



**Universidade do Estado do Rio de Janeiro**

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Engenharia

Guilherme Anacleto Mendes de Souza

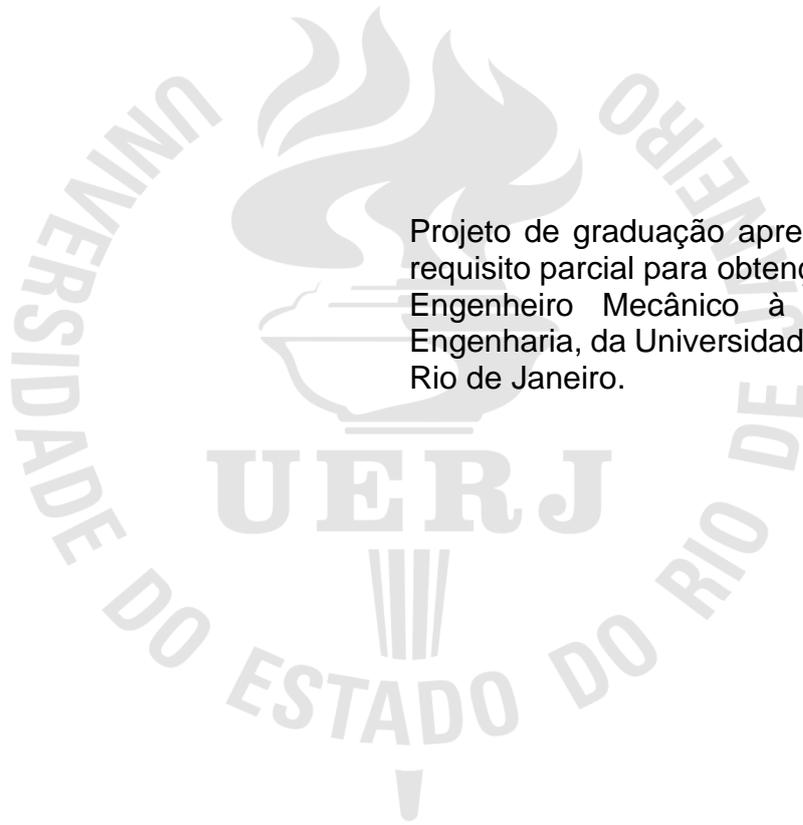
**Dimensionamento de Sistema de Rede para Gás Natural**

Rio de Janeiro

2024

Guilherme Anacleto Mendes de Souza

## **Dimensionamento de Sistema de Rede para Gás Natural**



Projeto de graduação apresentado, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Mecânico à faculdade de Engenharia, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Orientador: Prof<sup>o</sup>. Daniel José Nahid Mansur Chalhub, DSc

Rio de Janeiro

2024

CATALOGAÇÃO NA FONTE  
UERJ/REDE SIRIUS/BIBLIOTECA CTC-A

D278 de Souza, Guilherme Anacleto Mendes.  
Dimensionamento de Sistema de Rede para Gás  
Natural / Guilherme Anacleto Mendes de Souza. -  
2024.  
81 f.

Orientador: Daniel José Nahid Mansur Chalhub.  
Projeto de Graduação apresentado à Universidade do  
Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Engenharia,  
para obtenção do grau de bacharel em Engenharia  
Mecânica.

1. Rede de Gás - Monografias. 2. Gás Natural -  
Monografias. 3. Dimensionamento - Monografias. I.  
Chalhub, Daniel José Nahid Mansur . II. Universidade  
do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Engenharia.  
III. Título.

CDU 621

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

---

Assinatura

10/01/2025

---

Data

Guilherme Anacleto Mendes de Souza

## Dimensionamento de Sistema de Rede para Gás Natural

Projeto de graduação apresentado, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Mecânico à faculdade de Engenharia, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Aprovado em 19 de dezembro de 2024.

