

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Pós-Graduação em Engenharia de Dutos

Metodologia para Cálculo da Probabilidade de Não Atendimento de Pontos de Entrega em Gasodutos de Distribuição

Marcelo de Souza Cruz

Luis Fernando Alzuir Azevedo

Luis Fernando Gonçalves Pires



Marcelo de Souza Cruz

**Metodologia para Cálculo da Probabilidade de Não
Atendimento de Pontos de Entrega em Gasodutos de
Distribuição**

Monografia de Fim de Curso

Monografia apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Engenharia de Dutos.

Orientador: Prof. Luis Fernando Alzuguir Azevedo
Coorientador: Luis Fernando Gonçalves Pires

Rio de Janeiro
Junho de 2014

Agradecimentos

Aos meus pais Carlos e Luiza, pelo amor, carinho e por terem me ensinado todos os valores morais muito importantes para minha formação como pessoa.

Às minhas irmãs Valéria, Mel e em especial Tássia, pelo apoio e pelo auxílio com a pesquisa.

A minha namorada Julia, pelo amor, carinho e confiança imensuráveis.

Aos professores orientadores Luis Fernando G. Pires e Luis Fernando A. Azevedo pela orientação e pela oportunidade.

A todos os professores que compuseram o quadro de aulas oferecidas.

A toda equipe do SIMDUT (Núcleo de Simulação Termohidráulica de Dutos da PUC-Rio) por corroborar e incentivar a fazer o curso.

Ao colega de trabalho Claudio Veloso Barreto por toda ajuda durante a execução do trabalho.

Ao Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

E a todos que, de alguma forma, me ajudaram a concluir mais este objetivo.

Resumo

Cruz, Marcelo de Souza; Azevedo, Luis Fernando A.; Pires, Luis Fernando G. **Metodologia para Cálculo da Probabilidade de Não Atendimento de Pontos de Entrega em Gasodutos de Distribuição**, 2014. 48p. Monografia de Pós Graduação em Engenharia de Dutos - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A crescente participação do gás natural na matriz energética do país vem impulsionando a ampliação da malha de gasodutos de transporte existente. Com o aumento dos volumes transportados, a atenção também é voltada para os gasodutos de distribuição, a fim de garantir o atendimento da crescente demanda de consumo dos usuários finais. A definição do exato momento para se investir em medidas para a ampliação da capacidade de um gasoduto, frente aos gastos decorrentes de multas contratuais por não atendimento a um consumidor, é de extrema importância no planejamento financeiro de uma empresa de distribuição de gás. Para isso, torna-se necessário conhecer o quão próximo do limite de sua capacidade de transporte, um gasoduto está operando e, baseado em previsões de consumo, definir até quando o mesmo poderá operar sem que seja necessária alguma intervenção para aumento de sua capacidade. O presente estudo apresenta uma metodologia para o cálculo da probabilidade de ocorrência de alguma combinação de consumos que gere uma falha no atendimento de pontos de entrega em gasodutos. A metodologia desenvolvida baseia-se em um levantamento estatístico dos históricos de consumos em cada ponto de entrega, seguido da realização de todas as possíveis combinações entre faixas de consumo praticadas e posterior cálculo hidráulico para obtenção das pressões resultantes para cada combinação analisada. Essa metodologia visa a realização de uma análise probabilística focada nos perfis de consumo, diante de um cenário operacional de um gasoduto com inúmeros pontos de entrega, nos quais não são verificados padrões lógicos de entrega do gás.

Palavras-chave

Gasodutos de Distribuição; Probabilidade de não Atendimento; Perfis de Consumo; Simulação de Gasodutos.

Sumário

1. Introdução	10
2. Revisão Bibliográfica	15
3. Objetivo	17
4. Metodologia	18
4.1. Levantamento de Dados	18
4.2. Validação dos Dados e Ajuste do Modelo	19
4.3. Seleção das Faixas de Consumo e Levantamento Estatístico	20
4.4. Combinação das Faixas de Consumo	21
4.5. Cálculo Hidráulico	22
4.5.1. Premissas	22
4.5.2. Equação de Estado	23
4.5.3. Viscosidade Absoluta	24
4.5.4. Equação para Escoamento em Gasoduto	24
4.5.5. Procedimento para Resolução do Cálculo	26
4.6. Identificação de Cenário com Falha no Atendimento	28
4.7. Cálculo da Probabilidade de Não Atendimento	29
5. Validação do Cálculo Hidráulico	32
5.1. CNGA e Haaland x Peng-Robinson e Colebrook-White	32
5.2. Influência da Discretização do Cálculo	35
6. Caso Exemplo	38
6.1. Levantamento de Dados	38
6.2. Validação dos Dados e Ajuste do Modelo	40
6.3. Seleção das Faixas de Consumo e Levantamento Estatístico	40
6.4. Combinação das Faixas de Consumo	40

6.5. Cálculo Hidráulico	41
6.6. Identificação de Cenário com Falha no Atendimento	41
6.7. Cálculo da Probabilidade de Não Atendimento	42
7. Conclusões e Recomendações	44
Referências Bibliográficas	47

Lista de figuras

Figura 1.1 – Balanço de Gás Natural no Brasil (MME, 2014)	11
Figura 1.2 – Malha de Gasodutos de Transporte do Brasil (ABEGÁS, 2014)	12
Figura 1.3 – Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição (MME, 2014)	12
Figura 4.1 – Estudo de sensibilidade para ajuste do modelo	20
Figura 4.2 – Divisão do perfil de consumo de cada PE em faixas	21
Figura 4.3 – Identificação de um cenário de falha no atendimento	29
Figura 4.4 – Fluxograma esquemático da metodologia	30
Figura 5.1 – Comparação das pressões resultantes nos PEs $\Rightarrow P_{\text{envio}} = 12 \text{ kgf/cm}^2$	33
Figura 5.2 – Comparação das pressões resultantes nos PEs $\Rightarrow P_{\text{envio}} = 30 \text{ kgf/cm}^2$	34
Figura 5.3 – Comparação das pressões resultantes nos PEs $\Rightarrow P_{\text{envio}} = 60 \text{ kgf/cm}^2$	34
Figura 5.4 – Comparação entre discretização uniforme e sem discretização	36
Figura 5.5 – Avaliação da influência do comprimento do trecho	37
Figura 6.1 – Dados de entrada na planilha de cálculo desenvolvida	39
Figura 6.2 – Porcentagem de ocorrência em cada faixa de vazão definida	4
Figura 6.3 – Cálculo hidráulico à partir das combinações de consumo geradas	41
Figura 6.4 – Identificação de cenário com falha no atendimento	42
Figura 6.5 – Cálculo da probabilidade de não atendimento dentro de uma amostra	43

Lista de tabelas

Tabela 1.1 – Produção Nacional (MME, 2014)	10
Tabela 1.2 – Importação por gasoduto e regaseificação de GNL (MME, 2014)	10
Tabela 4.1 – Coeficientes para equação de escoamento – Modelo Teórico	26

Nomenclatura

PE	Ponto de entrega
P	Pressão (Pa)
T	Temperatura do escoamento ($^{\circ}C$)
ρ	Massa específica (kg/m^3)
\mathfrak{R}	Constante universal dos gases perfeitos ($\mathfrak{R}=8314,4 J/kmol.K$)
M_g	Massa molecular do gás ($kg/kmol$)
M_{ar}	Massa molecular do ar seco ($M_{ar} = 28,9626 kg/kmol$)
G	Densidade do gás relativa ao ar (M_g/M_{ar}).
D	Diâmetro (m)
g	Aceleração da gravidade. $g = 9,80665 m/s^2$.
L	Comprimento do duto (m)
t	Espessura da parede do duto (m)
ε	Rugosidade superficial da parede do duto(m)
η	Fator de eficiência de transporte
h	Elevação (m)
μ_g	Viscosidade absoluta do gás (cP)
$A_{\mu}, B_{\mu}, C_{\mu}$	Coefficientes da viscosidade
A, B, C, C_1, C_2	Coefficientes para equação de escoamento
Q	Vazão volumétrica (m^3/s).
v	Velocidade de escoamento (m/s)
f	Fator de atrito
Re	Número de Reynolds
Z	Fator de Compressibilidade do gás
n	Coefficiente da equação de Haaland
K_p	Coefficientes de resistência de pressão
$grav$	Coefficientes de resistência de gravidade
$POFa_{PE}$	Probabilidade de ocorrência de falha no atendimento de um PE (%)

Subscritos

g Propriedade da mistura de gás

std Padrão ou *standard*

e Entrada do elemento

s Saída do elemento

i Interno

m Médio

1. Introdução

Desde a introdução do gás natural na matriz energética do país nos anos 90, a sua participação no cenário nacional tem aumentado significativamente. Essa crescente participação é fomentada pela grande disponibilidade dessa “fonte de energia limpa”, proveniente do constante aumento na produção nacional (inicialmente o gás associado e a crescente exploração do gás não associado) e importação por gasoduto e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL).

Segundo Ministério de Minas e Energia (2014), nos últimos 5 anos o crescimento da produção nacional atingiu o percentual de 33,29% e a importação de gás natural, 100,40%. Essas evoluções são apresentadas na Tabela 1.1 e Tabela 1.2, respectivamente.

Tabela 1.1 – Produção Nacional (MME, 2014)

PROD. NACIONAL (em milhões m ³ /dia)	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	2014				Média 2014
						jan	fev	...	dez	
Terra	16,56	16,51	16,84	16,73	20,58	23,66	23,74			23,69
Mar	41,35	46,33	49,08	53,85	56,61	56,70	59,51			58,03
Gás Associado	46,50	47,12	48,59	49,01	51,42	52,15	54,73			53,37
Gás Não Associado	11,41	15,72	17,34	21,57	25,77	28,21	28,52			28,36
TOTAL	57,91	62,84	65,93	70,58	77,19	80,36	83,25			81,73

Fonte: ANP, mar/14

Tabela 1.2 – Importação por gasoduto e regaseificação de GNL (MME, 2014)

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m ³ /dia)		Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	2014				
							jan	fev	...	dez	
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	22,20	26,90	26,85	26,66	30,64	32,04	31,85		
	Via MT	PETROBRAS	0,00	0,00	0,01	0,89	1,10	0,00	1,12		
		MTGás	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,00		
Subtotal			22,20	26,91	26,86	27,56	31,75	32,07	32,97		
Argentina	Sulgás (TSB)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00		
	Subtotal			0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00		
Gás Natural Liquefeito - GNL *			0,72	7,64	1,64	8,50	14,57	11,61	21,17		
Terminal GNL de Pecem *			0,64	2,49	1,13	1,95	3,54	3,41	4,16		
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,08	5,15	0,51	6,55	10,52	8,06	12,89		
Terminal GNL da Bahia *			-	-	-	-	0,14	4,12			
TOTAL			22,92	34,55	28,50	36,04	45,97	43,68	54,14		
Consumo em transporte na importação			0,58	0,89	0,93	0,93	1,18	1,25	1,25		
Oferta de gás importado			22,35	33,66	27,57	35,11	44,79	42,43	52,89		

Fontes: ANP e TBG, mar/14

* Os valores de importação de GNL correspondem aos volumes regaseificados no mês.

