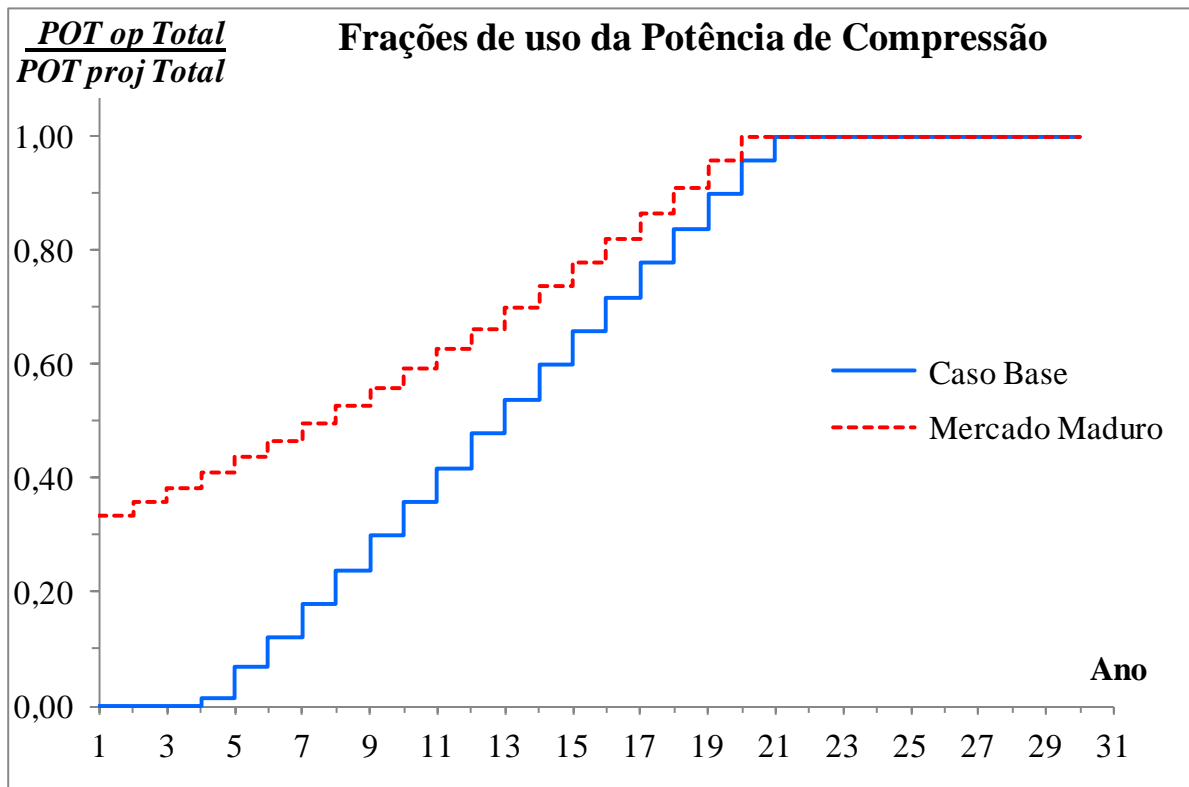
Figura 24 – Frentes de Pareto resultado das otimizações do problema base e do problema considerando mercado maduro usado para análise do impacto do comportamento da demanda em redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.



No gráfico apresentado na Figura 24, é possível observar que a solução do problema considerando a demanda com comportamento de mercados maduros apresentou uma tarifa de transporte menor, se comparada com o problema base. Este comportamento é condizente com um cenário de demanda que permite uma entrega de gás maior nos primeiros anos de vida útil da rede e mais constante ao longo do tempo, uma vez que permite a construção de uma rede com menores dimensões e menor ociosidade nos primeiros anos, ou seja, a diferença entre a quantidade de gás entregue no início e no fim da vida útil da rede é menor. Para ilustrar essa menor ociosidade, foram traçadas em um gráfico as potências totais de operação (somatório das potências de operação das três estações de compressão) ao longo dos 30 anos de vida útil da rede para a soma das entregas de 120 MM Nm³/dia, apresentado na Figura 25, na forma de fração da potência de projeto. Como se pode observar, no caso do mercado maduro, as estações de compressão operam desde o primeiro ano e alcançam 50% de capacidade

operacional utilizada já no sétimo ano, enquanto no caso base este percentual só é atingido a partir do décimo terceiro ano.

Figura 25 – Frações de uso das estações de compressão para soma das entregas de 140 MM Nm³/dia, resultado da otimização do problema base e do problema considerando mercado maduro usado para análise do impacto do comportamento da demanda em redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.



Observa-se, ainda, que a frente de Pareto do problema que considera demanda com comportamento de mercados maduros encontra-se entre 130 e 140 MM Nm³/dia, enquanto a do problema base encontra-se entre 100 e 140 MM Nm³/dia.

Na Tabela 16 são apresentadas as variáveis de projeto principais que representam o ponto ótimo de Pareto para soma das entregas de 130 MM Nm³/dia, do problema base e do problema usado na análise da influência do comportamento da demanda de gás na solução.

Tabela 16 – Principais variáveis de projeto para a soma das entregas de 130 MM Nm³/dia resultado das otimizações do problema base e do problema considerando mercado maduro usado para análise do impacto do comportamento da demanda em redes formadas por um ponto de recebimento e um ponto de entrega.

Variável	Caso Base	Caso Mercado Maduro
L ₁ (km)	158,7	155,6
L ₂ (km)	115,0	116,1
L ₃ (km)	114,1	114,7
L ₄ (km)	112,2	113,6
D (m)	0,529	0,519
POT _{pr.5} (HP)	10 485	6 326
POT _{pr.6} (HP)	11 913	10 231
POT _{pr.7} (HP)	11 648	10 059

Conforme exposto anteriormente, é possível verificar na Tabela 16 que o problema considerando a demanda com comportamento de mercados maduros apresentou como solução uma configuração de rede com menores dimensões, em função do seu perfil de demanda viabilizar uma entrega de gás maior nos primeiros anos de vida útil da rede e mais constante ao longo do tempo, o que leva a uma menor ociosidade da infraestrutura.

Por fim, as otimizações multi-objetivo de projeto das variações do problema base consistiram em problemas com as mesmas dimensões do problema base. Como consequência, os tempos de processamento das rotinas de otimização foram praticamente iguais ao do problema base.

5.2 Redes formadas por um ponto de recebimento e múltiplos pontos de entrega

Acerca de redes formadas por um ponto de recebimento e múltiplos pontos de entrega, as mesmas foram estudadas em função de duas características distintas, a saber: (i) redes com pontos de entregas em série e (ii) redes com pontos de entrega em paralelo.

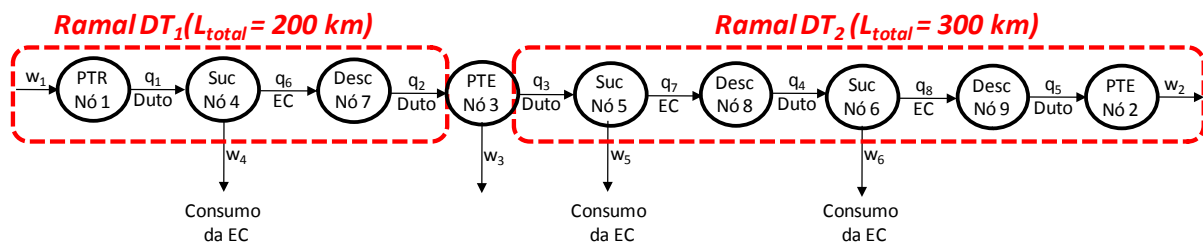
5.2.1 Redes com múltiplos pontos de entrega em série

As redes com pontos de entregas em série são aquelas compostas de uma linha-tronco, ao longo da qual são realizadas uma ou mais entregas. Estes tipos de rede são comuns no campo do transporte dutoviário de gás natural, como, por exemplo, o trecho Corumbá-Paulínia do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol).

5.2.1.1 Apresentação do problema

Os resultados relativos ao problema de redes formadas por um ponto de recebimento e múltiplos pontos de entrega em série foram baseados em um gasoduto típico com potencialmente três estações de compressão ao longo da linha, um ponto de entrega ao longo da linha-tronco e um no final da linha-tronco, tal qual apresentado na Figura 26.

Figura 26 – Digrafo da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série.



Especificamente para este problema foram adotados os seguintes conjuntos e parâmetros apresentados na Tabela 17 e na Tabela 18.

Tabela 17 – Conjuntos específicos para o problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série.

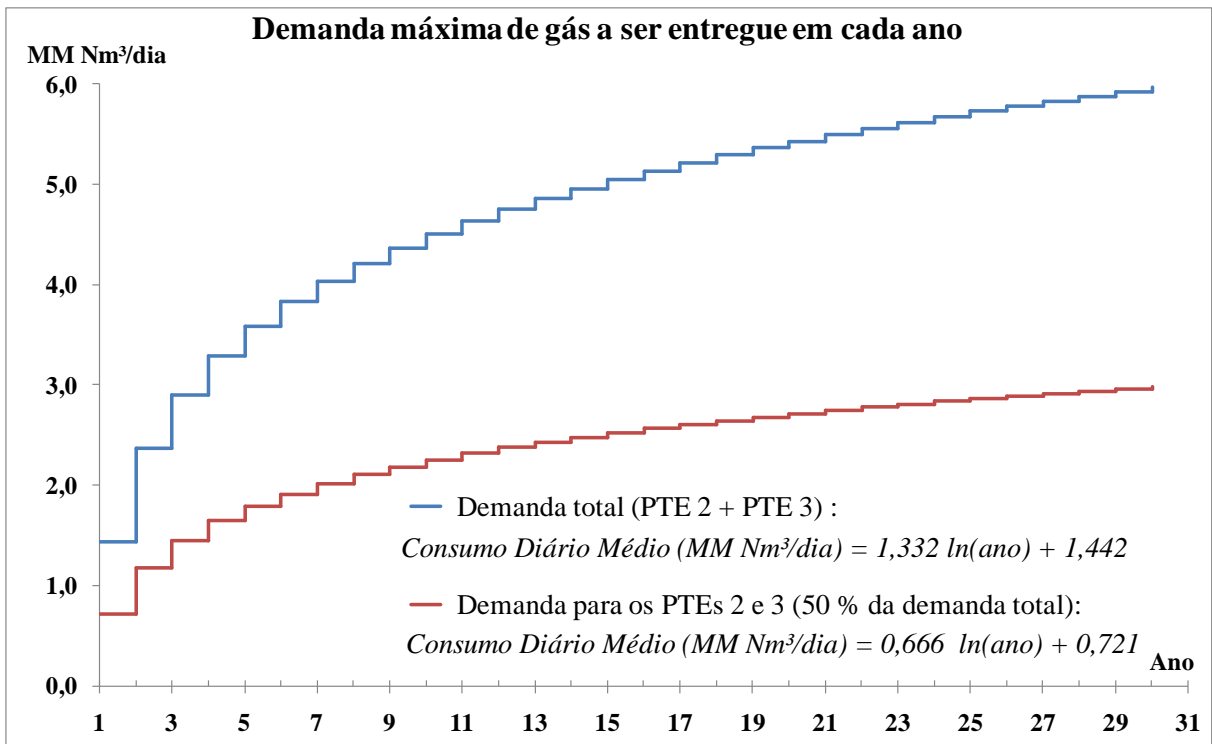
Conjunto	Descrição	Valores
N	Conjunto de todos os vértices/nós	$\{1,2,3,\dots,9\}$
PTR	Subconjunto de nós que representam pontos de recebimento	$\{1\}$
PTE	Subconjunto de nós que representam pontos de entrega	$\{2,3\}$
INT	Subconjunto de nós que representam interconexões	$\{ \}$
SUC	Subconjunto de nós que representam as sucções das estações de compressão	$\{4,5,6\}$
$DESC$	Subconjunto de nós que representam as descargas das estações de compressão	$\{7,8,9\}$
K	Conjunto de todas as arestas/correntes	$\{1,2,3,\dots,8\}$
DT	Subconjunto de arestas que representam trechos de tubulação	$\{1,2,3,4,5\}$
J	Conjunto de todos os ramais	$\{1,2\}$
DT_1	Subconjunto de arestas que representam trechos do ramal 1	$\{1,2\}$
DT_2	Subconjunto de arestas que representam trechos do ramal 2	$\{3,4,5\}$
EC	Subconjunto de arestas que representam as estações de compressão	$\{6,7,8\}$