Banca Examinadora:

Documento assinado digitalmente  
 DANIEL JOSE NAHID MANSUR CHALHUB  
Data: 09/01/2025 17:40:52-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. D.Sc. Daniel José Nahid Mansur Chalhub,  
Faculdade de Engenharia - UERJ

Documento assinado digitalmente  
 JOSE DA ROCHA MIRANDA PONTES  
Data: 06/01/2025 11:06:34-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. D.Sc. José da Rocha Miranda Pontes  
Faculdade de Engenharia - UERJ

Documento assinado digitalmente  
 RACHEL MANHAES DE LUCENA  
Data: 06/01/2025 14:12:33-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Profa. D.Sc. Rachel Manhães de Lucena,  
Faculdade de Engenharia – UERJ

Documento assinado digitalmente  
 RENAN DE ASSIS LONGO MEDEIROS  
Data: 09/01/2025 19:21:22-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Eng. Renan de Assis Longo Medeiros  
Faculdade de Engenharia - UERJ

Rio de Janeiro

2024

## DEDICATÓRIA

Este trabalho é dedicado, com imensa gratidão e carinho, aos pilares da minha vida, que foram fundamentais para a realização deste sonho.

Aos meus pais, Vanuza Anacleto e Valber Mendes de Souza, que sempre estiveram ao meu lado, oferecendo não apenas apoio material, mas, sobretudo, amor incondicional. Ao meu pai, que trabalhou de domingo a domingo, com imenso esforço e dedicação, desde a minha infância, para que eu tivesse as oportunidades que ele nunca teve. O seu exemplo de sacrifício e coragem foi, e continua sendo, a minha maior fonte de inspiração. A sua perseverança e a confiança que sempre depositou em mim foram essenciais para que eu chegasse até aqui.

Aos meus avós, que com seus ensinamentos de vida, suas histórias e sabedoria, me mostraram o verdadeiro significado de valores como perseverança, humildade e respeito. Cada um de vocês deixou uma marca indelével no meu coração, e esse trabalho é também uma homenagem ao legado que me transmitiram.

À minha cunhada e ao meu irmão, que foram verdadeiros anjos em momentos de dificuldade. O apoio de vocês, sempre presentes com palavras de conforto, gestos de carinho e compreensão, foi fundamental para que eu continuasse caminhando, mesmo quando os desafios pareciam insuperáveis. A generosidade e o cuidado de vocês me ajudaram a seguir em frente com mais força e determinação.

E, especialmente, ao Guilherme Criança, o jovem sonhador que, um dia, imaginou o que seria alcançar esse objetivo e, com muita coragem e perseverança, fez esse sonho se tornar realidade. Este trabalho é uma homenagem a esse sonho, que eu nunca deixei morrer, e que hoje se concretiza como uma vitória não só minha, mas de todos que me ajudaram a chegar até aqui.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, por me dar força, saúde e sabedoria para enfrentar os desafios e seguir em frente, mesmo nos momentos mais difíceis. Pela orientação divina que sempre esteve presente em minha vida, iluminando o caminho e me guiando até aqui.

Gostaria de expressar minha profunda gratidão à minha família, que sempre esteve ao meu lado, apoiando-me em todas as etapas dessa jornada. À minha mãe, Vanuza Anacleto, por ser minha maior fonte de força e inspiração, por todo o amor, compreensão e dedicação que me ofereceu ao longo de minha vida. Ao meu pai, Valber Mendes de Souza, por sempre me incentivar a seguir meus sonhos e ser um exemplo de persistência e trabalho árduo.

Aos professores da UERJ, pelo apoio e dedicação ao longo de minha trajetória acadêmica. Em especial, ao Prof. Daniel José Nahid Mansur Chalhub, que contribuiu de maneira significativa para o desenvolvimento deste trabalho. Sua paciência e incentivo foram fundamentais para a realização deste TCC.

A Milena Barcelos, minha grande amiga e ex-namorada, que foi a principal incentivadora para que eu me matriculasse na graduação e seguisse em frente com os estudos. Agradeço por sua confiança em meu potencial e por estar sempre ao meu lado, acreditando em mim, mesmo nos momentos mais difíceis.

À Maria Clara Vicente, que sempre me ofereceu suporte, amizade e palavras de incentivo ao longo da graduação, ajudando-me a manter o foco e a motivação durante todo esse processo.