Devido a essa grande disponibilidade, o consumo de gás natural já atinge grande parte das atividades essenciais do país: setores residencial, industrial, comercial, geração elétrica e automotivo. Segundo a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado – ABEGÁS (2014), os consumos de gás natural nos setores residencial, industrial, geração elétrica e comercial obtiveram um crescimento de, respectivamente, 6,2%, 5,3%, 22,9% e 9,4%, para o mês de março de 2014, em relação ao mesmo período de 2013. A Figura 1.1 apresenta um diagrama esquemático ilustrando o balanço de gás natural no Brasil.

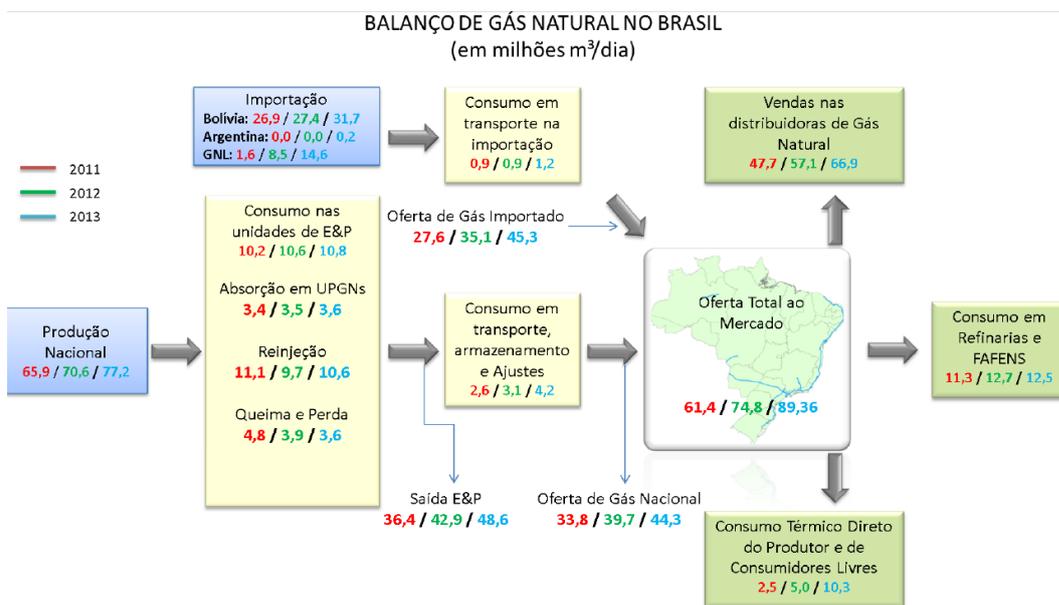


Figura 1.1 – Balanço de Gás Natural no Brasil (MME, 2014)

Como pode ser notado pelas estatísticas apresentadas anteriormente, o aumento da importância do gás natural é principalmente visível no setor de geração elétrica. Com as frequentes estiagens que atingem diversas regiões do país e que reduzem a capacidade das usinas hidrelétricas, a utilização das termoelétricas tem sido o principal recurso para compensar a geração de energia.

Com tamanha disponibilidade e visível dependência do mercado, a perspectiva de participação do gás natural na matriz energética brasileira é claramente crescente. Para acompanhar esse crescimento, a malha de gasodutos de transporte precisou ser ampliada, e tende a continuar crescer para acompanhar a demanda de consumo. A Figura 1.2 ilustra a malha de gasodutos de transporte nacional.



Figura 1.2 – Malha de Gasodutos de Transporte do Brasil (ABEGÁS, 2014)

Assim como a malha de transporte, a malha de gasodutos de distribuição também demanda investimentos, de modo a garantir a entrega do gás natural aos consumidores finais. Segundo Ministério de Minas e Energia (2014), a malha de gasodutos de distribuição vem apresentando um expressivo crescimento, desde 1999. A Figura 1.3 apresenta essa evolução.

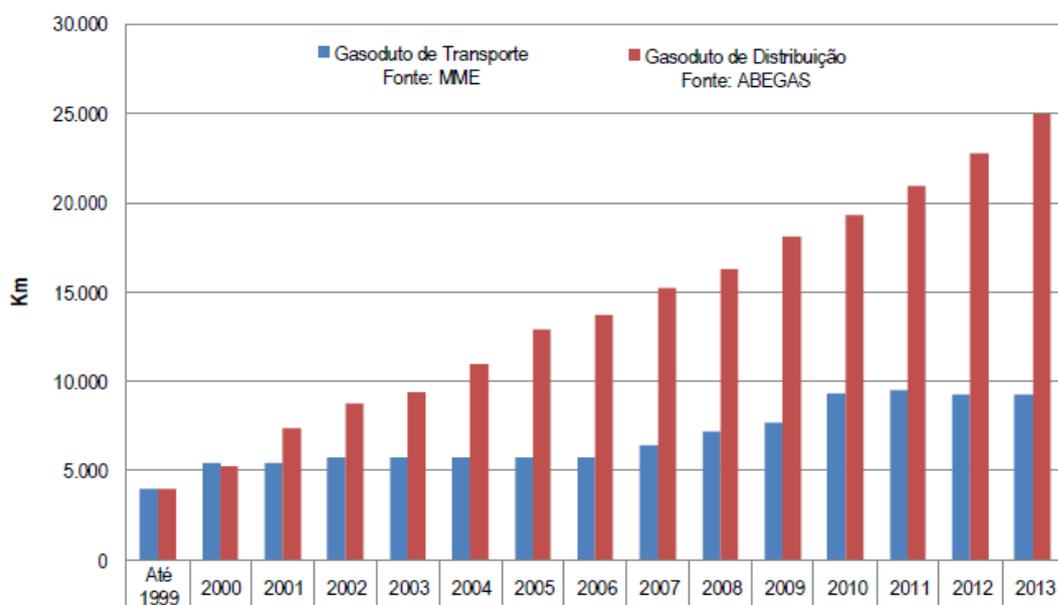


Figura 1.3 – Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição (MME, 2014)

Conforme o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2013-2022 (MME, 2013), existe a indicação de construção de apenas um gasoduto de transporte até 2022. Devido a esse fato, grande parte das empresas distribuidoras do país já anunciam investimentos destinados à ampliação da malha de distribuição para os próximos anos.

A iminência desse cenário favorável, trás à tona a importância da definição do exato momento para o investimento na ampliação da capacidade de um gasoduto. A indisponibilidade de gás para atendimento a um ponto de entrega pode acarretar em penalidades impostas às distribuidoras, que garantiram, através de um contrato, a entrega de certa quantidade de gás a uma determinada pressão mínima.

Frente a uma decisão como essa, as empresas distribuidoras de gás necessitam de recursos para entender melhor a sua malha de distribuição e, poder assim, traçar o seu planejamento financeiro. Em outras palavras, é necessário conhecer o quão próximo do limite de sua capacidade de transporte, um gasoduto está operando e, baseando-se em previsões de consumo, definir até quando o mesmo poderá operar sem que haja necessidade de alguma intervenção.

A análise do comportamento operacional de um gasoduto, na maioria dos casos, não representa uma tarefa simples. Um cenário operacional usual observado em um gasoduto consiste em inúmeros pontos de entrega, independentes entre si, nos quais não são verificados padrões lógicos de consumo. Portanto, na ausência de padrões e tendência que possam simplificar uma análise, quantificar a ocorrência de situações operacionais específicas requer uma análise que aborde todas as situações operacionais realizadas.

Para um gasoduto com as configurações conforme citado acima, obter um valor que represente a probabilidade de ocorrência de indisponibilidade de gás em pontos de entrega, requer cuidados específicos. É trivial a identificação de combinações de consumo máximo e de consumo mínimo. No entanto, elas representam casos pontuais, não sendo útil para a quantificação da ocorrência de todas as possíveis situações de falha.

Existem inúmeras combinações de consumo que ocasionam em uma falha no atendimento em algum ponto de entrega. Para uma quantificação correta, cada

uma dessas combinações deve ser analisada individualmente, através de uma representação hidráulica do sistema.

2. Revisão Bibliográfica

A previsão do comportamento de gasodutos contendo diversos pontos de entrega, praticando consumos variáveis, requer o conhecimento não só das propriedades físicas e operacionais do mesmo e da aplicação de métodos matemáticos para a representação do escoamento, mas também, de métodos para análise histórica dos consumos praticados. No âmbito da modelagem computacional, é necessário o levantamento das equações que governam o escoamento, conhecendo-se as correlações para o cálculo das propriedades do gás natural e cálculo da perda de carga. No âmbito da análise dos consumos, é importante conhecer metodologias aplicadas na avaliação e quantificação de perfis de consumo. Dessa forma, a presente revisão bibliográfica contempla trabalhos relacionados à modelagem e análise operacional do problema.

Com relação à modelagem, pode-se mencionar o trabalho de Hongyu et al. (2012), que realiza uma comparação entre diversas equações de estado (Sarem, CNGA, Peng-Robinson, AGA8-92DC, BWRS), apresentando boa concordância entre os resultados. Dessa forma, considerando as incertezas dos dados de entrada do problema, a fim de simplificar a execução do cálculo, foi dada ênfase na análise de equações que exigem menor esforço computacional. Nesse âmbito, os trabalhos de Sánchez et al. (2011) e Nieckele et al. (2007) utilizam a equação CNGA na determinação das propriedades do gás natural aplicada na simulação numérica de escoamento em gasodutos.

Para o cálculo do fator de atrito f , utilizado na resolução do escoamento, buscaram-se também correlações que atingissem o resultado de maneira explícita. Os trabalhos de Ouyang et al. (1996) e Nouri-Borujerdi et al. (2009) recomendam a utilização da correlação de Haaland para o cálculo de f , na simulação do escoamento em gasodutos.

Quanto à análise operacional do sistema, buscaram-se trabalhos que verificassem a ocorrência de falha no atendimento dos pontos de entrega. Faertes et al. (2010) apresentam em seu trabalho, um modelo de confiabilidade

para a malha de abastecimento integrada de gás no Brasil. Neste estudo é levantada a eficiência de abastecimento da malha. No entanto, as falhas no abastecimento são contabilizadas somente a partir de histórico de falhas de equipamentos.

Vasconcelos et al. (2013) apresentaram em seu trabalho uma modelagem da malha de dutos de gás natural no Brasil, apresentando definições de capacidade da malha e apontando previsões de consumo. Neste estudo, realizou-se a verificação do atendimento de pontos de entrega a partir da comparação entre os valores de capacidade e de índices de crescimento de consumo, obtidos a partir de índices de crescimento populacional.

Como pôde ser observado nessa pesquisa bibliográfica, verificou-se a falta de informações na literatura a respeito de cálculo da probabilidade de não atendimento de pontos de entrega, a partir de análise histórica de perfis de consumo individuais. A maioria dos trabalhos observados apontam apenas as falhas em equipamentos ou queda da produção, como motivo de não atendimento de um consumidor. Portanto, o presente estudo visa fornecer uma abordagem diferente de análise, tendo como foco principal os perfis de consumo praticados. Assim, busca-se quantificar a real necessidade de investimentos em ampliação de capacidade em um gasoduto.