Tabela 18 – Parâmetros específicos para o problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série.

Parâmetro	Descrição	Valor
Lt_1	Comprimento total do ramal 1 (km)	200
Lt_2	Comprimento total do ramal 2 (km)	300
$w_{dem \tau, 2}$	Demanda máxima de gás que pode ser entregue no ponto de entrega $n = 2$ em cada ano τ (MM Nm ³ /dia)	$0,666 \ln(\tau) + 0,721$
$w_{dem \tau, 3}$	Demanda máxima de gás que pode ser entregue no ponto de entrega $n = 3$ em cada ano τ (MM Nm ³ /dia)	$0,666 \ln(\tau) + 0,721$

Tendo em vista que a demanda máxima de gás que pode ser fornecida no ponto de entrega foi considerada constante ao longo de cada ano e variando de um ano para outro, a Figura 27 ilustra as curvas de demanda máxima em cada ponto de entrega e no total para o problema abordado, estimadas como sendo uma fração de 5 % da curva de consumo apresentada na Figura 8 para cada PTE.

Figura 27 – Demandas máximas de gás nos pontos de entrega em cada ano consideradas para o problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série.

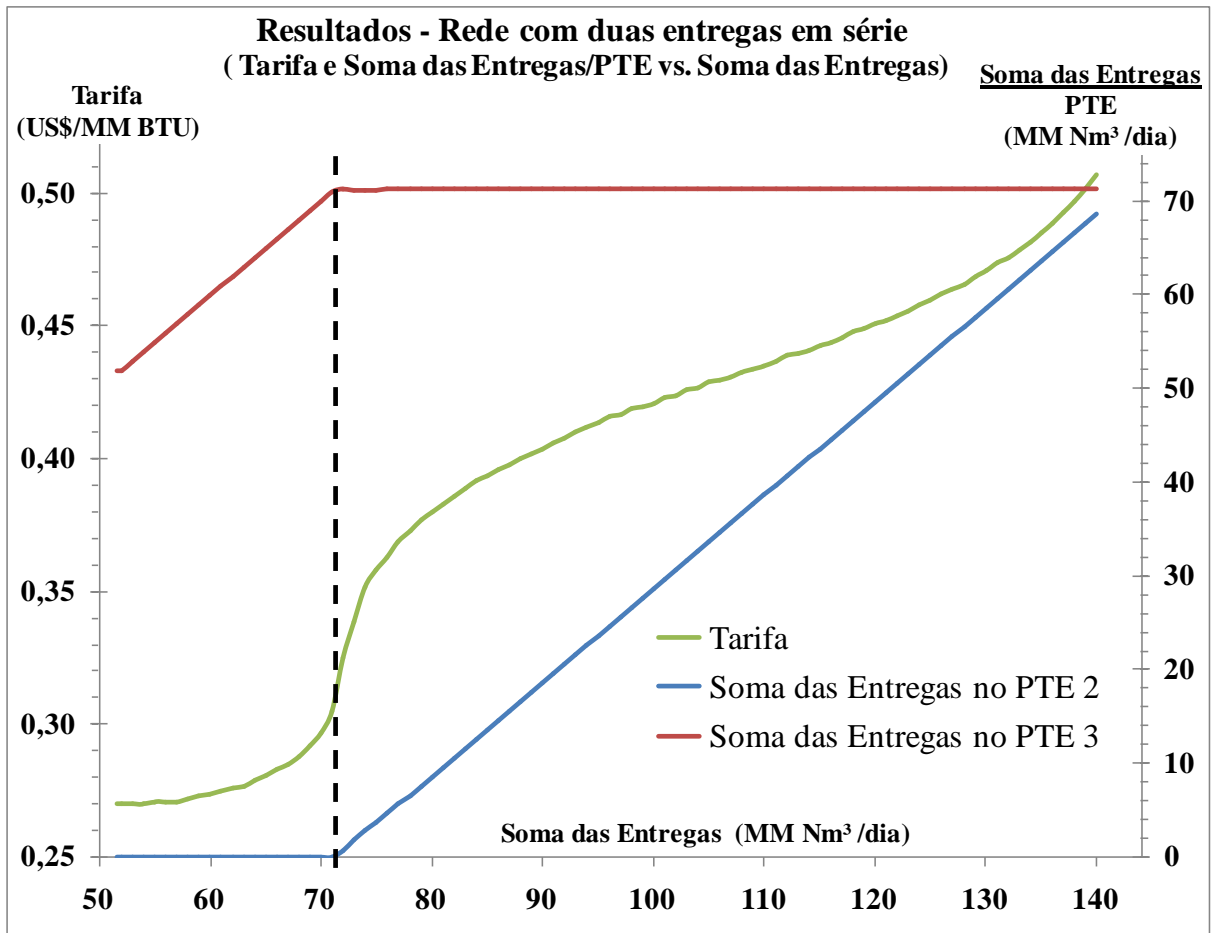


Para a resolução do problema, foi utilizado para ε_m do método ε -restrito o maior valor que a soma das vazões de entrega pode assumir em razão da demanda, ou seja, 142 MM Nm³/dia para o presente problema.

5.2.1.2 Resultados

A solução do problema de otimização do projeto da rede de transporte de gás natural formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série, apresentada na Figura 26, é ilustrada na Figura 28.

Figura 28 – Frente de Pareto resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série.



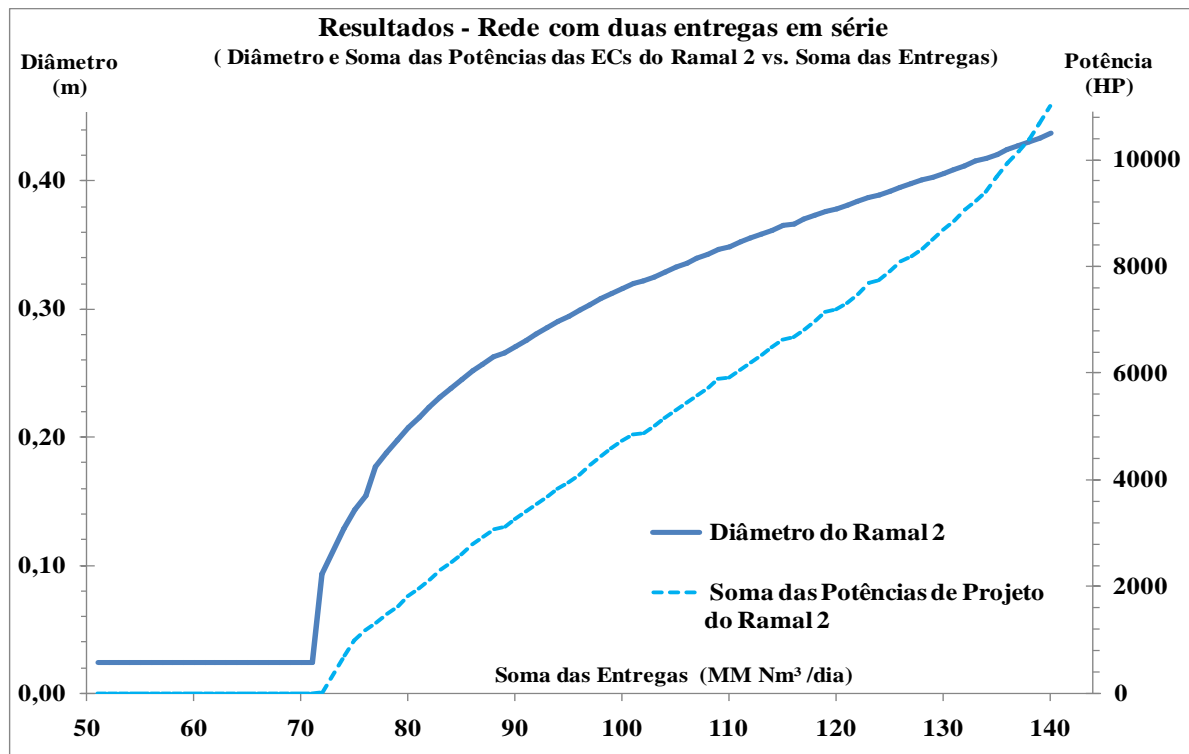
No gráfico da Figura 28, é possível observar que os resultados da otimização optam por entregar o gás prioritariamente para o PTE 3 e, só depois da demanda máxima deste ser atingida, a entrega ocorre também no PTE 2. Tal comportamento ocorre, pois o PTE 3 está mais próximo que o PTE 2 do PTR onde o gás é introduzido na rede, o que implica em custos menores, possibilitando assim uma redução da tarifa (é importante observar que a imposição da soma das entregas neste caso não diferencia qual PTE será atendido, possibilitando assim que a otimização identifique o PTE prioritário do ponto de vista puramente econômico).