Não posso deixar de agradecer aos meus amigos, que se tornaram verdadeiros pilares durante essa caminhada. Ao Renan Longo, João Victor Vieira, Daniel Villarins, Marysol, Iam, Isabelle e José Augusto, por toda a amizade, companheirismo e pelos momentos de descontração e reflexão que compartilhamos. Vocês foram fundamentais para que eu seguisse em frente, mantendo o equilíbrio e o ânimo em todos os momentos dessa jornada.

A todos vocês, meu mais sincero agradecimento. Cada um de vocês teve um papel importante para que este momento se tornasse realidade.

Que homem é um homem que não torna o mundo melhor?  
*Rafael Pêty*

## RESUMO

SOUZA, Guilherme Anacleto Mendes de. *Dimensionamento de Sistema de Rede para Gás Natural*. 2024. 56 f. Monografia de Engenharia – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2024.

A realização de um projeto de redes de gás natural (GN) requer a conformidade com uma variedade de legislações e normas de diferentes áreas da Engenharia, como energia, meio ambiente e tubulações, tanto em âmbito nacional quanto internacional. Este estudo teve como objetivo dimensionar e analisar a instalação de um sistema de rede de Gás Natural fictício para diferentes demandas e comprimentos de tubulações, buscando atender às exigências normativas vigentes. A metodologia adotada consistiu em uma revisão bibliográfica, caracterizando-se como uma pesquisa exploratória-descritiva com enfoque qualitativo. A partir das diretrizes coletadas, foram realizados os cálculos de dimensionamento utilizando a equação de Renouard, que possibilita determinar o diâmetro adequado das tubulações de gás com base na pressão e nas vazões requeridas. Além disso, uma equação de velocidade foi aplicada para garantir que, nos pontos finais de entrega, a velocidade do gás não excedesse o limite de 20 m/s. Durante o processo, foi constatado que, em algumas situações, a velocidade do gás ultrapassou o valor ideal, exigindo a revisão dos cálculos de dimensionamento. Após as adequações, foi possível garantir a pressão mínima de 1 bar em ambos os pontos de entrega, o que confirmou a viabilidade do projeto de instalação da rede de gás natural. Com isso, conclui-se que o estudo não apenas proporciona uma abordagem metodológica robusta para o dimensionamento de redes de gás, mas também assegura a conformidade com as normas técnicas necessárias, promovendo um projeto seguro e eficiente.

**Palavras-chave:** Dimensionamento, Gás Natural, Rede de Gás, Equação de Renouard, Pressão, Velocidade do Gás, Normas Técnicas, Tubulações, Engenharia de Gás, Projetos de Gás.

## ABSTRACT

SOUZA, Guilherme Anacleto Mendes de. *Dimensioning of the Installation of a Natural Gas Network*. 2024. 56 f. Engineering Monograph – State University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2024.

The implementation of a natural gas (NG) network project requires compliance with a variety of legislation and standards from different areas of engineering, such as energy, environmental, and piping, both nationally and internationally. This study aimed to dimension and analyze the installation of a natural gas system for different demands and lengths of piping, seeking to meet the current regulatory requirements. The methodology adopted consisted of a bibliographic review, characterizing it as exploratory-descriptive research with a qualitative approach. Based on the collected guidelines, dimensioning calculations were performed using the Renouard equation, which allows for determining the appropriate diameter of gas pipelines based on pressure and required flow rates. Additionally, a velocity equation was applied to ensure that, at the delivery points, the gas velocity did not exceed the limit of 20 m/s. During the process, it was found that, in some cases, the gas velocity exceeded the ideal value, necessitating a revision of the dimensioning calculations. After adjustments, it was possible to guarantee a minimum pressure of 1 bar at both delivery points, confirming the feasibility of the natural gas network installation project. Thus, it is concluded that the study not only provides a robust methodological approach for the dimensioning of gas networks but also ensures compliance with the necessary technical standards, promoting a safe and efficient project.