3. Objetivo

O presente trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia para o cálculo da probabilidade de ocorrência de combinações de consumos que gerem uma falha no fornecimento de gás natural em pontos de entrega de gasodutos. A metodologia desenvolvida, em uma primeira etapa, consiste no levantamento estatístico dos históricos de consumos e definição de faixas de consumo praticadas, para cada ponto de entrega. Em seguida, são realizadas todas as possíveis combinações entre faixas de consumo definidas e então, é realizado, para cada uma delas, o cálculo hidráulico para obtenção das pressões resultantes ao longo do duto. Essa metodologia visa a realização de uma análise probabilística focada nos perfis de consumo, diante de um cenário operacional de um gasoduto com inúmeros pontos de entrega, nos quais não são verificados padrões lógicos de entrega do gás. Para alcançar este objetivo foi desenvolvida uma planilha de cálculo em Excel, utilizando códigos de programação em VBA.

4. Metodologia

Nesta seção são apresentadas todas as etapas para aplicação da metodologia desenvolvida para o cálculo da probabilidade de não atendimento de um ponto de entrega em gasodutos. As etapas apresentadas detalham os seguintes procedimentos: levantamento de dados para a representação do sistema; seleção de faixas de consumo praticadas em cada ponto de entrega; levantamento estatístico do consumo em cada faixa definida; combinação entre faixas de consumo; definição das correlações utilizadas para realização do cálculo hidráulico; verificação da ocorrência de um cenário com falha no atendimento; e cálculo da probabilidade de ocorrência de uma falha no atendimento do sistema.

4.1. Levantamento de Dados

A primeira etapa para o início da análise do comportamento de um gasoduto é o levantamento de suas características físicas e operacionais. Para o levantamento das características físicas, são importantes os seguintes dados:

- Densidade do gás;
- Comprimento do gasoduto;
- Posição dos pontos de entrega ao longo do gasoduto;
- Elevação nos pontos de entrega;
- Diâmetro;
- Espessura;
- Rugosidade interna.

Para o levantamento das características operacionais, são importantes os seguintes dados:

- Pressão e temperatura padrão adotadas;
- Temperatura do escoamento;
- Pressão mínima contratual para cada PE;

- Históricos de consumo para cada PE;
- Histórico de pressão no recebimento do gasoduto;
- Históricos de pressão em diferentes pontos do gasoduto;

A qualidade do resultado obtido a partir da metodologia descrita é estritamente dependente da qualidade dos dados listados acima. Quanto maior for o período historiado, mais realista será o resultado final.

4.2. Validação dos Dados e Ajuste do Modelo

Com os dados físicos e operacionais do gasoduto em mãos, é importante verificar a consistência dos mesmos. Para isso, é realizado o processo de validação desses dados com auxílio de um software de simulação transiente, como por exemplo, o PipelineStudio da Energy Solutions International.

O software recebe como condições de contorno as informações listadas no item 4.1, exceto pelos históricos de pressão para diferentes pontos do gasoduto. Estes, por sua vez, são os dados que devem ser comparados com os dados de saída do programa.

Geralmente, após essa primeira simulação, é necessária a realização de um estudo de sensibilidade para ajuste dos resultados do modelo com os dados reais. Neste estudo, é usual o ajuste de valores como os de rugosidade interna do duto ϵ ou do fator de eficiência de transporte η . A Figura 4.1 ilustra um exemplo de como é realizado esse ajuste.

Com a verificação dos dados realizada e o modelo computacional ajustado, torna-se possível uma análise do comportamento sistema com maior precisão. Vale ressaltar que, como, para a metodologia desenvolvida, os cálculos hidráulicos realizados utilizam uma ferramenta de cálculo própria, será realizado posteriormente, na seção 5, uma comparação dos resultados da ferramenta desenvolvida com os resultados obtidos com o PipelineStudio. Dessa forma, busca-se comprovar a eficiência da planilha de cálculo para representação do sistema.

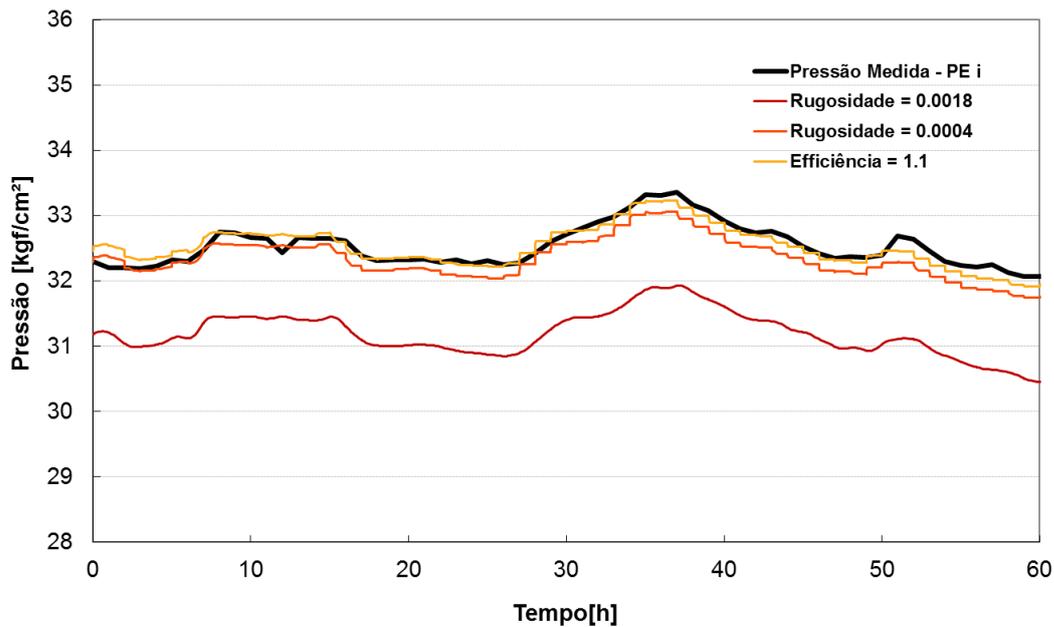


Figura 4.1 – Estudo de sensibilidade para ajuste do modelo

4.3. Seleção das Faixas de Consumo e Levantamento Estatístico

A fim de quantificar e analisar estatisticamente os consumos praticados em cada PE, os dados históricos de consumo levantados são subdivididos em faixas. Em cada faixa de consumo definida, verifica-se a percentagem de ocorrência do consumo de cada PE, dentro da mesma. A definição dessas faixas de consumo deverá levar em conta as percentagens dos consumos obtidas, buscando-se agrupar, em uma determinada faixa, patamares de consumo semelhantes. Quanto maior for o número de faixas, mais preciso será o resultado final. A Figura 4.2 ilustra um exemplo de como são definidas as faixas de consumo.

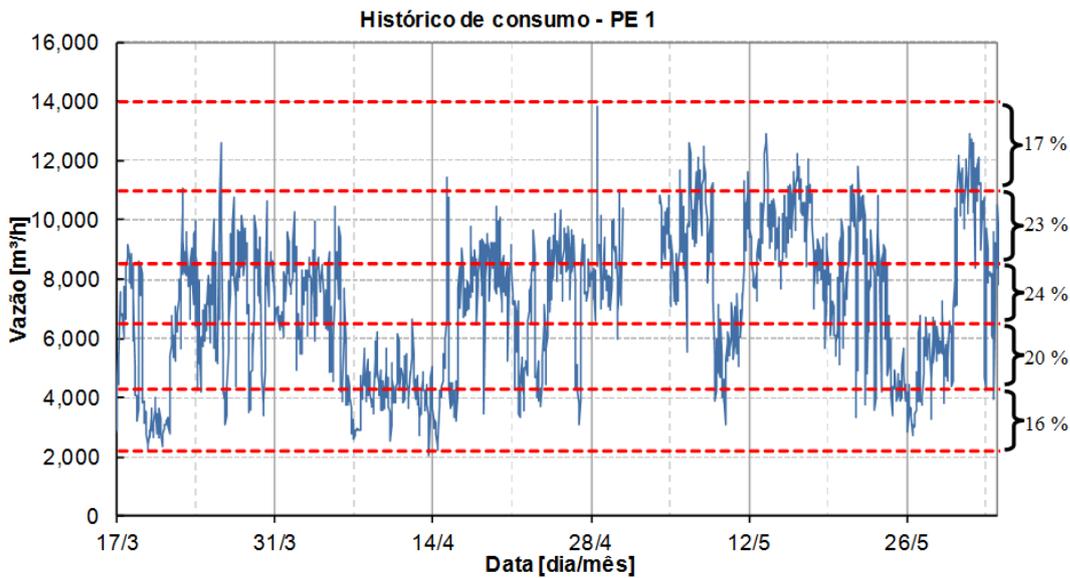


Figura 4.2 – Divisão do perfil de consumo de cada PE em faixas

Além dos históricos de consumo, o histórico de pressão no recebimento do gasoduto também é analisado para servir como dado de entrada para o cálculo. Como, para um gasoduto de distribuição, a pressão mínima no ponto de recebimento é, geralmente, estipulada em contrato, a análise histórica dessa variável irá disponibilizar a pressão que alimentará o sistema.

4.4. Combinação das Faixas de Consumo

Com as faixas de consumo definidas, realizam-se todas as possíveis combinações entre faixas de consumo de cada PE. Dessa forma, obtêm-se todas as possíveis condições operacionais de vazão no gasoduto, tendo como base os consumos já praticados dentro de um histórico analisado. Cada combinação de consumos terá uma probabilidade de ocorrência associada, e a verificação de ocorrência de não atendimento, realizada individualmente. O número de combinações geradas é dado pela seguinte equação:

$$n^{\circ} \text{combinações} = \prod_{i=1}^{n^{\circ} \text{de PEs}} \left(n^{\circ} \text{faixas}_{PE_i} \right) \quad (4.1)$$

onde i representa um determinado PE e $n^{\circ} \text{faixas}_{PE_i}$ representa o número de faixas e que o PE_i foi subdividido.

4.5. Cálculo Hidráulico

Neste item são apresentadas as premissas consideradas no cálculo hidráulico, além das equações e correlações utilizadas para a representação do escoamento no gasoduto. Utilizando como dados de entrada a pressão no recebimento do gasoduto e as diversas combinações de consumo obtidas conforme item 4.4, o cálculo hidráulico fornece como saída, as pressões resultantes em cada ponto de entrega. Na metodologia desenvolvida no presente trabalho, esse cálculo é realizado para cada uma das combinações de consumos geradas.

4.5.1. Premissas

Com base na complexidade do problema e no grau de incerteza dos dados de entrada utilizados, foram estabelecidas premissas de cálculo, adequadas para obtenção dos resultados esperados:

- Escoamento unidimensional
- Fluido compressível, monofásico e newtoniano
- Escoamento isotérmico a 20°C:

Premissa adotada devido à aplicação em sistemas de médias ou baixas pressões, com ausência ou grande incerteza nos dados de temperatura.