Com relação à tarifa, é possível observar que a curva de ótimos se divide em dois comportamentos distintos. A parte da curva com soma das entregas entre, aproximadamente, 52 e 72 MM Nm³/dia representa claramente a mudança da tarifa em função do aumento da entrega no PTE 3, enquanto a parte da curva entre, aproximadamente, 72 e 140 MM Nm³/dia representa a mudança da tarifa em função do aumento da entrega no PTE 2.

Observa-se, ainda, que no intervalo de entrega total entre, aproximadamente, 72 e 140 MM Nm³/dia há aumento da tarifa, que é única para o PTE 2 e para o PTE 3, sem que haja aumento da entrega no PTE 3, ou seja, todo incremento no valor da tarifa se dá devido ao aumento da entrega no PTE 2. Portanto, nesta região fica claro que o PTE 3 subsidia os custos adicionais relativos ao aumento da capacidade de transporte necessário ao atendimento do PTE 2.

Para ilustrar a evolução do projeto do ramal 2 frente ao aumento da soma das entregas, foi traçado um gráfico com as principais variáveis, diâmetro e potências de projeto das estações de compressão, apresentado a seguir.

Figura 29 – Diâmetros e soma das potências de projeto das estações de compressão do ramal 2 resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série.



Como se pode observar na Figura 29, os resultados da otimização no intervalo entre, aproximadamente, 52 e 72 MM Nm³/dia levaram toda a infraestrutura dutoviária entre o PTE 3 e o PTE 2, ou seja, no ramal 2, para valores mínimos associados a custos de investimento virtualmente nulos (menos de 0,5 % do custo de investimento total da rede), indicando, na prática, que o trecho não será construído. Destaca-se, ainda, que a solução do problema de otimização não retornou valores nulos para tais variáveis, devido às restrições de limite inferior para o diâmetro, conforme elencado na Tabela 9. Estes limites foram impostos para evitar problemas numéricos.

Observa-se, ainda, que somente após a soma das entregas ultrapassar 72 MM Nm³/dia, ponto no qual a entrega no PTE 3 é saturada em razão da sua demanda máxima ser atingida, há aumento nas variáveis de projeto do ramal 2, indicando pela construção deste ramal. A partir deste ponto também se pode observar que as variáveis apresentadas, diâmetro e potência, aumentam simultaneamente com o aumento das entregas, indicando que, para o caso estudado, o aumento do diâmetro acompanhado do uso das estações de compressão configura a alternativa mais vantajosa economicamente para o aumento da capacidade de transporte.

Como exemplos dos resultados obtidos, do ponto de vista das redes a serem construídas, são apresentados nas tabelas a seguir dois pontos da frente de Pareto, uma para soma das entregas 60 MM Nm³/dia e outro para 120 MM Nm³/dia.

Tabela 19 – Principais variáveis de projeto resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série.

Soma das Entregas ($\frac{\text{MM Nm}^3}{\text{dia}}$)	Ramal 1					Ramal 2						
	Trecho 1		Trecho 2		D (m)	Trecho 3		Trecho 4		Trecho 5		D (m)
	L (km)	e (mm)	L (km)	e (mm)		L (km)	e (mm)	L (km)	e (mm)	L (km)	e (mm)	
60	111	8,0	89	6,4	0,340	0	0,3	150	0,3	150	0,3	0,050
120	111	12,0	89	9,6	0,425	79	5,6	111	6,0	110	6,0	0,378

Tabela 20 – Potências de projeto das estações de compressão resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em série.

Soma das Entregas ($\frac{\text{MM Nm}^3}{\text{dia}}$)	Potência de projeto (HP)		
	Estação de compressão 5 (ramal 1)	Estação de compressão 6 (ramal 2)	Estação de compressão 7 (ramal 2)
60	1 970	0	0
120	4 280	3 600	3 601

A partir dos dados apresentados, observa-se que para a soma das entregas de 60 MN Nm³/dia a solução da otimização leva a infraestrutura do ramal 2 para valores mínimos. Em contrapartida para 120 MN Nm³/dia a solução da otimização leva a infraestrutura do ramal 2 para valores que indicam pela construção deste ramal. Para esta soma das entregas observa-se, ainda, que o diâmetro, as espessuras e a potência da estação de compressão do ramal 1 são maiores que as do ramal 2. Este comportamento se deve ao fato do ramal 1 transportar mais gás que o ramal 2, tendo em vista que parte do gás transportado é entregue no PTE 3.

Por fim, a otimização multi-objetivo de projeto de redes com pontos de entregas em série consistiu, através do método ϵ -restrito, na resolução de 140 problemas de otimização mono-objetivo, cada um com 992 restrições individuais e 1 031 variáveis individuais. O tempo de processamento da rotina de otimização foi de, aproximadamente, 58 segundos, representando um acréscimo de, apenas 11 % em relação ao problema de otimização de projeto de redes com um ponto de entrega (problema base), problema com menor esforço computacional abordado no presente trabalho.

5.2.2 Redes com múltiplos pontos de entrega em paralelo

As redes com pontos de entregas em paralelo são aquelas compostas de uma linha-tronco, a qual se divide dando origem a dois ou mais ramos com pontos de entrega. Estes tipos de rede são comuns no campo do transporte dutoviário de gás natural, como, por exemplo, o gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), que após o trecho Corumbá-Paulínia se divide em dois trechos com destinos distintos, um Paulínia-Guararema e outro Paulínia-Canoas.

A otimização multi-objetivo deste tipo de rede pode ser realizada por duas alternativas distintas, a saber: (i) a soma das entregas é contabilizada através da soma dos PTEs, sem implicar em uma demanda mínima a ser atendida especificamente por um deles, tal como realizado para as redes com pontos de entregas em série e (ii) há uma imposição da soma das entregas independente para cada um dos PTEs.

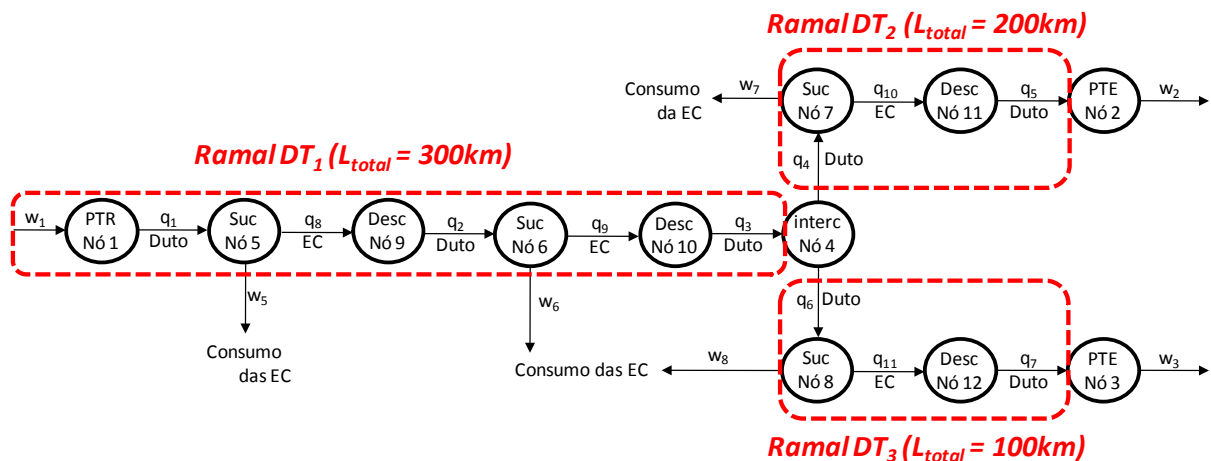
A primeira alternativa fará com que a solução do problema de otimização indique do ponto de vista puramente econômico os pontos de entrega a serem privilegiados. Já a segunda alternativa estabelece objetivos distintos permitindo uma análise de *trade-off* do problema que não considera somente os aspectos econômicos, mas também os aspectos estratégicos da entrega em cada PTE.

A seguir, ambas serão analisadas, primeiramente a alternativa (i) e, posteriormente, a alternativa (ii).

5.2.2.1 Apresentação do problema para a Alternativa (i)

Os resultados da alternativa (i), com uma única função objetivo relacionada à soma das entregas foram baseados em um gasoduto típico com potencialmente duas estações de compressão ao longo da linha-tronco, uma em cada ramal de derivação e um ponto de entrega no final de cada ramal de derivação, tal qual apresentado na Figura 30.

Figura 30 – Digrafo da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo.



Especificamente para este problema foram adotados os conjuntos e parâmetros apresentados na Tabela 21 e na Tabela 22.

Tabela 21 – Conjuntos específicos para o problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo.