**Keywords:** Dimensioning, Natural Gas, Gas Network, Renouard Equation, Pressure, Gas Velocity, Technical Standards, Piping, Gas Engineering, Gas Projects

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> - Adaptada de COMPAGAS, 2020, p. 10 .....	16
<b>Figura 2</b> - Gasoduto natural em Temane, em Moçambique .....	23
<b>Figura 3</b> – Rede a ser dimensionada. (Comprimento em metros) .....	57
<b>Figura 4</b> – Traçado Dimensionado .....	74

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> - Fator K .....	40
<b>Tabela 2</b> - Perda de carga em conexões - Comprimento equivalente para tubo rugoso (tubo de aço-carbono, galvanizado ou não) em metros. ....	41
<b>Tabela 3</b> - Perda de carga em conexões - Comprimento equivalente para tubo liso (tubo de plástico, cobre ou liga de cobre) em metros. ....	42
<b>Tabela 4</b> – Diâmetros comerciais de tudo de PEAD (Polietileno de alta densidade) .	59
<b>Tabela 5</b> - <i>Faixas de pressões de dimensionamento</i> .....	59
<b>Tabela 6</b> – Dimensionamento da rede. ....	69
<b>Tabela 7</b> – Dimensionamento da rede anel. ....	73

## **LISTA DE SIGLAS**

ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

CSN - Companhia Siderúrgica Nacional

GLP - Gás Liquefeito de Petróleo

GN - Gás Natural

GNC - Gás Natural Comprimido

GNL - Gás Natural Liquefeito

GNS - Gás Natural Sintético

GNV - Gás Natural Veicular

SINDIGÁS - Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo

## LISTA DE NOMENCLATURAS

$C, C'$  = constante genérica

$d = s$  = Fator molar de referência, adimensional

$S$  = Fator de correção

$D$  = diâmetro interno do tubo, m

$E$  = termo de energia potencial

$f$  = coeficiente de atrito Darcy, adimensional

$g$  = aceleração gravitacional, m/s<sup>2</sup>

$H$  = altura dos pontos 1 e 2, m

$K$  = constante, adimensional

$L$  = comprimento do tubo, m

$M$  = massa molecular, kg/kmol

$n$  = expoente da vazão do gás (faixa de valores entre 1,74 e 2)

$P, P'$  = pressão absoluta, Pa

$P_1$  = pressão absoluta na entrada da tubulação, Pa

$P_2$  = pressão absoluta na saída da tubulação, Pa

$P_{avg}$  = pressão média de fluxo, Pa

$P_{st}$  = pressão padrão, 1,01325×10<sup>5</sup> Pa

$Q_{st}$  = vazão volumétrica de gás em condições padrão, m<sup>3</sup>/s

$R$  = resistência ao fluxo por unidade de comprimento de tubo

$\bar{R}$  = constante universal dos gases, 8314,41 J/(kmol K)

$Re$  = número de Reynolds do fluxo de gás, adimensional

$T$  = temperatura absoluta, K

$T_{avg}$  = temperatura média do fluxo, K

$T_{st}$  = temperatura padrão, 288,15 K

$z_{avg}$  = Coeficiente de compressibilidade médio do gás, adimensional

$z_{st}$  = Coeficiente de compressibilidade padrão do gás, adimensional

$\alpha$  = coeficiente, adimensional

$\beta$  = coeficiente, adimensional

$\Delta_{max}$  = variação máxima do fator de atrito, adimensional

$\Delta P$  = queda de pressão, Pa (Pascal)

$\varepsilon$  = rugosidade da parede, m

$\eta$  = fator de eficiência, adimensional

$\mu$  = viscosidade dinâmica do gás, Pa·s (Pascal-segundo)

$\nu$  = viscosidade cinemática do gás, m<sup>2</sup>/s

$\rho$  = Massa específica do gás, kg/m<sup>3</sup>

$\tau$  = tensão de cisalhamento, Pa (Pascal)