- Regime permanente:

Como a metodologia apenas verifica condições de falha em cenários pontuais, considerou-se apenas a análise permanente do problema, desconsiderando o efeito de “empacotamento” do sistema.

- Pressão constante no envio:

Conforme descrito no item 4.3, a pressão de recebimento no gasoduto é definida a partir da análise de dados históricos. O cálculo hidráulico considera a pressão no recebimento como um valor constante, representado pelo valor mínimo contratual.

- Linha tronco e sentido de fluxo único:

Para uma análise inicial simplificada, a estrutura de cálculo foi desenvolvida de modo a permitir o estudo de apenas uma linha tronco com pontos de

entrega ao longo da mesma e uma única fonte de pressão. Dessa forma, os cálculos desenvolvidos não permitem a análise de um sistema construído na forma de “malhas”.

- Condição padrão de temperatura e pressão: 20°C e 1 atm

4.5.2. Equação de Estado

Dadas as características do meio, a determinação das propriedades do gás natural pode ser obtida a partir de uma equação de estado. Ela deverá retratar o comportamento do gás para todas as condições de pressão P e temperatura T . A equação de estado, também chamada de relação P - ν - T , relaciona as variáveis de estado (pressão P , volume específico ν ou massa específica ρ e temperatura T) permitindo a obtenção de qualquer variável em função de duas variáveis de um determinado estado.

A lei dos gases ideais ou perfeitos é o modelo termodinâmico mais simples que prevê o comportamento dos gases submetidos a baixas pressões ou altas temperaturas. No entanto gases a altas pressões não se comportam como ideais ou perfeitos. O desvio do comportamento em relação ao gás ideal é medido pelo fator de compressibilidade $Z(P,T)$ que varia com pressão e temperatura. A massa específica do gás pode ser calculada com:

$$\rho(P,T) = P \frac{M_g}{Z(P,T) \Re T} \quad (4.2)$$

sendo \Re a constante universal dos gases perfeitos, $\Re=8314,4$ (J/kmol.K) e M_g a massa molecular do gás (kg/kmol).

As equações de estado mais empregadas na indústria de gás natural são as desenvolvidas por Soave-Redlich-Kwong em 1972 e Peng-Robinson em 1976 (Pratt, 2002), pois oferecem bons resultados para quaisquer faixas de pressões e temperaturas. No entanto, as resoluções dessas equações demandam um elevado esforço computacional.

Com base na premissa de escoamento isotérmico adotada no item 4.5.1, os cálculos realizados no presente trabalho utilizam a equação desenvolvida pela California Natural Gas Association – CNGA (Davisson, 1965) para a

determinação de Z . Esta equação apresenta bom desempenho para a maioria das faixas de temperatura e pressão utilizadas nos processo de gás natural, e necessita como dado de entrada apenas a densidade relativa do gás G , além de P (psia) e T (Rankine).

$$Z = \frac{1}{\left[\frac{1 + (P \cdot 344400 \cdot 10^{1,785G})}{T^{3,825}} \right]} \quad (4.3)$$

4.5.3. Viscosidade Absoluta

O cálculo da viscosidade absoluta é realizado utilizando a correlação de Lee et al (1966), aplicada somente para misturas de gás natural. Nesta correlação a viscosidade absoluta μ_g (cP) é calculada a partir da massa específica ρ (g/cm³), da massa molecular da mistura M_g (kg/kmol) e da temperatura T em Rankine:

$$\mu_g = 10^{-4} A_\mu \exp(B_\mu \rho^{C_\mu}) \quad (4.4)$$

$$A_\mu = \frac{(9,379 + 0,01607M_g)T^{1,5}}{209,2 + 19,26M_g + T} \quad (4.5)$$

$$B_\mu = 3,448 + 0,0101M_g + \frac{986,4}{T} \quad (4.6)$$

$$C_\mu = 2,447 - 0,2224 B_\mu \quad (4.7)$$

4.5.4. Equação para Escoamento em Gasoduto

As equações para representação do escoamento em um gasoduto consistem basicamente em modelos ajustados para obter vazão em função dos diversos parâmetros do escoamento (diferença de pressão e elevação, características do duto e propriedade do fluido e do meio). Existem atualmente disponíveis na literatura, diversos modelos para representação do escoamento em gasodutos, cada

um indicado para uma aplicação específica. Dentre eles, vale citar: Weymouth, Panhandle-A, Panhandle-B, AGA-A, AGA-B e Modelo Teórico.

O último modelo citado, Modelo Teórico, consiste na equação fundamental para o cálculo da vazão, a partir da qual, os outros modelos se baseiam. A utilização do fator de transmissão adequado tende a satisfazer a maioria das situações práticas (Stuckenbruck, 2013). Como o estudo em questão não trata de nenhuma situação específica, adotou-se o modelo teórico para representação do escoamento.

A configuração de cálculo abordada no presente trabalho consiste em pressão à montante e vazão como dado de entrada, e pressão à jusante como resposta do problema. Dessa forma, é necessário o rearranjo da equação teórica para cálculo de vazão, para obtenção da variável desejada. Para facilitar a observação da origem da perda de carga e organizar o cálculo, são introduzidos os coeficientes de resistência de pressão K_P e de gravidade $grav$ (Mohitpour, 2000) e (Menon, 2005).

$$K_P = \frac{G^A L Z_m T_m}{\left[\eta C_1 C_2 D_i^C \left(\frac{T_{std}}{P_{std}} \right) \right]^{\frac{1}{B}}} \quad (4.8)$$

$$Grav = \frac{2 G g (h_s - h_e)}{R_{ar} Z_m T_m} P_m^2 \quad (4.9)$$

onde G é a densidade do gás ($G=M_g/M_{ar}$), L é o comprimento da tubulação, Z_m o fator de compressibilidade médio, T_m a temperatura média, η é o fator de eficiência, D_i é o diâmetro interno da tubulação, A , B , C , C_1 e C_2 são coeficientes ajustáveis para diferentes modelos, g é a aceleração da gravidade e h é a elevação

A Tabela 4.1 apresenta os valores destes coeficientes para o modelo teórico.

Tabela 4.1 – Coeficientes para equação de escoamento – Modelo Teórico

Equação	Teórica
A	1,0
B	0,5
C	2,5
C ₁	13,305
C ₂	$1/\sqrt{f}$

Fonte: Stuckenbruck S. Escoamento em Dutos. Cap 8. pág 273. 2013.

Pode-se observar que o parâmetro C_2 é uma função do fator de atrito f . Existem na literatura diversas correlações para o cálculo de f , sendo a correlação de Colebrook-White (Fox e McDonald, 2003) a mais aceita. No entanto, o cálculo através dessa correlação ocorre de forma implícita e requer algumas iterações para convergência do resultado. Para simplificação do cálculo, neste estudo utilizou-se uma correlação explícita proposta por Haaland, 1983. Esta equação apresenta um desvio máximo com relação à equação de Colebrook-White de 1,2%, no intervalo $4 \times 10^3 < Re < 10^8$ e $2 \times 10^{-8} < \varepsilon/R < 0,10$.

$$C_2 = \frac{1}{\sqrt{f}} = -\frac{1,8}{n} \log \left[\left(\frac{\varepsilon/D}{3,75} \right)^{1,11n} + \left(\frac{6,9}{Re} \right)^n \right] ; \quad Re = \frac{\rho v D_i}{\mu_g} \quad (4.10)$$

onde n é o coeficiente da equação de Haaland, e deve ser igual 3 no caso de gasodutos (Haaland, 1983).

Finalmente, com os coeficientes definidos, é possível calcular a pressão à jusante, a partir da seguinte equação:

$$p_e^2 - p_s^2 = Grav + K_p Q_{std}^{1/b} \Rightarrow p_s = \sqrt{p_e^2 - Grav - K_p Q_{std}^{1/b}} \quad (4.11)$$

onde Q_{std} é a vazão no trecho de duto, nas condições padrão.

4.5.5. Procedimento para Resolução do Cálculo

A situação de escoamento a ser resolvida na metodologia estudada consiste na obtenção da pressão à jusante de um duto de seção circular, a partir de pressão

à montante e vazão. No entanto, como apresentado na Equação 4.9, o cálculo do escoamento utiliza uma pressão média no trecho de duto P_m , calculada pela seguinte equação:

$$P_m = \frac{2}{3} \left(P_e + P_s - \frac{P_e \cdot P_s}{P_e + P_s} \right) \quad (4.12)$$

Portanto, na ausência de um valor de pressão média inicial, o prosseguimento do cálculo é realizado a partir de uma estimativa. Estima-se como pressão média inicial o valor de pressão à montante do duto. Após o cálculo da variável à jusante, calcula-se o valor médio no trecho. Com uma primeira P_m obtida, calcula-se novamente a pressão à jusante, repetindo-se o procedimento até que a solução convirja.

O mesmo procedimento realizado para pressão média é aplicado para as outras variáveis envolvidas no cálculo, obtendo-se inicialmente os valores das variáveis no ponto de entrada do trecho de duto e utilizando-as como estimativa para o cálculo do valor médio. Vale ressaltar que, os valores médios das outras variáveis são calculados a partir da média aritmética dos valores de entrada e saída. As equações a seguir apresentam os cálculos utilizados para obtenção das variáveis locais para massa específica ρ , velocidade v e Reynolds Re , respectivamente:

$$\rho = \frac{P}{Z \cdot R_g \cdot T} \quad ; \quad R_g = \frac{\mathfrak{R}}{M_g} \quad (4.13)$$

onde \mathfrak{R} é a constante universal dos gases perfeitos, $\mathfrak{R}=8314,4$ J/(kmol.K) e M_g a massa molecular do gás.

$$v = \frac{Z \cdot (T / P) \cdot (P_{std} / T_{std}) Q_{std}}{A} \quad (4.14)$$

$$Re = \frac{\rho v D_i}{\mu_g} \quad (4.15)$$

Além da consideração de variável média, o presente trabalho avaliou diferentes formas de discretização espacial para realização do cálculo hidráulico. Foram avaliadas opções de discretização uniforme (dx constante dentro de cada trecho de duto) e sem discretização (cálculo realizado entre extremidades do trecho de duto entre PEs).

Um estudo de sensibilidade, a ser apresentado no item 5.2, mostrou pequena variação entre as duas abordagens avaliadas, considerando os comprimentos esperados entre dois pontos de entrega. Portanto, de forma a simplificar a execução do cálculo, uma vez que ele será realizado inúmeras vezes na metodologia proposta, optou-se pela realização do cálculo a partir da opção sem discretização (cálculo realizado entre extremidades do trecho de duto entre PEs).

Também no item 5.2, é avaliada a influencia do comprimento do trecho entre PEs na confiabilidade do cálculo, e indicado um comprimento máximo, de forma a não comprometer o resultado.

4.6. Identificação de Cenário com Falha no Atendimento

A definição do termo “falha no atendimento de um PE” para o estudo em questão representa um cenário em que a combinação de consumos realizados ao longo de todo o gasoduto:

- não possibilita o atendimento do consumo solicitado em um determinado PE, ou;
- possibilita o atendimento do consumo solicitado em um PE, porém, não atende as pressões mínimas de entrega, definidas em contrato.