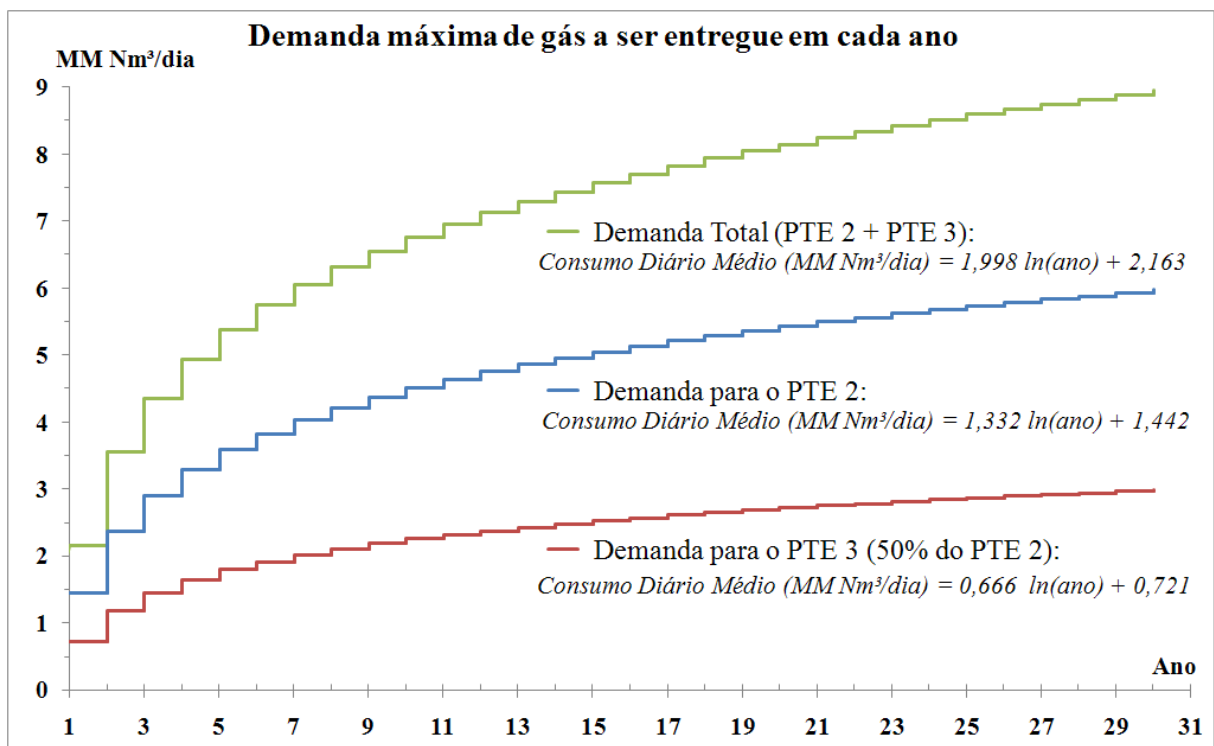
Conjunto	Descrição	Valores
N	Conjunto de todos os vértices/nós	$\{1,2,3,\dots,12\}$
PTR	Subconjunto de nós que representam pontos de recebimento	$\{1\}$
PTE	Subconjunto de nós que representam pontos de entrega	$\{2,3\}$
INT	Subconjunto de nós que representam interconexões	$\{4\}$
SUC	Subconjunto de nós que representam as sucções das estações de compressão	$\{5,6,7,8\}$
$DESC$	Subconjunto de nós que representam as descargas das estações de compressão	$\{9,10,11,12\}$
K	Conjunto de todas as arestas/correntes	$\{1,2,3,\dots,11\}$
DT	Subconjunto de arestas que representam trechos de tubulação	$\{1,2,3,4,5,6,7\}$
J	Conjunto de todos os ramais	$\{1,2,3\}$
DT_1	Subconjunto de arestas que representam trechos do ramal 1	$\{1,2,3\}$
DT_2	Subconjunto de arestas que representam trechos do ramal 2	$\{4,5\}$
DT_3	Subconjunto de arestas que representam trechos do ramal 3	$\{6,7\}$
EC	Subconjunto de arestas que representam as estações de compressão	$\{8,9,10,11\}$

Tabela 22 – Parâmetros específicos para o problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo.

Parâmetro	Descrição	Valor
Lt_1	Comprimento total do ramal 1 (km)	300
Lt_2	Comprimento total do ramal 2 (km)	200
Lt_3	Comprimento total do ramal 3 (km)	100
$w_{dem \tau, 2}$	Demanda máxima de gás que pode ser entregue no ponto de entrega $n = 2$ em cada ano τ (MM Nm ³ /dia)	$1,332 \ln(\tau) + 1,442$
$w_{dem \tau, 3}$	Demanda máxima de gás que pode ser entregue no ponto de entrega $n = 3$ em cada ano τ (MM Nm ³ /dia)	$0,666 \ln(\tau) + 0,721$

Tendo em vista que a demanda máxima de gás que pode ser fornecida no ponto de entrega foi considerada como constante ao longo de cada ano e variando de um ano para outro, a Figura 31 ilustra as curvas de demanda máxima para o problema abordado, estimadas como sendo uma fração da curva de consumo apresentada na Figura 8.

Figura 31 – Demandas máximas de gás nos pontos de entrega em cada ano consideradas para o problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo

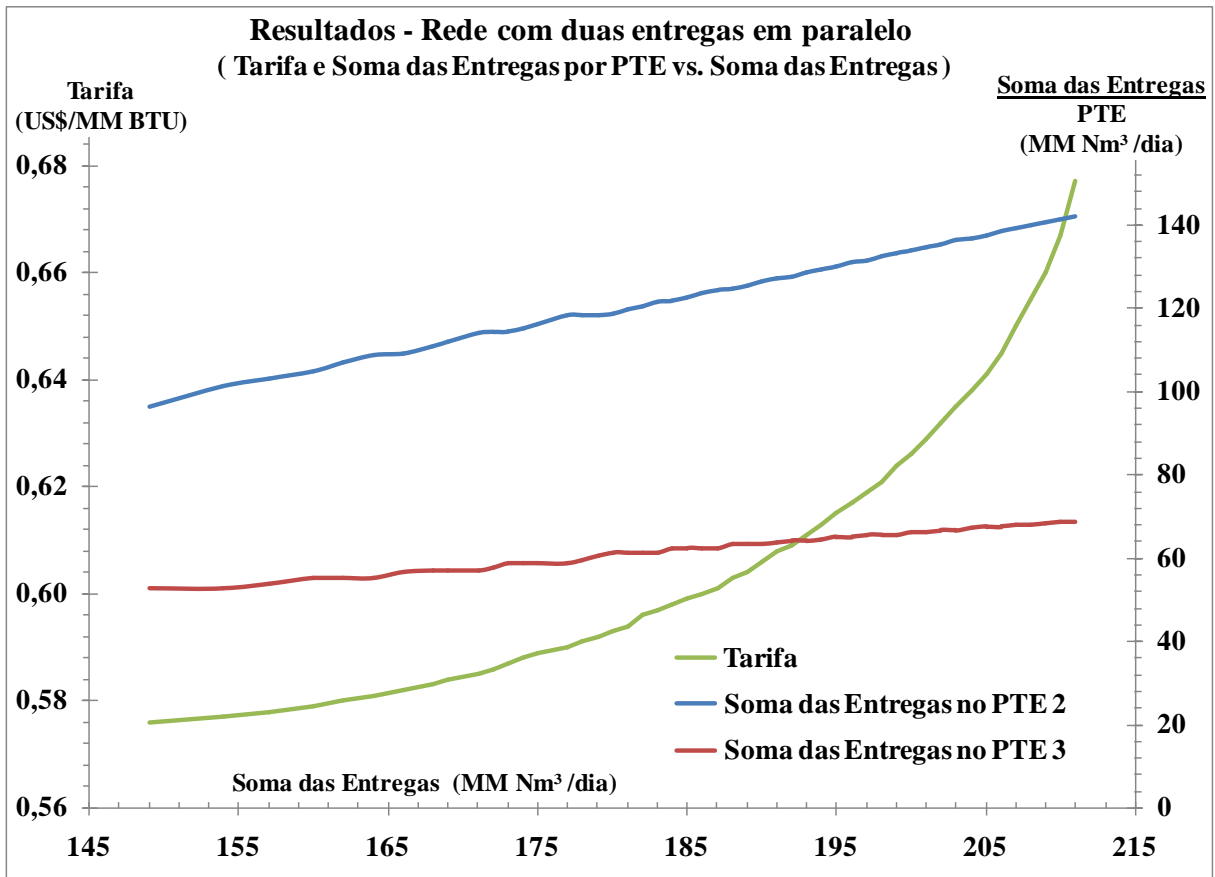


Para a resolução do problema, foi utilizado para ε_m do método ε -restrito o maior valor que a soma das vazões de entrega pode assumir em razão da demanda, ou seja, 214 MM Nm³/dia para o presente problema.

5.2.2.2 Resultados

A solução através da alternativa (i) do problema de otimização do projeto da rede de transporte de gás natural formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo, apresentada na Figura 30, é ilustrada na Figura 32.

Figura 32 – Frente de Pareto resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo através da alternativa (i).



No gráfico apresentado na Figura 32 é possível observar que, de forma geral, não houve priorização de entrega a um só PTE, como sempre ocorre no caso de múltiplos pontos de entrega em série. Os resultados ótimos identificados implicam em entregas em ambos PTEs. Este comportamento pode ser atribuído ao fato de que no PTE 3 o gás percorre uma distância menor que no PTE 2, o que levaria a uma preferência pela entrega no PTE 3, mas ao

mesmo tempo a demanda de gás é menor, fazendo com que o ganho de escala econômica seja inferior. Sendo assim, o PTE 3 é mais vantajoso em termos de distância e menos vantajoso em termos de entregas de gás, o que levou a um equilíbrio entre ambos os PTEs e ao comportamento apresentado na Figura 32.

Por fim, a otimização multi-objetivo de projeto de redes com pontos de entrega em paralelo pela alternativa (i) consistiu, através do método ε -restrito, na resolução de 214 problemas de otimização mono-objetivo, cada um com 1 316 restrições individuais e 1 358 variáveis individuais. O tempo de processamento da rotina de otimização foi de, aproximadamente, 69 segundos, representando um acréscimo de 32,7 % em relação ao problema de otimização de projeto de redes com um ponto de entrega (problema base), problema com menor esforço computacional abordado no presente trabalho.

5.2.2.3 Apresentação do problema para a Abordagem (ii)

Os resultados da alternativa (ii), com múltiplas funções objetivo, cada uma relacionada à quantidade de gás entregue individualmente em cada ponto de entrega, foram baseados na mesma rede, tal qual apresentada na Figura 30.

Entretanto, esta alternativa requer uma extensão do método ε -restrito apresentado no item 4.3, conforme descrito a seguir.

A função objetivo relacionada às entregas, equação (3.7), foi individualizada por ponto de entrega, ou seja, para a rede estudada a função objetivo será dada por:

$$\text{Função Objetivo} = \begin{cases} \text{Mínimização } Tar & (3.6) \\ \text{Maximização } w_{tot,n} = - \sum_{\tau} w_{\tau,n} & n \in PTE \text{ e } \tau \in \Pi \end{cases} \quad (5.1)$$

A aplicação do método ε -restrito para este problema implica na substituição da função objetivo 5.1 pelo conjunto de restrições a seguir:

$$- \sum_{\tau} w_{\tau,n} \geq \varepsilon_{i_n} \quad i_n \in \{1, 2, 3, \dots, m_n\} \quad , \quad n \in PTE \text{ e } \tau \in \Pi \quad (5.2)$$

Desta forma, cada otimização mono-objetivo deu origem a um conjunto de valores ótimos de “soma das entregas no PTE 2”, “soma das entregas no PTE 3” e “tarifa”, que representará um ponto de ótimo de Pareto.

Cada valor de épsilon representa a quantidade total mínima de gás a ser entregue em cada PTE, individualmente, ao longo de toda a vida útil da rede, que foi imposto a cada um dos problemas mono-objetivo.

Foram adotados para épsilon valores entre 80 MM Nm³/dia e 142 MM Nm³/dia para o PTE 2 ($n = 2$) entre 50 MM Nm³/dia e 70 MM Nm³/dia para o PTE 3 ($n = 3$), com incrementos de 1 MM Nm³/dia.