Uma vez realizado o cálculo hidráulico para cada uma das combinações de consumos geradas e obtidas as pressões resultantes em cada ponto de entrega ao longo do gasoduto, tem-se as informações necessárias para verificação da ocorrência de falha no atendimento.

Para cada combinação de consumos e para cada ponto de entrega, os valores de pressão obtidos são comparados com os valores de pressão mínima contratual, levantados no item 4.1. Quando, para um determinado PE, a pressão resultante é inferior à pressão mínima contratual, caracteriza-se um cenário de falha no

atendimento. A Figura 4.3 ilustra um exemplo de identificação de um cenário de falha no atendimento de um PE.

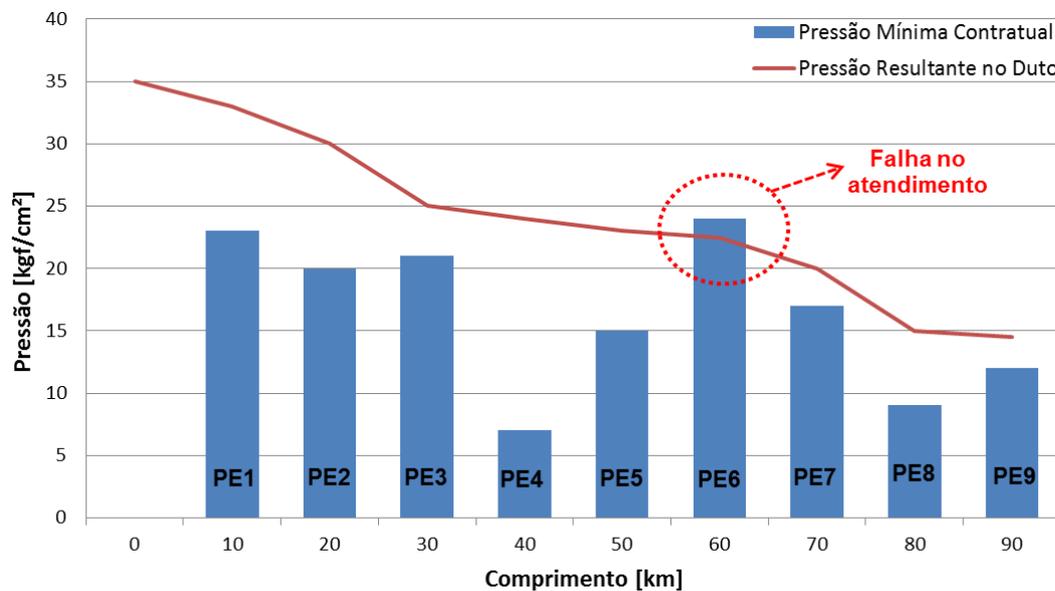


Figura 4.3 – Identificação de um cenário de falha no atendimento

4.7. Cálculo da Probabilidade de Não Atendimento

Conforme descrito no item 4.3, foram levantadas as porcentagens de ocorrência do consumo de cada PE, dentro de cada faixa definida. Ou seja, cada faixa de consumo definida para um PE, está associada a uma porcentagem de ocorrência dentro de uma massa de dados analisada.

Com a combinação de todos os possíveis consumos, conforme realizado no item 4.4, obtêm-se combinações de porcentagens de ocorrência para cada respectivo conjunto de consumo. Multiplicando-se essas porcentagens de ocorrência de consumo de cada PE entre si, para uma determinada combinação de consumos, obtêm-se a probabilidade de ocorrência da respectiva combinação. A equação a seguir apresenta o cálculo da probabilidade de ocorrência de uma dada combinação de consumos:

$$P(\text{Combinação}_i) = \prod_{i=1}^{n^{\circ} \text{ de PEs}} ([\%]_{\text{faixa } j})_{PEi} \quad (4.16)$$

onde i representa um determinado PE, j representa uma determinada faixa e $[\%]_{\text{faixa}}$ representa a porcentagem de ocorrência do consumo do PE_i dentro de faixa j .

A Figura 4.4 apresenta um fluxograma esquemático da metodologia proposta, desde a seleção das faixas de consumo, até o cálculo da probabilidade de ocorrência de cada combinação de consumos. O caso exemplo abordado no fluxograma é composto por apenas dois pontos de entrega, e o perfil de consumo é dividido em duas faixas.

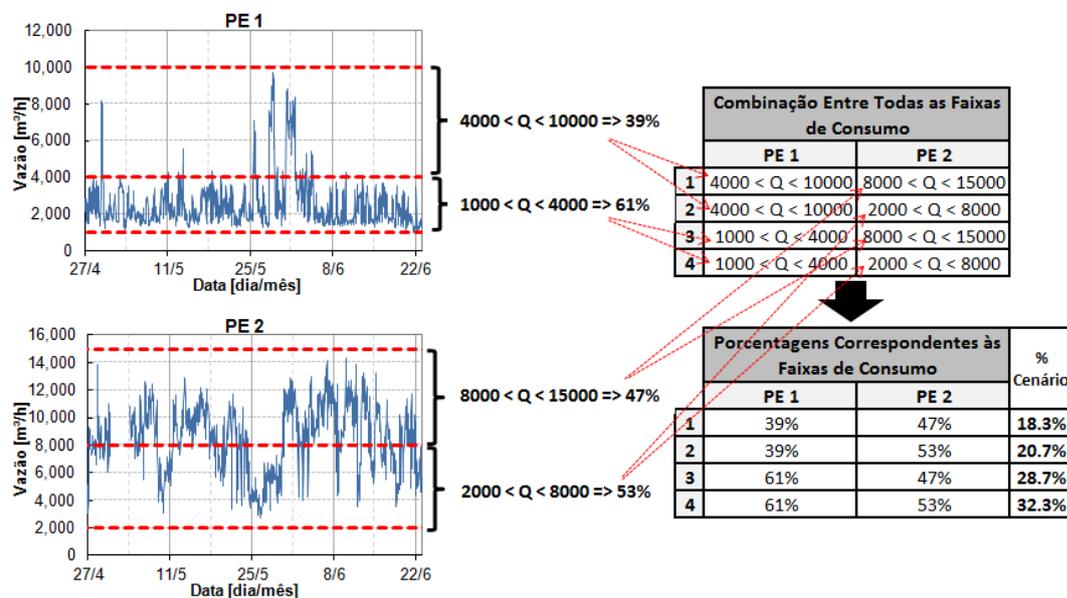


Figura 4.4 – Fluxograma esquemático da metodologia

A partir das condições de falha identificadas, conforme exposto no item 4.6, e das probabilidades de ocorrência de cada combinação de consumos (inclusive das condições de falha) é possível calcular a probabilidade de ocorrência de falha no atendimento de qualquer ponto de entrega $POFa_{PE}$. A $POFa_{PE}$ é obtida a partir da soma entre as probabilidades de ocorrência de cada cenário que geram falhas no atendimento. A equação a seguir apresenta o cálculo da probabilidade de ocorrência de falha no atendimento de qualquer ponto de entrega do gasoduto:

$$POFa_{PE} = \sum_{i=1}^{n^{\circ} \text{ falhas}} P(\text{Comb_falha}_i) \quad (4.17)$$

onde i representa uma determinada falha no atendimento e $P(\text{Comb_falha})$ representa a probabilidade de ocorrência da combinação que ocasionou uma falha.

5. Validação do Cálculo Hidráulico

Para determinar o escoamento do gás natural ao longo dos trechos do gasoduto foi desenvolvida uma ferramenta de cálculo, conforme detalhado no item 4.5. Nesta seção são apresentados dois testes de validação da ferramenta de cálculo hidráulico desenvolvida. O primeiro teste investiga a consistência dos resultados devido à utilização de correlações menos precisas para os cálculos de fator de compressibilidade Z (CNGA) e fator de atrito f (Haaland). Nesse primeiro teste são realizadas comparações utilizando o simulador comercial PipelineStudio 3.4.1.0 da Energy Solutions International. O segundo teste verifica a influência da discretização do problema no resultado final do cálculo, e neste, são realizadas simulações utilizando apenas a ferramenta desenvolvida.

5.1. CNGA e Haaland x Peng-Robinson e Colebrook-White

O primeiro teste de validação consiste na determinação da pressão na extremidade de saída de um trecho de duto, a partir da pressão na extremidade de entrada e da vazão. A validação ocorrerá através da comparação dos resultados da ferramenta de cálculo desenvolvida, com os valores obtidos pelo simulador comercial de rede de gás PipelineStudio 3.4.1.0 da Energy Solutions International. O objetivo principal do teste é avaliar a consistência dos resultados obtidos utilizando correlações menos precisas para o cálculo do fator de compressibilidade $Z(P,T)$ e para o fator de atrito f , frente à utilização de correlações mais precisas e mais usuais. A comparação em questão será feita para os resultados utilizando o cálculo de Z e f através de CNGA e Haaland, com resultados utilizando Peng-Robinson e Colebrook-White. Neste teste, foram avaliadas diferentes faixas de pressões.

A fim de evitar qualquer influência da discretização do cálculo (tema abordado no item 5.2), o exemplo analisado considera os pontos de entrega equidistantes entre si e espaçados de 1 km.

A Figura 5.1, Figura 5.2 e Figura 5.3 apresentam as pressões resultantes em cada PE, para as duas ferramentas de cálculo analisadas, considerando diferentes pressões de envio (12, 30 e 60 kgf/cm²), e as seguintes condições de contorno:

- Escoamento isotérmico a 20°C
- Densidade do gás: 0,614
- Diâmetro externo e espessura: 8,75'' e 0,250''
- Consumo de gás em cada PE: 3000 Sm³/h
- Comprimento entre cada PE: 1 km
- Sem variação de cota

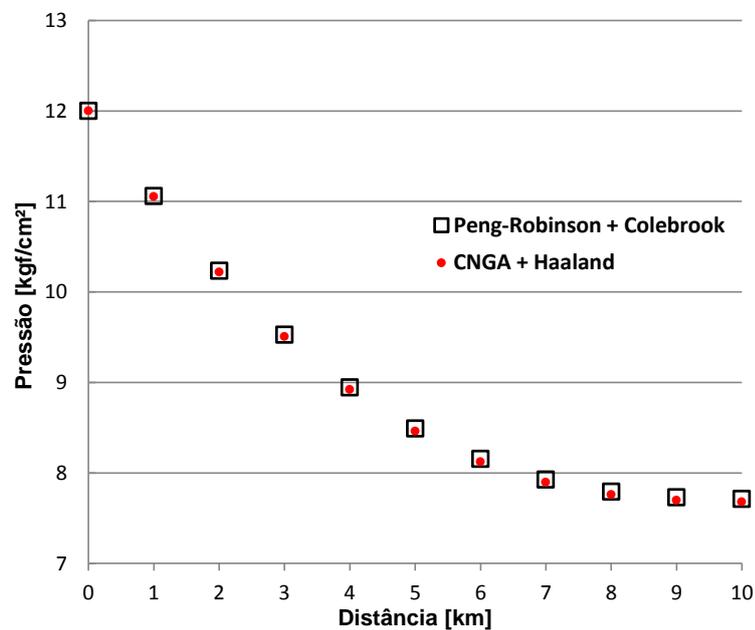


Figura 5.1 – Comparação das pressões resultantes nos PEs => $P_{\text{envio}} = 12 \text{ kgf/cm}^2$

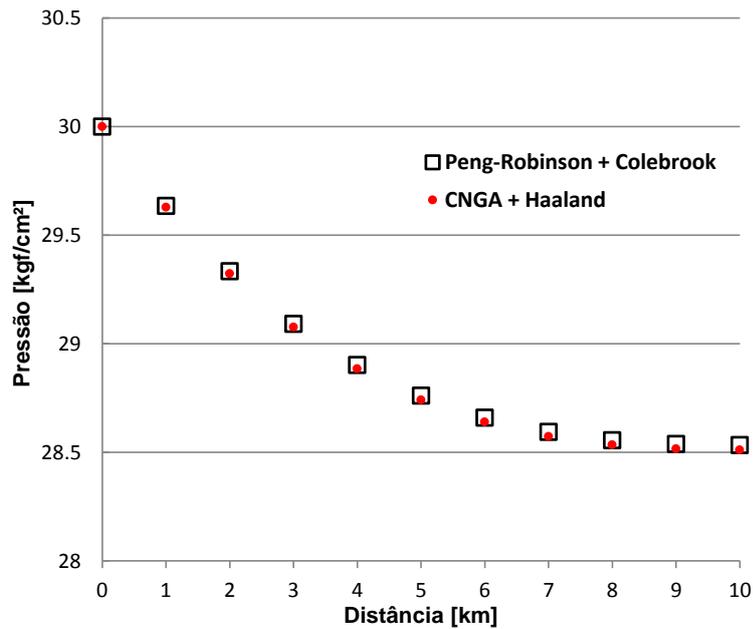


Figura 5.2 – Comparação das pressões resultantes nos PEs => $P_{envio} = 30 \text{ kgf/cm}^2$

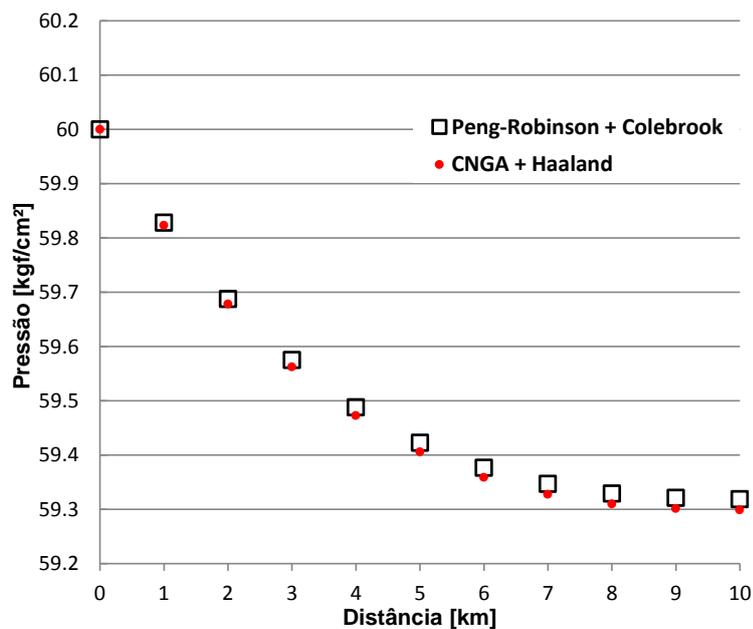


Figura 5.3 – Comparação das pressões resultantes nos PEs => $P_{envio} = 60 \text{ kgf/cm}^2$

Pode-se observar nas figuras acima, uma ótima concordância entre os resultados obtidos com a combinação “Peng-Robinson + Colebrook”, realizado através do software PipelineStudio, e os resultados obtidos com a combinação “CNGA + Haaland”, realizado através da ferramenta de cálculo desenvolvida no presente trabalho. Como já esperado, as diferenças observadas são maiores para as menores faixas de pressão, no entanto, não ultrapassam a diferença de 0,5% ou 0,04 kgf/cm².

Portanto, para a aplicação desejada, onde as incertezas devido à instrumentação são superiores às encontradas no cálculo, pode-se afirmar que os testes de validação realizados apresentaram resultados satisfatórios, e as correlações CNGA e Haaland podem ser utilizadas para o cálculo do fator de compressibilidade $Z(p,T)$ e do fator de atrito f , respectivamente.

5.2. Influência da Discretização do Cálculo

O segundo exemplo de validação verifica a influência da discretização do cálculo no seu resultado final. Neste caso, foram realizados teste apenas com a ferramenta de cálculo desenvolvida, uma vez que a efetividade das correlações utilizadas já foi comprovada no item 5.1.

Para essa análise, realizaram-se cálculos da pressão na extremidade de saída de um trecho de duto, a partir da pressão na extremidade de entrada e de sua vazão. Em uma primeira análise, avaliaram-se duas abordagens diferentes de discretização: discretização uniforme (dx constante dentro de cada trecho de duto) e sem discretização (cálculo realizado entre extremidades do trecho de duto).

A Figura 5.4 apresenta as pressões resultantes normalizadas em cada PE *versus* comprimento normalizado, para as duas discretizações de cálculo analisadas, considerando as seguintes condições de contorno:

- Escoamento isotérmico a 20°C
- Densidade do gás: 0,614
- Diâmetro externo e espessura: 8,75'' e 0,250''
- Pressão no envio: 10 kgf/cm²
- Consumo de gás apenas na extremidade final do gasoduto
- Vazão no duto necessária para $\Delta P = 10$ kgf/cm²
- Sem variação de cota

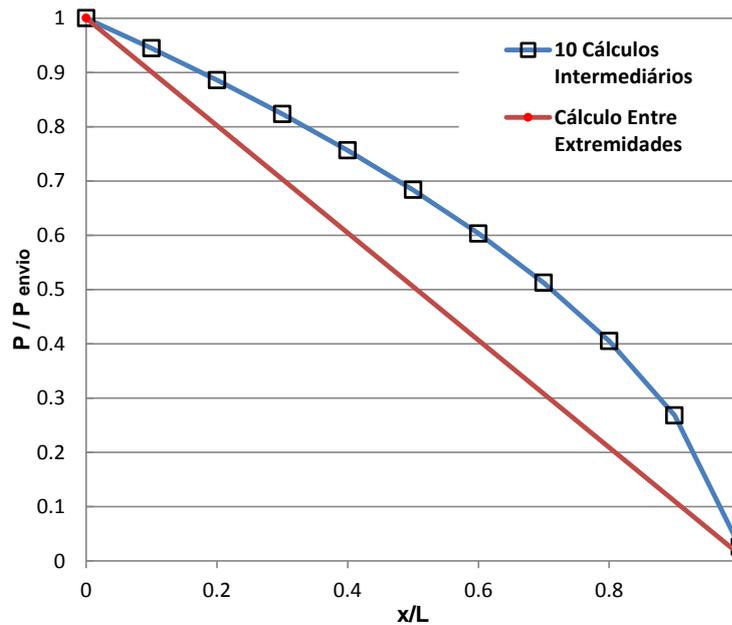


Figura 5.4 – Comparação entre discretização uniforme e sem discretização

A análise realizada para diferentes formas de segmentação do cálculo mostra que, mesmo para pressões baixas onde as diferenças no cálculo são maiores, as diferenças devido à discretização não ultrapassam 0,15 kgf/cm². Portanto, pode-se afirmar que é aceitável a realização dos cálculos hidráulicos utilizando apenas as variáveis nas extremidades do trecho de duto, sem que seja necessário um maior refinamento da malha. No entanto, é importante salientar que quanto maior o trecho de duto, maiores serão os desvios no cálculo.

Em uma segunda análise, a partir dos resultados expostos acima, avaliou-se a influência do comprimento do trecho entre PEs para a confiabilidade do cálculo, utilizando o método sem discretização.

A Figura 5.5 apresenta o aumento da diferença na pressão calculada em função do aumento do comprimento do trecho analisado. A diferença apresentada no gráfico se refere à comparação com os resultados obtidos para o cálculo com discretização uniforme de 1 km. A análise foi realizada considerando as seguintes condições de contorno:

- Escoamento isotérmico a 20°C
- Densidade do gás: 0,614
- Diâmetro externo e espessura: 8,75'' e 0,250''
- Pressão no envio: 10 kgf/cm²
- Consumo de gás apenas na extremidade final do gasoduto

- Vazão no duto necessária para $\Delta P = 10 \text{ kgf/cm}^2$
- Sem variação de cota

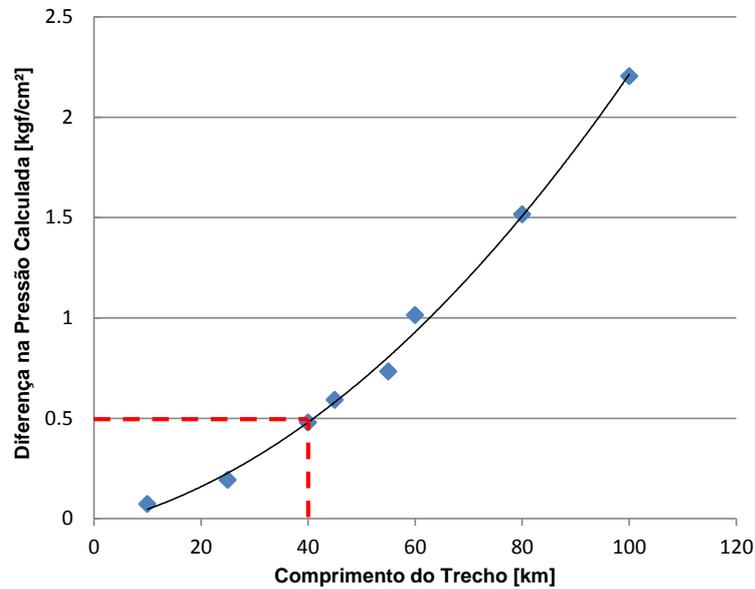


Figura 5.5 – Avaliação da influência do comprimento do trecho

Conforme esperado, o aumento do comprimento do trecho em que é realizado o cálculo acarreta em um aumento do erro no resultado encontrado. Portanto, de modo a evitar desvios nos resultados de pressão superiores a $0,5 \text{ kgf/cm}^2$, recomenda-se a definição máxima do comprimento de trecho de duto em 40 km.

6. Caso Exemplo

Nesta seção analisa-se um caso genérico, criado para exemplificar a aplicação da metodologia para o cálculo de probabilidade de não atendimento de pontos de entrega em gasodutos de distribuição. Para isso, são apresentados todos os passos realizados, seguindo os procedimentos descritos na seção 4.