O limite superior de épsilon (ε_{m_n}) foi determinado pelo maior valor que a soma das vazões de entrega pode assumir em razão da demanda em cada PTE, individualmente, ou seja, pelo o somatório no tempo $\tau \in \Pi$ das demandas máximas de gás em cada ponto de entrega, conforme a Equação (5.3).

$$\varepsilon_{m_n} = \sum_{\tau} w_{dem \tau, n} \quad n \in PTE \text{ e } \tau \in \Pi \quad (5.3)$$

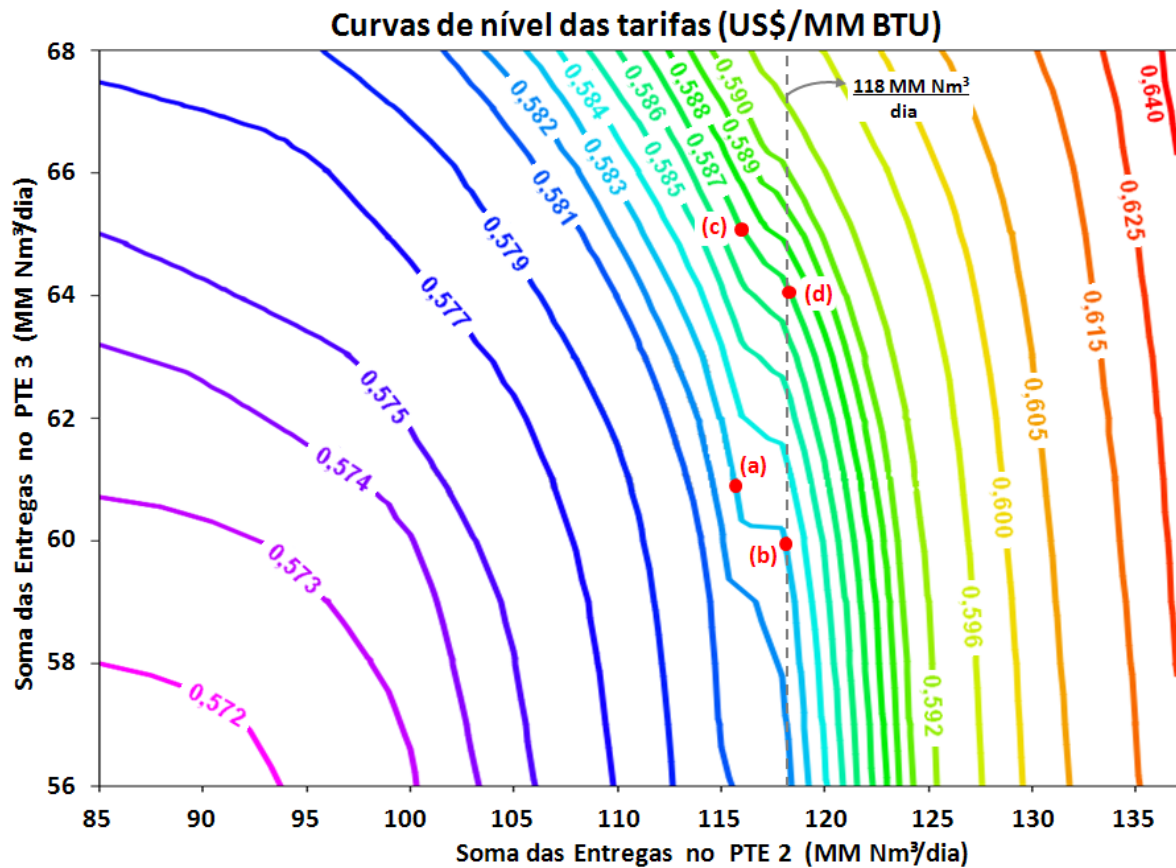
Para esta alternativa de solução do problema de otimização de redes com múltiplos pontos de entrega em paralelo foram usadas as mesmas curvas de demanda máxima ilustradas na Figura 31.

5.2.2.4 Resultados

A solução através da alternativa (ii) do problema de otimização do projeto da rede de transporte de gás natural formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo, apresentada na Figura 30, é ilustrada na Figura 33.

É importante destacar que, tendo em vista que o presente problema é composto de três funções objetivo (soma das entregas no PTE 2, soma das entregas no PTE 3 e tarifa), a frente de Pareto constitui uma superfície. Assim, para a representação do comportamento desta superfície, os resultados serão apresentados como curvas de nível em função da tarifa de transporte.

Figura 33 – Frente de Pareto em curvas de nível resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo através da alternativa (ii).



Assim, como na alternativa (i), na qual a otimização é realizada com uma única função objetivo referente às entregas, é possível verificar que à medida que a quantidade de gás entregue aumenta, a tarifa também aumenta, ou seja, a comparação entre as curvas de nível mostra que todas representam pontos dominantes e que uma não é dominada pela outra.

Esta alternativa, porém, permite ao tomador de decisão uma análise de *trade-off* mais livre, diferentemente da alternativa (i). Com estes resultados o tomador de decisão pode explorar regiões da frente de Pareto que não sejam as mais indicadas do ponto de vista puramente econômico, mas que considere, ainda, aspectos estratégicos da entrega de gás em determinados locais.

Neste sentido, é importante lembrar que a comparação entre as duas alternativas permite a identificação do impacto que a decisão tomada tem sobre a tarifa de transporte, ou seja, quanto o desvio, em comparação ao ótimo obtido pela alternativa (i), da entrega em um determinado local acarretará de aumento na tarifa.

Com relação às descontinuidades apresentadas na faixa de soma das entregas do PTE 2 entre 116 e 118 MM Nm³/dia, estas se dão em razão da não necessidade de construção da estação de compressão 11 do ramal 3, que liga o ponto de interconexão ao PTE 3, quando a soma das entregas imposta ao PTE 2 alcança 118 MM Nm³/dia. Este comportamento se deve ao fato de que entregas maiores no PTE 2 fazem com que existam no ponto de interconexão condições que levam a projetos ótimos do ramal 3 nos quais esta estação de compressão não é necessária e, portanto, não é construída.

Com o objetivo de demonstrar este comportamento, são apresentadas na Tabela 23 as potências de projeto das estações de compressão relativas aos pontos (a) a (d), apontados na Figura 33.

Tabela 23 – Potências de projeto das estações de compressão na região de descontinuidade.

Tarifa US\$ (MM BTU)	Soma das Entregas ($\frac{\text{MM Nm}^3}{\text{dia}}$)		Potência de projeto (HP)			
	PTE 2	PTE 3	Estação de compressão 8 (ramal 1)	Estação de compressão 9 (ramal 1)	Estação de compressão 10 (ramal 2)	Estação de compressão 11 (ramal 3)
0,583 (a)	116	61	6 037	16 761	8 050	6 037
0,583 (b)	118	60	6 289	17 232	8 249	0
0,587 (c)	116	65	6 295	17 563	8 087	2 911
0,587 (d)	118	64	6 339	18 514	8 250	0

Como exemplos dos resultados obtidos, do ponto de vista das redes a serem construídas, são apresentados nas tabelas a seguir dois pontos de Pareto da curva que representa a tarifa de 0,577 US\$/MM BTU.

Tabela 24 – Principais variáveis de projeto resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo.

Soma das Entregas ($\frac{\text{MM Nm}^3}{\text{dia}}$)		Ramal 1				Ramal 2			Ramal 3		
		L (km)			D (m)	L (km)		D (m)	L (km)		D (m)
PTE 2	PTE 3	Trecho 1	Trecho 2	Trecho 3		Trecho 4	Trecho 5		Trecho 6	Trecho 7	
88	67	117	96	87	0,50	94	106	0,49	55	45	0,41
110	56	117	96	87	0,52	95	105	0,51	56	44	0,37

Tabela 25 – Potências de projeto das estações de compressão resultado da otimização do problema da rede formada por um ponto de recebimento e dois pontos de entrega em paralelo.

Soma das Entregas $\left(\frac{\text{MM Nm}^3}{\text{dia}}\right)$			Potência de projeto (HP)			
PTE 2	PTE 3	PTE 2 + PTE 3	Estação de compressão 8 (ramal 1)	Estação de compressão 9 (ramal 1)	Estação de compressão 10 (ramal 2)	Estação de compressão 11 (ramal 3)
88	67	155	3 758	14 338	6 339	3 483
110	56	166	4 790	15 180	7 443	2 057

Por fim, a otimização multi-objetivo de projeto de redes com pontos de entrega em paralelo pela alternativa (ii) consistiu, através do método ϵ -restrito, na resolução de 1 240 problemas de otimização mono-objetivo, cada um com 1 316 restrições individuais e 1 358 variáveis individuais. O tempo de processamento da rotina de otimização foi de, aproximadamente, 12 minutos e 22 segundos, representando um acréscimo de 1 157 % em relação à resolução do mesmo problema através da alternativa (i). Neste sentido, cabe ressaltar que a alternativa que considera a entrega individualizada por PTE aumenta consideravelmente a quantidade de problemas mono-objetivos a serem resolvidos de acordo com o método ϵ -restrito.

Entretanto, deve-se observar que em termos absolutos este tempo de processamento não é significativamente elevado, possibilitando plenamente a utilização desta metodologia como auxílio ao processo de tomada de decisões, mesmo considerando-se a necessidade da avaliação de múltiplos cenários.

5.3 Otimização com foco na maximização do lucro

Com o objetivo de realizar uma comparação da otimização multi-objetivo que visa à maximização das entregas e a minimização da tarifa de transporte, apresentada no presente trabalho, com as otimizações comumente apresentadas na literatura, ou seja, cujo foco é a maximização dos lucros, foram realizadas otimizações, considerando tarifas pré-determinadas, cuja função objetivo é a maximização do valor presente líquido.

5.3.1 Apresentação do problema com foco na maximização do VPL

Os resultados otimização com foco na maximização do *VPL* foram baseados no mesmo problema base, tal qual apresentado na seção 5.1.1

Entretanto, este problema requer uma modificação da função objetivo, conforme descrito a seguir.

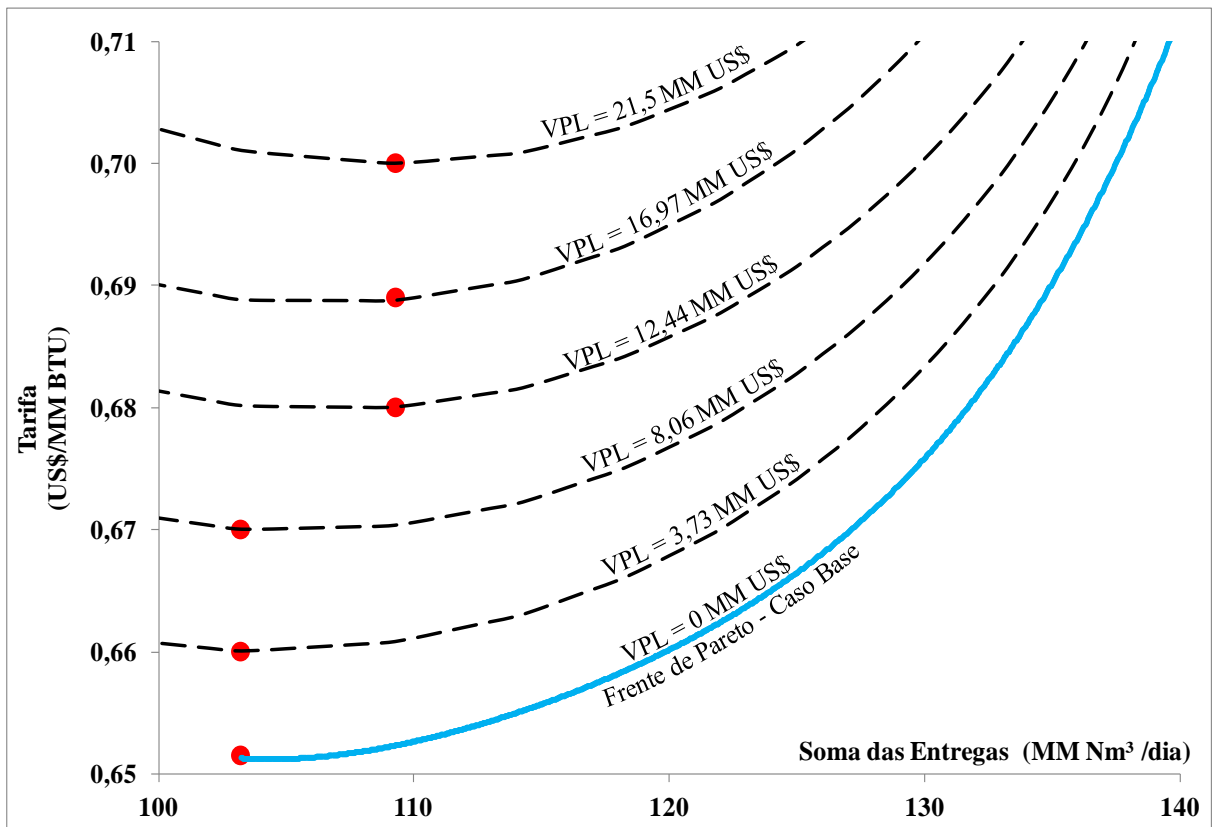
$$\text{Função Objetivo} = \text{Maximização } VPL \quad (5.4)$$

Esta otimização foi resolvida considerando tarifas de transporte fixas entre 0,65 e 0,70 US\$/MM BTU. Para este problema foram adotados os mesmos conjuntos e parâmetros apresentados na Tabela 10 e na Tabela 11.

5.3.2 Resultados do problema com foco na maximização do VPL

Os resultados do problema de otimização com foco na maximização do *VPL* e a comparação com os resultados do problema base apresentado na seção 5.1.1 são ilustrados na Figura 34 a seguir:

Figura 34 – Resultados do problema com foco na maximização do *VPL* e comparação com a frente de Pareto, juntamente com as demais curvas de *VPL* constante.



No gráfico apresentado na Figura 34, os pontos vermelhos representam as somas das entregas de gás para diferentes tarifas, como resultado das otimizações com foco na maximização do VPL. A curva azul representa a frente de Pareto do problema base apresentado na seção 5.1.1. As curvas tracejadas representam conjuntos de projetos de mesmo VPL.

Observando os pontos verifica-se que o comportamento dos resultados condiz com a natureza do problema, uma vez que à medida que a tarifa aumenta, o VPL, o qual é proporcional ao valor da tarifa, aumenta.

No que diz respeito à entrega de gás e à tarifa, os resultados do problema com foco na maximização do VPL representam pontos não ótimos se comparados com o problema base (em azul), ou seja, são pontos dominados pelos pontos integrantes da frente de Pareto do problema base. É possível observar, ainda, que só há incremento na entrega de gás quando a tarifa alcança um valor que compensa, em termos de lucro, a construção de uma rede maior, como, por exemplo, entre os pontos de tarifa 0,67 e 0,68 US\$/MM BTU. Caso contrário, todo incremento no valor da tarifa é revertido em forma de lucro para o transportador, como, por exemplo, nos intervalos de tarifa entre 0,65 e 0,67 US\$/MM BTU e entre 0,68 e 0,70 US\$/MM BTU.

Portanto, a otimização com que visa a maximização dos lucros, comumente encontrada na literatura, leva a cenários nos quais o transporte de gás não é explorado de modo eficiente em termos regulatórios enquanto monopólio da União, ou seja, cenários em que há lucro excessivo pelo transportador em detrimento da quantidade de gás entregue.

CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Face ao novo marco regulatório do setor de transporte dutoviário de gás natural e aos novos aspectos e regime associados à regulação dessa atividade, foram propostas técnicas de otimização multi-objetivo visando fornecer ao regulador subsídios para a tomada de decisão no que tange à concessão de novos gasodutos.

Neste sentido, o procedimento de otimização desenvolvido apresenta uma ferramenta capaz de fornecer um conjunto de projetos ótimos de redes de transporte dutoviário de gás natural em função da maximização das quantidades de gás natural a ser transportado e da minimização da tarifa associada ao serviço de transporte prestado.

Para o desenvolvimento do procedimento de otimização foram consideradas equações e modelos clássicos de diversas disciplinas que são geralmente utilizados no desenvolvimento e concepção de projetos de redes de transporte de gás natural. Tais modelos representam de modo geral aspectos econômicos e técnicos relativos à engenharia de dutos, buscando assim a identificação de soluções realistas para o problema de projeto do gasoduto.

A ferramenta foi aplicada a diversos estudos de caso com configurações típicas da indústria de transporte de gás natural. Resumidamente, foram estudadas desde redes simples, compostas por uma linha-tronco até redes mais complexas, compostas de dutos e ramificações. Como resultado, foram obtidos conjuntos ótimos de entrega vs. tarifa, através dos quais foi possível verificar comportamentos típicos de cada tipo de rede abordada.

Em redes simples, formadas por uma única linha-tronco, os resultados mostraram que o aumento da quantidade de gás entregue leva à construção de redes com dimensões maiores, acarretando, conseqüentemente, no aumento do valor da tarifa de transporte necessária para a remuneração do serviço prestado. Foi verificado, ainda, que quanto maior a distância a ser percorrida pelo gás maior será a tarifa.

Acerca da demanda, conclui-se que cenários com perfis típicos de mercados maduros apresentam tarifas de transporte menores, se comparados a cenários com perfis típicos de novos mercados. Este comportamento deve-se ao fato de mercados maduros permitirem configurações de rede com menores dimensões, em função do seu perfil de demanda viabilizar entregas de gás maiores nos primeiros anos de vida útil da rede e mais constantes ao longo do tempo, levando a menores ociosidades da infraestrutura.

Com a adição de pontos de entrega intermediários, constituindo redes com múltiplos pontos de entrega em série, pôde-se observar que, se for considerada a entrega total de gás como a soma das entregas individuais nos pontos de entrega (PTEs), há uma priorização pela

entrega dos PTEs mais próximos ao ponto de recebimento (PTR) sem o atendimento aos mais distantes. Observa-se, ainda, que a imposição de entrega em PTEs mais distantes acarreta um aumento significativo da tarifa de transporte. Assim, conclui-se que tal imposição gera cenários onde os PTEs mais próximos são onerados em função da entrega nos PTEs mais distantes, ou seja, cenários onde há subsídio na tarifa cobrada dos PTEs mais distantes em detrimento dos mais próximos.

Em relação às redes com pontos de entrega em paralelo, constituindo redes ramificadas, a solução do problema estudado foi obtida considerando duas alternativas distintas. Na alternativa (i), que considerada a entrega total de gás como a soma das entregas individuais nos pontos de entrega (PTEs), não houve priorização de entrega a um só PTE, como sempre ocorre no caso de múltiplos pontos de entrega em série. Os resultados ótimos identificados implicam em entregas em ambos PTEs. Este comportamento deve-se ao fato de que no PTE mais próximo ao ponto de recebimento a demanda de gás é menor, fazendo com que o ganho de escala econômica seja inferior. Sendo assim, o PTE que apresenta maior vantagem em termos de distância é também o menos vantajoso em termos da quantidade de gás que pode ser entregue, levando a um equilíbrio entre ambos os PTEs.

Já a alternativa (ii), que considerada a entrega total de gás em cada PTEs como uma função-objetivo independente, permite ao tomador de decisão uma análise de *trade-off* mais livre, diferentemente da alternativa (i), permitindo ao tomador de decisão explorar regiões da frente de Pareto que não sejam as mais indicadas do ponto de vista puramente econômico, mas que considere, ainda, aspectos estratégicos da entrega de gás em determinados locais.

Concluiu-se, ainda, que a comparação entre as duas alternativas permite a identificação do impacto que a decisão tomada tem sobre a tarifa de transporte, ou seja, quanto o desvio da entrega em um determinado local, em comparação ao ótimo obtido pela alternativa (i), acarretará de aumento na tarifa.

A comparação dos resultados obtidos com o uso do procedimento de otimização multi-objetivo, com foco na maximização das entregas de gás e minimização das tarifas, com os resultados das otimizações mono-objetivo com foco na maximização dos lucros demonstrou a importância da atuação do órgão regulador no setor. Esta comparação revelou que na ausência do mecanismo regulatório a busca pela maximização do lucro pelo agente transportador ocorreria em detrimento do atendimento ao mercado. Neste sentido, a metodologia proposta revela sua importância frente aos interesses da sociedade no que tange à exploração economicamente eficiente da atividade de transporte dutoviário de gás natural.

A complexidade e diversidade de tais projetos também revela a importância do presente trabalho. A multi-disciplinaridade do assunto demonstra, ainda, a necessidade de um estudo cauteloso e minucioso dos diversos aspectos envolvidos no desenvolvimento de projetos de redes de transporte de gás natural para que se obtenham resultados satisfatórios tanto para os investidores como para a sociedade como um todo.