6.1. Levantamento de Dados

Os dados utilizados na construção do modelo foram criados de modo a representar uma situação usual de operação de um gasoduto de distribuição. O cenário representado consiste em um gasoduto com pressão constante em seu recebimento e nove pontos de entrega dispostos ao longo de seu comprimento. Na Figura 6.1 é ilustrada a aba da planilha de cálculo desenvolvida aonde ocorre a entrada dos dados para configuração do sistema.

Vale ressaltar que, de modo a atender a indicação de comprimento máximo de 40 km entre PEs, relatado no item 5.2, foi inserido no modelo um ponto notável. Esse ponto notável é representado por um PE sem consumo e deve ser utilizado para representar qualquer variação nas características do gasoduto, como troca de diâmetro, de espessura, entre outras. A inclusão do ponto notável obriga que o cálculo de pressão seja realizado nessa posição intermediária.

Outro dado de entrada, não menos importante, são os históricos de consumo de cada PE. Neste caso exemplo, utilizaram-se perfis de consumo aleatórios. Em um caso real, é de extrema importância que seja verificada a consistência dos mesmos, identificando períodos sem consumo, períodos sem histórico e períodos com dados incoerentes.

Dados de Entrada

	Valor	Unidade	Valor SI	Unidade
Parâmetros de Entrada				
Pressão Padrão	1.0333	kgf/cm ²	101332	Pa
Temperatura Padrão	20	°C	293.15	K
Propriedades do gás				
Densidade do gás	0.614	-		
R (cte. dos gases perf.)	8314.5	J/(kmol.K)		
Mar	28.9626	kg/kmol		
Mgás	17.783	kg/kmol		
Rar	287.077	m ² /s ² -K		
Dados do escoamento				
Temperatura do escoam.	20	°C	293.15	K
Pressão de envio	25	kgf/cm ²	2552988	Pa
Dados do duto				
Rugosidade interna	0.0004	pol	1E-05	m
Parâmetros de Cálculo				
Equação	Teórica			
C1	13.305			
a	1			
b	0.5			
c	2.5			
C2	$1/\sqrt{f}$			

Configuração do Sistema

Pontos de entrega	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Distância [km]	0	5	13	22	52	76	101	115	138	150	179
Cota [m]	723	723	703	720	675	740	780	790	620	643	500
Diâmetro Externo [pol]	-	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Espessura [pol]	-	0.31	0.31	0.31	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
Diâmetro Interno [m]	-	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39
Área interna [m ²]	-	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Pressão Mínima no PE [kgf/cm ²]	-	10	11	15	9	0	11	9	11	8	9

Ponto Notável

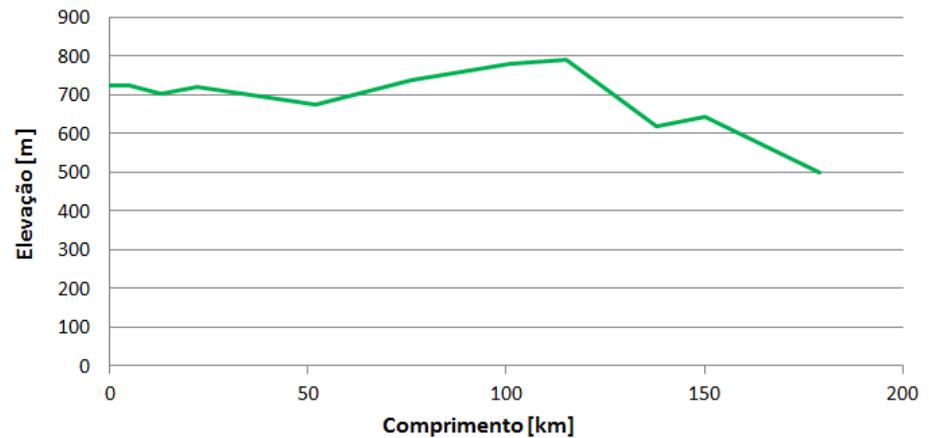


Figura 6.1 – Dados de entrada na planilha de cálculo desenvolvida

6.2. Validação dos Dados e Ajuste do Modelo

Este item não se aplica ao caso exemplo, por não se tratar de uma situação real. No entanto, ela representa uma etapa muito importante, pois é ela que garante que os resultados obtidos estarão alinhados com a situação operacional efetiva.

6.3. Seleção das Faixas de Consumo e Levantamento Estatístico

Para o caso exemplo, realizou-se a seleção das faixas conforme exemplo apresentado na Figura 4.2. Com as faixas selecionadas, são levantadas as porcentagens de ocorrência em cada faixa de vazão definida. A Figura 6.2 ilustra a aba da planilha de cálculo desenvolvida, aonde são realizados os levantamentos estatísticos.

Estatísticas

Porcentagem de ocorrência em cada faixa de vazão definida										
PE	PE 1	PE 2	PE 3	...	PE 9					
	5000 < Q < 7223.21	4%	19000 < Q < 25461	5%	5000 < Q < 17056.5	13%	9500 < Q < 12971.2	13%	7000 < Q < 7575.47	4%
	4000 < Q < 5000	20%	15000 < Q < 19000	5%	3000 < Q < 5000	16%	6500 < Q < 9500	46%	6300 < Q < 7000	42%
	3000 < Q < 4000	39%	10000 < Q < 15000	9%	1800 < Q < 3000	25%	4000 < Q < 6500	24%	5500 < Q < 6300	38%
	2200 < Q < 3000	21%	5000 < Q < 10000	15%	800 < Q < 1800	46%	2000 < Q < 4000	15%	4500 < Q < 5500	8%
	1200 < Q < 2200	15%	700 < Q < 5000	61%	0 < Q < 800	1%	71.91 < Q < 2000	3%	2000 < Q < 4500	8%
	0 < Q < 1200	2%	0 < Q < 700	5%						
Total		100%		100%		100%		100%		100%

Figura 6.2 – Porcentagem de ocorrência em cada faixa de vazão definida

6.4. Combinação das Faixas de Consumo

A planilha desenvolvida possui uma instrução que realiza todas as possíveis combinações entre faixas de consumo definidas. Conforme apresentado na Equação 4.1, o cálculo para obtenção do número de cenários de consumos gerados é igual a:

$$6 \times 6 \times 5 \times 4 \times 1 \times 4 \times 4 \times 4 \times 4 \times 5 = 921600 \text{ cenários}$$

6.5. Cálculo Hidráulico

A Figura 6.3 ilustra a aba da planilha de cálculo desenvolvida, aonde é realizado o cálculo hidráulico. O cálculo hidráulico é realizado a partir de cada uma das combinações de consumo geradas. Na figura, o conjunto de colunas à esquerda apresenta as combinações de consumo, e à direita são apresentadas as respectivas pressões resultantes de cada combinação, para cada PE.

Dados de Saída											Importar Combinações										Calcular										Progresso		
PE	Consumo em cada PE [Sm ³ /h]										Pressão em cada PE [kgf/cm ²]										100	%											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Envio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10												
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	22000	1000	4500	25	23.667	21.685	19.496	14.426	9.6365	8.2737	5.9995	3.0164	2.9326	2.8509													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	22000	1000	2000	25	23.724	21.841	19.777	15.174	11.058	9.968	8.3576	6.846	6.8095	6.8775													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	18000	1000	7575.5	25	23.689	21.743	19.601	14.709	10.189	8.9409	6.9642	4.7597	4.6293	4.4649													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	18000	1000	7000	25	23.702	21.779	19.666	14.882	10.516	9.3305	7.5037	5.6059	5.4994	5.4015													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	18000	1000	6300	25	23.718	21.822	19.744	15.087	10.898	9.7816	8.1112	6.4979	6.4107	6.3692													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	18000	1000	5500	25	23.736	21.872	19.832	15.317	11.317	10.27	8.7521	7.3904	7.3182	7.3232													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	18000	1000	4500	25	23.758	21.933	19.941	15.597	11.815	10.845	9.4886	8.372	8.3124	8.3595													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	18000	1000	2000	25	23.813	22.082	20.206	16.263	12.957	12.144	11.095	10.403	10.359	10.469													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	12000	1000	7575.5	25	23.823	22.107	20.251	16.372	13.138	12.348	11.341	10.704	10.613	10.63													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	12000	1000	7000	25	23.835	22.14	20.31	16.517	13.379	12.617	11.665	11.098	11.013	11.052													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	12000	1000	6300	25	23.85	22.181	20.381	16.691	13.663	12.935	12.044	11.554	11.476	11.539													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	12000	1000	5500	25	23.867	22.227	20.462	16.885	13.979	13.286	12.459	12.048	11.978	12.063													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	12000	1000	4500	25	23.888	22.284	20.562	17.123	14.359	13.708	12.954	12.631	12.567	12.672													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	12000	1000	2000	25	23.94	22.423	20.804	17.691	15.249	14.687	14.088	13.945	13.891	14.042													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	5000	1000	7575.5	25	23.969	22.5	20.939	17.999	15.721	15.204	14.678	14.616	14.526	14.614													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	5000	1000	7000	25	23.981	22.531	20.992	18.121	15.906	15.405	14.907	14.874	14.789	14.891													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	5000	1000	6300	25	23.995	22.568	21.056	18.266	16.125	15.644	15.177	15.178	15.098	15.216													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	5000	1000	5500	25	24.011	22.61	21.129	18.43	16.37	15.909	15.477	15.513	15.438	15.572													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	5000	1000	4500	25	24.03	22.662	21.219	18.629	16.667	16.231	15.838	15.915	15.844	15.997													
7223.2	7814.5	25461	7000	10000	17057	12971	5000	1000	2000	25	24.079	22.789	21.438	19.108	17.37	16.99	16.683	16.842	16.779	16.964													

Figura 6.3 – Cálculo hidráulico à partir das combinações de consumo geradas

6.6. Identificação de Cenário com Falha no Atendimento

Uma vez obtidas as pressões resultantes em cada PE, verifica-se a ocorrência de falha no atendimento. A Figura 6.4 ilustra a aba da planilha de cálculo desenvolvida, aonde são comparados os valores de pressão obtidos para cada PE, com a sua respectiva pressão mínima contratual. Na figura, para cada cenário avaliado (linha), a legenda “Sim” representa a ocorrência de falha no respectivo PE (coluna).

Cenário #	Atinge a Pressão Mínima?									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
2	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
3	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
4	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
5	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
6	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
7	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Não	Sim	Não	Sim
8	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Não	Não
9	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Não	Não
10	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
11	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
12	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
13	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
14	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
15	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
16	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
17	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
18	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
19	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
20	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
...										...
921600	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não

Figura 6.4 – Identificação de cenário com falha no atendimento

6.7. Cálculo da Probabilidade de Não Atendimento

A partir das estatísticas levantadas para cada faixa de consumo, conforme 6.3, e identificação dos cenários com falha, conforme 6.6, calcula-se a probabilidade de ocorrência de cada um dos cenários que geram falha no atendimento. Somando a probabilidade de todos esses cenários com falha, obtêm-se a probabilidade de ocorrência de uma falha dentro de uma dada amostra.