Por fim, o software GAMS utilizado se mostrou eficiente para a execução dos cálculos com bastante rapidez. Entretanto, redes mais complexas contendo ramificações demandaram um maior tempo computacional, porém, em termos absolutos este não foi significativamente elevado, o que indica a possibilidade da utilização do software para a execução da metodologia como auxílio ao processo de tomada de decisões, mesmo considerando-se a necessidade da avaliação de múltiplos cenários.

Analisando a metodologia de otimização proposta neste estudo, há algumas oportunidades de melhoria que podem ser adicionadas em trabalhos futuros. Neste contexto, a introdução de variáveis discretas possibilitaria a previsão com mais precisão de tubulações com diâmetros comerciais e suas respectivas espessuras em função de cada classe de pressão exigida, assim como, prever a possibilidade do uso de diferentes tipos de aço na construção dos dutos. O uso de variáveis discretas permitiria, ainda, eliminar a aproximação para os custos de investimento em estações de compressão, adotada com o objetivo de prever custo zero em casos de potência de projeto nula. Tendo em vista a ociosidade demonstrada nos primeiros anos de operação, outra possibilidade de estudo futuro é a inclusão da possibilidade de parte da infraestrutura de transporte ser construída ao longo do tempo de operação de forma progressiva.

REFERÊNCIAS

5GROUP & CO. *FFT-z Processor Stress Test*: software livre. Versão 3.1.0.116. Boston, MA, USA, 2012. Disponível em: <<http://www.fft-z.org/>>. Acesso em: mar. 2014.

ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás. *Relatório ABEGÁS - Mercado e Distribuição Nº 17 – Ano II*. Brasil: ABEGÁS, dez de 2008. 15 p. Relatório Técnico. Disponível em: <http://www.abegas.org.br/Site/?page_id=243>. Acesso em: fev. 2013.

ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás. *Relatório ABEGÁS - Mercado e Distribuição Nº 22 : ano III*. Brasil: ABEGÁS, maio de 2009. 17 p. Relatório Técnico. Disponível em: <http://www.abegas.org.br/Site/?page_id=243>. Acesso em: fev. 2013.

ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás. *Relatório ABEGÁS - Mercado e Distribuição Nº 46 – Ano IV*. Brasil: ABEGÁS, jan de 2012. 17 p. Relatório Técnico. Disponível em: <http://www.abegas.org.br/Site/?page_id=243>. Acesso em: fev. 2013.

AMINI, M.; BAZARGAN, M. Two Objective Optimization in Shell-and-Tube Heat Exchangers Using Genetic Algorithm, *Applied Thermal Engineering*, 2013.

ANDRE, J.; BONNANS, F.; CORNIBERT, L. Optimization of capacity expansion planning for gas transportation networks. *European Journal of Operational Research*, v. 197, p. 1019 – 1027, 2009.

ANP - Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil). Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros. Brasil: ANP, 2001. 181 p. Relatório Técnico. Disponível em: <www.anp.gov.br/?pg=60031>. Acesso em: jun. 2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil). *Boletim Mensal do Gás Natural nº 30*. Brasil: ANP, jun de 2011a. 45 p. Relatório Técnico. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=59926>>. Acesso em: fev. 2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil). Resolução nº 06, de 03 de fevereiro de 2011b. Aprova o Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT, parte integrante da Resolução, relativos aos oleodutos e gasodutos autorizados ou concedidos a operar pela ANP. Diário Oficial [da] República Federativa Do Brasil, Brasília, DF, n. 26, 07 de fev. 2011. Seção I, p. 92. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2011/fevereiro/ranp%206%20-%202011.xml> e <<http://www.anp.gov.br/?dw=42266>>. Acesso em: maio 2014.

ANP - Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil). Resolução nº 16, de 17 de junho de 2008. Estabelece, através do Regulamento Técnico ANP nº 002/2008, parte integrante da Resolução, a especificação do gás natural, nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional. Diário Oficial [da] República Federativa Do Brasil, Brasília, DF, n. 115, 18 de jun. 2008. Seção I, p. 69-71.

BAUMRUCKER, B.T.; BIEGLER, L.T. MPEC strategies for cost optimization of pipeline operations. *Computers and Chemical Engineering*, v. 34, p. 900 – 913, 2010.

BCB – Banco Central do Brasil. Site institucional da autarquia federal integrante do Sistema Financeiro Nacional. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br>>. Acesso em: set. 2013.

BEHROOZSARAND, A.; EBRAHIMI, H.; ZAMANIYAN, A. Multiobjective Optimization of Industrial Autothermal Reformer for Syngas Production Using Nonsorting Genetic Algorithm II. *Ind. Eng. Chem. Res.* v. 48, p. 7529 – 7539, 2009.

BIRD, R.B.; STEWART, W.E.; LIGHTFOOT, E.N. *Fenômenos de Transporte*. 2ª edição, Ed. LTC, 2010.

BRAEUTIGAM, R.R. Optimal Policies For Natural Monopolies. In: SCHMALENSEE, R.; WILLIG, R.D. *Handbook of Industrial Organization*. 1st ed. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Science Publishers B.V., 1989. Volume II, Chapter 23, p. 1289 – 1346.

BRASIL. Site institucional do Governo Federal do Brasil. *Nota sobre o Pré-sal e o Campo de Libra*. 21 out. 2013. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/governo/2013/10/nota-sobre-o-pre-sal-e-o-campo-de-libra>>. Acesso em: 28 out. 2013.

BROWN, D.R.; HUMPHREYS, K.K.; VAIL, L.W. Carbon Dioxide Control Costs for Gasification. *Combined-Cycle Power Plants in the United States*. PNL-SA-22634. Washington, USA: Pacific Northwest Laboratory. 1993. Relatório Técnico apud DAHOWSKI, R.T. et al. *A CO₂ storage supply curve for North America*. Gloucestershire, UK: International Energy Agency Greenhouse Gas Programme. dez. 2004. 81 p. Relatório Técnico.

CHACZYKOWSKI, M. Sensitivity of pipeline gas flow model to the selection of the equation of state. *Chemical Engineering Research and Design*, v. 87, p. 1596 - 1603, 2009.

CHENG, Y. F. *Pipeline Engineering*. Oxford, UK: Ed. Encyclopedia of Life Support System (EOLSS), 2010.

CHIAVERINI, V. *Aços de Ferros Fundidos*. 7. Ed., Ed. ABM, 1996.

CONRADO, B.S.; RÍOZ-MERCADO, R.Z. Improving the operation of pipeline systems on cyclic structures by tabu search. *Computers and Chemical Engineering*, v. 33, p. 58-64, 2009.

CORDEIRO, G.B. Mapeamento Tecnológico da Cadeia do Gás Natural Liquefeito (GNL): Uma Análise Baseada em Estatísticas de Patentes (1978-2002). 2005. Monografia de Conclusão de Curso (Bacharelado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro (IE/UFRJ), Rio de Janeiro, 2005.

COSTA, A.L.H. *Modelagem e Simulação de Redes de Escoamento em Regime Estacionário*. 1997. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro (EQ/UFRJ), Rio de Janeiro, 1997.

COUPER, J.R. *Process Engineering Economics*. New York, USA: Ed. Marcel Dekker Inc., 2003.

CHRISTODOULOU, D. *The Technology and Economics of the Transmission of Gaseous Fuels*. 1984. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Department of Mechanical and Aerospace Engineering, Princeton University. New Jersey, USA. abr. 1984.

DAHOWSKI, R.T. et al. *A CO₂ storage supply curve for North America*. Gloucestershire, UK: International Energy Agency Greenhouse Gas Programme. dez. 2004. 81 p. Relatório Técnico.

DAHOWSKI, R.T. et al. *Regional opportunities for carbon dioxide capture and storage in China*. A comprehensive CO₂ storage cost curve and analysis of the potential for large scale carbon dioxide capture and storage in the people's Republic of China. Prepared for the U.S. Department of Energy. PNNL-19091. Washington, USA: Pacific Northwest Laboratory. dez. 2009. 85 p. Relatório Técnico.

EIA – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Independent Statistics and Analysis. Historical U.S. Natural Gas Wellhead Price. Disponível em: <<http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9190us3a.htm>>. Acesso em: set. 2013a.

EIA – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Independent Statistics and Analysis. Historical U.S. Natural Gas Wellhead Price. Disponível em: <<http://www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=W>>. Acesso em: set. 2013b.

ELEMENT ENERGY. *CO₂ pipeline infrastructure: An analysis of global challenges and opportunities*. Final Report For International Energy Agency Greenhouse Gas Programme. Cambridge, UK: Element Energy Limited. abr. 2010. 134 p. Relatório Técnico.

FETTAKA, S; THIBAUT, J.; GUPTA, Y. Design of shell-and-tube heat exchangers using multiobjective optimization. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. v. 60, p. 343 - 354, 2013.

FOX, R.W.; MCDONALD, A.T. *Introdução à Mecânica dos Fluidos*. 5. Ed., Ed. LTC, 2001.

GAO, L. et al. Cost Analysis of CO₂ Transportation: Case Study in China. *Energy Procedia*, v. 4, p. 5974 – 5981, 2011.

HEDDLE, G.; HERZOG, H.; KLETT, M. *The Economics of CO₂ Storage*. MIT LFEE 2003-003 RP. Massachusetts, EUA: Massachusetts Institute of Technology - Laboratory for Energy and the Environment. ago. 2003. 115 p. Relatório Técnico.

IHS. IHS indexes. IHS/CERA upstream capital cost index (UCCI). Disponível em: <<http://ihsindexes.com/>>. Acesso em: abr. 2011 apud KNOOPE, M.M.J.; RAMÍREZ, A.; FAAIJ, A.P.C. A state-of-the-art review of techno-economic models predicting the costs of CO₂ pipeline transport. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 16, p. 241-270, 2013.

KABIRIAN, A.; HEMMATI, M.R. A strategic planning model for natural gas transmission networks. *Energy Policy*, v. 35, p. 5656 - 5670, 2007.

KNOOPE, M.M.J.; RAMÍREZ, A.; FAAIJ, A.P.C. A state-of-the-art review of techno-economic models predicting the costs of CO₂ pipeline transport. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 16, p. 241-270, 2013.

LIU, H. *Pipeline Engineering*. Boca Raton, Florida, USA: Ed. Lewis Publishers - CRC Press, 2003.

MARLER, R.T.; ARORA, J.S. Survey of multi-objective optimization methods for engineering. *Structural and Multidisciplinary Optimization*, v. 26, p. 369-395, 2004.

MARQUES, D.; MORARI, M. On-line Optimization of Gas Pipeline Networks. *Automatica - International Federation of Automatic Control*, v. 24, p. 455-469, 1988.

MENON, E. S. *Gas pipeline hydraulics*. Ed. CRC Press - Taylor & Francis Group, 2005.

MC COY, S. T.; RUBIN, E. S. An engineering-economic model of pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 2, p. 219 – 229, 2008.

MOHITPOUR, M. et al. *A Concepts for Increased Natural Gas Supply – A Pipeline Perspective*. In: 16th WORLD PETROLEUM CONGRESS, 2000. Calgary, AB, Canada. 11-15 jun. 2000 apud MURRAY, A. *Pipeline Technology: Where Have We Been and Where Are We Going?* In: 3rd SEMINAR ON PIPELINE, 2001, Rio de Janeiro: IBP, 21-23 nov. 2001.

MOHITPOUR, M.; GOLSHAN, H.; MURRAY, A. *Pipeline Design & Construction: A Practical Approach*, 2. ed. Ed. ASME Press, 2003.

MOORE, R.G.; BISHNOI, P.R.; DONNELLY, J.K. Rigorous Design os Righ Pressure Natural Gas Pipelines Using BWR Equation of State. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, v. 58, p. 103 – 112, fev. 1980.

MURRAY, A. *Pipeline Technology: Where Have We Been and Where Are We Going?* In: 3rd SEMINAR ON PIPELINE, 2001, Rio de Janeiro: IBP, 21-23 nov. 2001.

NAJIBI, H. et al. Economic evaluation of natural gas transportation from Iran's South-Pars gas field to market. *Applied Thermal Engineering*, v. 29, p. 2009-2015, 2009.

NGATCHOU, P.; ZAREI A.; EL-SHARKAWI, M.A. *Pareto Multi Objective Optimization*. In: 13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, 2005, Arlington, VA. p. 84-91.

OANDA. Historical exchange rates. Disponível em: < <http://www.oanda.com>>. Acesso em: abr. 2011 apud KNOOPE, M.M.J.; RAMÍREZ, A.; FAAIJ, A.P.C. A state-of-the-art review of techno-economic models predicting the costs of CO₂ pipeline transport. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 16, p. 241-270, 2013.

OGDEN, J.M. et al. *Conceptual Design of Optimized Fossil Energy Systems with Capture and Sequestration of Carbon Dioxide*. Final Report. New Jersey, USA: Princeton Environmental Institute - Princeton University. nov. 2005. 191 p. Relatório Técnico.

OSIADACZ, A.J. *Different transient models: limitations, advantages and disadvantages*. In: PROCEEDINGS OF THE PSIG – THE 28TH ANNUAL MEETING SAN FRANCISCO, 1996 apud CHACZYKOWSKI, M. Sensitivity of pipeline gas flow model to the selection of the equation of state. *Chemical Engineering Research and Design*, v. 87, p. 1596 - 1603, 2009.

OUYANG, L.B.; AZIZ, K. Steady-state gas flow in pipes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, V.14, p. 137-158, 1996.

PARKER, N. Using natural gas transmission pipeline costs to estimate hydrogen pipeline costs. *Institute of Transportation Studies (UCD), UC Davis. eScholarship - University of California*. 2004. Disponível em: <<http://escholarship.org/uc/item/9m40m75r>>. Acesso em: mar. 2013.

PENG, D.Y.; ROBINSON, D.B. A New Two-Constant Equation Of State. *Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals*, v. 15, n.1, p. 59–64, fevereiro 1976 apud SMITH, J. M.; VAN NESS, H. C.; ABBOTT, M.M. *Introdução a Termodinâmica da Engenharia Química*, 5ª edição, Ed. LTC, 2000.

PETZOLD, L. R. *A Description of DASSL: A Differential Algebraic System Solver*. Sandia National Laboratory, Report # SAND82-8637, 1982.

PIESSENS, K. Personal Communication on costs equations and modelling methods. abril 2011 apud KNOOPE, M.M.J.; RAMÍREZ, A.; FAAIJ, A.P.C. A state-of-the-art review of techno-economic models predicting the costs of CO₂ pipeline transport. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 16, p. 241-270, 2013.

PIESSENS, K. et al. *Policy Support System for Carbon Capture and Storage*. SD/CP/04^a. Bélgica: Belgian Science Policy, set. 2008. 269 p. Relatório Técnico.

RUAN, Y.; LIU, Q.; ZHOU, W.; BATTY, B.; GAO, W.; REN, J.; WATANABE, T. A procedure to design the mainline system in natural gas networks. *Applied Mathematical Modelling*, v. 33, p. 3040 - 3051, 2009.

SILVA, A.K.R. *O Regime de Concessão para o Transporte Dutoviário de Gás Natural: O Novo Marco Legal e as Implicações para o Controle Externo*. 2011. Monografia de Conclusão de Curso (Especialização em Controle da Regulação) - Programa de Pós-Graduação em Controle Externo (PGCE), Instituto Serzedello Corrêa, Tribunal de Contas da União (ISC/TCU), Brasília, 2011.

SINGH, R. R.; NAIN, P. K. S. Optimization of Natural Gas Pipeline Design and Its Total Cost Using GA. *International Journal of Scientific and Research Publications*, v. 2, n. 8, ago. 2012.

SMITH, J. M.; VAN NESS, H. C.; ABBOTT, M.M. *Introdução a Termodinâmica da Engenharia Química*, 5. ed., Ed. LTC, 2000.

STEEL ON THE NET. Steel industry information, contacts and expert advice
Steel price levels in years 2010 and 2011. Recent steel pricing history – flat and long products. Disponível em: <<http://www.steelonthenet.com>>. Acesso em: jan. 2012 apud KNOOPE, M.M.J.; RAMÍREZ, A.; FAAIJ, A.P.C. A state-of-the-art review of techno-economic models predicting the costs of CO₂ pipeline transport. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 16, p. 241-270, 2013.

SKOVHOLT, O. CO₂ Transportation System. *Energy Convers. Mgmt.*, v. 34, n. 9-11, p. 1095 – 1103, 1993.

TABKHI, F. *Optimisation de réseaux de transport de gaz*. 2007. Dissertação (Doutorado em Engenharia de Processo e Meio Ambiente) – Institut National Polytechnique de Toulouse. Toulouse, França, 2007.

TABKHI, F. et al. Improving the Performance of Natural Gas Pipeline Networks Fuel Consumption Minimization Problems. *American Institute of Chemical Engineers Journal*, v.56, n. 04, p. 946 – 964, abr. 2010.

TAG. *Relatório de Simulação Termo-Hidráulica do Gasoduto Paulínia-Jacutinga*. RT-PSL-09.09 Rev. 0. Brasil: Transportadora Associada de Gás - TAG, jul. 2009. 5 p. Relatório Técnico. Disponível em: <<http://tag.petrobras.com.br/main.jsp?lumChannelId=8A95ECEB2260CD61012266064C477B86>>. Acesso em: dez. 2013.

THORLEY, A.R.D.; TILEY, C.H. Unsteady and transient flow of compressible fluids in pipelines: a review of theoretical and some experimental studies. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, v. 8, n.1, p. 3 - 15, 1987 apud CHACZYKOWSKI, M. Sensitivity of pipeline gas flow model to the selection of the equation of state. *Chemical Engineering Research and Design*, v. 87, p. 1596 - 1603, 2009.

VAN DEN BROEK, M. et al. Designing a cost-effective CO₂ storage infrastructure using a GIS based linear optimization energy model. *Environmental Modelling & Software*, v. 25, p. 1754 – 1768, 2010.

ANEXO – PRODUÇÃO CIENTÍFICA

Neste anexo é apresentada a produção científica desenvolvida durante o curso de mestrado. Um artigo específico sobre os resultados da presente dissertação será submetido em breve. É apresentada apenas a primeira página do artigo completo.

Congresso: XIX Congresso Brasileiro de Engenharia Química – COBEQ 2012. De 09 à 12 de setembro de 2012. Atlântico Búzios Convention & Resort. Búzios, RJ, Brasil.

⇒ Título: Análise Comparativa entre Modelos de Escoamento Compressível através de Dutos em Estado Estacionário. Autores: Felipe S. Alves, Jaime N. M. Souza, Eduardo R. A. Lima e André L. H. Costa.

ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE MODELOS DE ESCOAMENTO COMPRESSÍVEL ATRAVÉS DE DUTOS EM ESTADO ESTACIONÁRIO.

F. S. Alves^{1,2}, J. N. M. Souza³, E. R. A. Lima² e A. L. H. Costa²

¹ ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

² PPG-EQ/UERJ - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química - Universidade do Estado do Rio de Janeiro

³ INPI - Instituto Nacional da Propriedade Industrial.

E-mail para contato: andrehc@uerj.br

RESUMO – Em problemas de engenharia química é recorrente a necessidade do uso de modelos para descrever o escoamento de gases, visando prever o comportamento hidráulico dos fluidos em escoamento. Este problema é especialmente importante no caso de sistemas de transporte de gás natural a grandes distâncias. No cenário brasileiro, simulações de escoamento em gasodutos são amplamente utilizadas pelos operadores de transporte de gás natural que são obrigados a assegurar que o sistema está equilibrado e que as entregas do gás serão realizadas de forma confiável. Neste contexto, o presente trabalho apresenta um estudo comparativo entre diversas abordagens para simulação do escoamento de gases em dutos, levando em conta a exatidão das previsões e o esforço computacional necessário para a resolução do modelo. Basicamente, as diversas alternativas se diferenciam na forma que as equações de balanço de momento e de balanço de energia são estruturadas e resolvidas para a simulação em regime permanente. Considerando a utilização de modelos matemáticos de escoamento como parte integrante de problemas de otimização para o planejamento da expansão de malhas dutoviárias, a análise do equilíbrio entre acurácia e eficiência computacional é uma questão particularmente relevante. Com este objetivo, a comparação entre as diferentes alternativas é realizada através de problemas de simulação de exemplos típicos de dutos para transporte de gás natural.

1. INTRODUÇÃO

Em problemas de engenharia química é recorrente a necessidade do uso de modelos para descrever o escoamento de gases, visando prever a hidráulica de dutos e os perfis de pressão e temperatura dos fluidos em escoamento, especialmente em sistemas de transporte de gás natural.

Segundo Chaczykowski (2009), simulações de escoamento em dutos são amplamente utilizadas pelos operadores de transporte de gás que são obrigados a assegurar que o sistema está equilibrado e que as entregas do gás sejam mantidas.