A Figura 6.5 ilustra a aba da planilha de cálculo desenvolvida, aonde cada consumo é relacionado à sua respectiva probabilidade de ocorrência. A figura também apresenta o cálculo das probabilidades individuais por cenário, além da probabilidade de ocorrência de falha.

O valor obtido como resultado, 8,42% no caso exemplo, representa uma estimativa da probabilidade de falha efetiva dentro da amostra. O valor efetivo somente poderá ser alcançado com a subdivisão dos consumos em infinitas faixas. No entanto, o valor obtido como resultado é dado de maneira conservadora, uma vez que, o valor de consumo utilizado para os cálculos hidráulicos é, por definição, o valor superior da faixa selecionada.

Cenário #	Porcentagem de ocorrência em cada faixa de vazão definida										[%] de ocorrência do Cenário	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Todos	Com Falha
1	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.456	0.092	0.078	0.0000000%	0.0000000%
2	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.456	0.092	0.001	0.0000000%	0.0000000%
3	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.096	0.092	0.04	0.0000000%	0.0000000%
4	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.096	0.092	0.421	0.0000000%	0.0000000%
5	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.096	0.092	0.377	0.0000000%	0.0000000%
6	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.096	0.092	0.083	0.0000000%	0.0000000%
7	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.096	0.139	0.078	0.0000000%	0.0000000%
8	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.096	0.139	0.001	0.0000000%	0.0000000%
9	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.03	0.139	0.04	0.0000000%	0.0000000%
10	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.03	0.139	0.421	0.0000000%	-
11	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.03	0.139	0.377	0.0000000%	-
12	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.03	0.139	0.083	0.0000000%	-
13	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.03	0.242	0.078	0.0000000%	-
14	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.03	0.242	0.001	0.0000000%	-
15	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.052	0.242	0.04	0.0000000%	-
16	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.052	0.242	0.421	0.0000001%	-
17	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.052	0.242	0.377	0.0000001%	-
18	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.052	0.242	0.083	0.0000000%	-
19	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.052	0.183	0.078	0.0000000%	-
20	0.035	0.041	0.05	0.111	1	0.127	0.126	0.052	0.183	0.001	0.0000000%	-
...									
921600	0.024	0.069	0.051	0.092	1	0.007	0.025	0.052	0.231	0.001	0.0000000%	-
Probabilidade de ocorrência dentro de uma amostra (Soma das [%] individuais) =>											100.00%	8.42%

Figura 6.5 – Cálculo da probabilidade de não atendimento dentro de uma amostra

Para o caso exemplo em questão, foi verificada a efetividade das subdivisões de faixas de consumo escolhidas. Essa efetividade é garantida quando, o número de subdivisões é aumentado, ou a escolha da posição das subdivisões é refinada, e o resultado final não sofre alterações significativas.

7. Conclusões e Recomendações

Para entender melhor o limite da capacidade de transporte de um gasoduto e avaliar a necessidade de ampliação de um sistema de transporte de gás, foi desenvolvida uma metodologia capaz de estimar a probabilidade de ocorrência de um cenário que comprometa o atendimento dos pontos de entrega em um gasoduto de distribuição.

Essa metodologia desenvolvida baseia-se em um levantamento estatístico de históricos de consumos em cada ponto de entrega do gasoduto, seguido da realização de todas as possíveis combinações entre faixas de consumo praticadas e posterior cálculo hidráulico para obtenção das pressões resultantes para cada combinação analisada.

Na seção 4.1 foram apresentados os dados físicos e operacionais necessários para que a metodologia em questão possa ser aplicada. A falta ou imprecisão em qualquer um dos itens citados podem comprometer a qualidade do resultado obtido. A seção 4.2 apresenta procedimentos para avaliação e validação de dados a serem estudados, além do ajuste do modelo que representará o sistema durante a aplicação da metodologia.

Na seção 4.3 foi apresentado o procedimento para subdivisão dos consumos em faixas, e na seção 6.7, foram apresentados mais detalhes a serem considerados durante essa subdivisão. Constatou-se que, a qualidade do resultado obtido a partir da metodologia proposta é extremamente dependente da subdivisão das faixas de consumo, tanto na quantidade quanto qualidade da definição. Com base nas faixas definidas, a seção 4.4 descreveu o procedimento para obtenção de todas as combinações de consumos possíveis.

Para todos os cenários criados, obtidos através das combinações de consumo, realizou-se o cálculo hidráulico. Para caracterizar as propriedades do gás natural, considerou-se a equação de estado CNGA. Utilizou-se ainda, para o cálculo do fator de atrito, a correlação de Haaland. Na seção 5.1 é demonstrada a efetividade dessas duas correlações utilizadas (menos precisas), frente à

correlações mais comuns na indústria (Peng-Robinson e Colebrook-White). Essa efetividade foi comprovada a partir de comparação dos resultados da ferramenta de cálculo desenvolvida, com os valores obtidos pelo simulador comercial de rede de gás PipelineStudio 3.4.1.0 da Energy Solutions International. O cálculo da viscosidade absoluta do gás foi realizado utilizando a correlação de Lee et al.

A ferramenta desenvolvida para o cálculo hidráulico também foi avaliada quanto à discretização da resolução. A fim de manter a consistência dos resultados, foi definido como recomendação (seção 5.2), o espaçamento máximo de 40 km entre dois pontos de entrega. No caso do sistema estudado possuir PEs com espaçamentos superiores a 40 km, deverão ser utilizados pontos notáveis.

Com as pressões resultantes calculadas para cada cenário, foi possível identificar os cenários que geram falha no atendimento dos pontos de entrega (seção 4.6) e calcular a probabilidade de ocorrência de um cenário com falha, com base em um período de amostragem anterior (seção 4.7). Vale ressaltar que, o valor obtido como resultado representa uma estimativa da probabilidade de falha efetiva dentro de uma amostra. O valor efetivo somente poderá ser alcançado com a subdivisão dos consumos em infinitas faixas. No entanto, o valor obtido como resultado é dado de maneira conservadora, uma vez que, o valor de consumo utilizado para os cálculos hidráulicos é, por definição, o valor superior da faixa selecionada.

Os resultados obtidos para o cálculo da probabilidade de não atendimento a pontos de entrega, utilizando a ferramenta de cálculo desenvolvida, mostraram que a metodologia proposta apresenta-se como uma excelente ferramenta para uma tomada de decisão quanto a investimentos em ampliação da capacidade do sistema. Com a probabilidade de falha do sistema calculada e os valores de multas contratuais devido ao não atendimento conhecidos, é possível avaliar a viabilidade de novos investimentos. Conhecendo-se também as previsões futuras de consumo, é possível determinar em qual instante se tornará vantajosa uma intervenção num gasoduto.

Sendo comprovada a necessidade de ampliação da capacidade de um determinado gasoduto, a metodologia proposta também fornece os recursos necessários para a identificação das posições estratégicas para a realização de alguma intervenção como, a instalação de estações de compressão, a construção de *loops* e até mesmo o corte de consumidores.

Finalmente, são apresentadas sugestões para futuras alterações na metodologia, com o intuito de melhorar a precisão dos resultados ou facilitar a aplicação da mesma. Para possibilitar uma aplicação mais abrangente, sugere-se a adaptação da ferramenta de cálculo desenvolvida, de modo a permitir a análise de sistemas de gasodutos construídos em malha. Outra sugestão seria a implementação da ferramenta utilizando recursos de programação mais avançados. Dessa forma, torna-se mais simples a aplicação de correlações mais complexas para o cálculo hidráulico no gasoduto, além de tornar mais ágil a utilização da ferramenta. Uma última sugestão seria o desenvolvimento de algum critério que permitisse a contabilização do efeito de “empacotamento” do gasoduto na obtenção da probabilidade de falha no atendimento.

Referências Bibliográficas

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO (ABEGÁS). **Levantamento Estatístico Mensal: Base Março 2014.** Disponível em: <<http://www.abegas.org.br/Site/?p=36209>>. Acesso em 28 maio. 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO (ABEGÁS). **Malha de Gasodutos de Transporte do Brasil.** Disponível em: <http://www.abegas.org.br/Site/?page_id=842>. Acesso em 28 maio. 2014.

BORRAZ-SANCHEZ, C.; HAUGLAND, D., 2013. **Optimization methods for pipeline transportation of natural gas with variable specific gravity and compressibility.** OCT 2013.

DAVISSON, E.G., 1965. **A computer program for flow calculations.** Tech report ORNL-TM-1093, OAK Ridge National Laboratory, US Atomic Energy Commission, USA.

FAERTES, D.; SAKER, L.; HEIL, L.; VIEIRA, F.; RISI, F.; DOMINGUES, J.; ALVARENGA, T.; MUSSEL, P.; CARVALHO, E., 2010. **Reliability Modelling - Petrobras 2010 Integrated Gas Supply Chain.** Proceedings of the ASME International Pipeline Conference 2010, Vol 4, p.497-505.

FOX, R. W.; MC DONALD, A. T.; PRITCHARD, P. J., 2003. **Introduction Fluid Mechanics**, 6th Edition. Cap 8. John Wiley & Sons, Inc.

HAALAND, S., 1983. **Simple and explicit formulas for the friction factor in turbulent pipe flow**, J. Fluids Eng. 105 (1983), p.89-90.

HONGYU, R.; CHANGJUN, L.; GUO, X., 2012. **Evaluation of State Equations of Natural Gas in Pipeline Transportation.** Advanced Materials Research II, pts 1 and 2, vol. 463-464. p.936-939.

LEE, A.L., GONZALEZ, M.H., Eakin, B.E., 1966. **The Viscosity of Natural Gases.** SPE-1340-PA. J Pet Technol. p.997–1000.

MENON, E. S., 2005. **Gas Pipeline Hydraulics.** 1^a. Ed. Taylor & Francis Group. USA.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Boletim Mensal de**

Acompanhamento da Indústria de Gás Natural: Base Março 2014. MME. Brasília, 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2013-2022.** MME. Brasília, 2013.

MOHITPOUR, M.; GOLSHAN, H; MURRAY, A., 2000. **Pipeline Design & Construction – A Practical Approach.** Cap 3. ASME Press, N.Y. USA.

NIECKELE, A. O.; PIRES, L. F. G.; ORTEGA, A. J., 2007. **Uma Alternativa Para a Simulação Numérica de escoamento Térmico Transiente de Gás em Redes de Dutos.** 8º Congresso Iberoamericano de Engenharia Mecânica.

NOURI-BORUJERDI, A.; ZIAEI-RAD, M., 2009. **Simulation of compressible flow in high pressure buried gas pipelines.** International Journal of Heat and Mass Transfer. p.5751–5758.

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

PRATT, R.M., 2001. **Thermodynamic properties involving derivatives. Using the Peng-Robinson Equation of State.** CHe Division. p.112-115.

STUCKENBRUCK, S., 2013. **Escoamento em Dutos,** Departamento de Engenharia Mecânica e Coordenação Central de Extensão, PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2013.

VASCONCELOS, C.D.; LOURENCO, S.R.; GRACIAS, A.C.; CASSIANO, D.A., 2013. **Network flows modeling applied to the natural gas pipeline in Brazil.** Journal of Natural Gas Science and Engineering. p.211–224.