## SUMÁRIO

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
<b>1.1.</b>	<b>OBJETIVO .....</b>	<b>13</b>
<b>1.2.</b>	<b>JUSTIFICATIVA .....</b>	<b>13</b>
<b>1.3.</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>14</b>
<b>2.</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>15</b>
<b>2.1.</b>	<b>O GÁS NATURAL.....</b>	<b>15</b>
<b>2.1.1.</b>	<b>Conceito.....</b>	<b>15</b>
<b>2.1.2.</b>	<b>História e Características .....</b>	<b>19</b>
<b>2.1.3.</b>	<b>Propriedades.....</b>	<b>24</b>
<b>2.2.</b>	<b>INFRAESTRUTURA DO GÁS CANALIZADO.....</b>	<b>26</b>
<b>2.2.1.</b>	<b>Panorama do Uso do Gás Natural no Brasil.....</b>	<b>26</b>
<b>2.2.2.</b>	<b>Infraestrutura.....</b>	<b>27</b>
<b>2.2.3.</b>	<b>Características.....</b>	<b>28</b>
<b>2.2.4.</b>	<b>Fontes, Mercados, Regulamentações e Perspectivas de Negócios.....</b>	<b>30</b>
<b>2.2.5.</b>	<b>Reformas e Desregulamentações.....</b>	<b>33</b>
<b>2.3.</b>	<b>DIMENSIONAMENTO DE REDES DE GÁS NATURAL.....</b>	<b>34</b>
<b>2.3.1.</b>	<b>Parâmetros Gerais de Dimensionamento .....</b>	<b>35</b>
<b>2.3.2.</b>	<b>Metodologia de Cálculo.....</b>	<b>35</b>
<b>2.3.3.</b>	<b>Perdas de Carga e Velocidade na Rede de distribuição. ....</b>	<b>36</b>
<b>2.3.3.1.</b>	<b>Perdas Localizadas em Sistemas de Tubulação .....</b>	<b>36</b>
<b>2.3.3.2.</b>	<b>Cálculo da Perda de Carga Distribuída.....</b>	<b>42</b>
<b>2.3.3.3.</b>	<b>Rede em anel.....</b>	<b>44</b>
<b>2.3.3.4.</b>	<b>Cálculo da velocidade do gás.....</b>	<b>45</b>

<b>2.3.4. Equação de Renouard (Pressão Média) .....</b>	<b>46</b>
<b>2.3.4.1. Escoamentos Laminar e Turbulento.....</b>	<b>47</b>
<b>2.3.4.2. O Número de Reynolds.....</b>	<b>48</b>
<b>2.3.4.3. Origem da equação de Renouard .....</b>	<b>50</b>
<b>3. APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS.....</b>	<b>54</b>
<b>4. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>75</b>
<b>5. PROJETOS FUTUROS .....</b>	<b>77</b>
<b>6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>78</b>

## 1. INTRODUÇÃO

O aproveitamento do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) em residências é amplamente difundido no Brasil, sendo uma das principais fontes de energia para o preparo e cozimento de alimentos. Segundo o Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo (SINDIGÁS), o consumo global de GLP em residências representa mais de 52% do total utilizado, enquanto no Brasil esse número chega a impressionantes 90% (SINDIGÁS, 2020). Esse alto índice de uso é justificado pela predominância do abastecimento por botijões do tipo P13, que são responsáveis por aproximadamente 95% do consumo doméstico de GLP.

Entretanto, o GLP, apesar de amplamente utilizado, apresenta riscos, especialmente relacionados ao armazenamento inadequado e à emissão de resíduos tóxicos durante sua queima. Como resultado, muitos consumidores vêm optando por fontes de energia mais seguras e sustentáveis, como o Gás Natural (GN) (FENOSA, 2020). O GN tem se destacado por sua queima limpa, menor impacto ambiental e economia a longo prazo. De acordo com dados da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), o consumo de GN no Brasil no segmento residencial ultrapassou a média de 1.000.000 metros cúbicos diários em 2019 (ABEGÁS, 2019).

Com a expansão das redes de distribuição de GN em estados como Rio de Janeiro, Paraná e Santa Catarina, o uso desse gás em instalações residenciais e comerciais aumentou significativamente. Em resposta a essa demanda crescente, a NBR 15526/2016 foi implementada, estabelecendo critérios técnicos e requisitos para o projeto e execução de redes internas de gás canalizado (ABNT, 2016). Esse documento normativo define parâmetros essenciais para o dimensionamento das tubulações de gás, tanto para redes alimentadas por gás de rua quanto para centrais de gás.

No contexto do dimensionamento de redes de GN, uma das principais preocupações dos projetistas é a escolha adequada do diâmetro das tubulações. Algumas abordagens realizam o cálculo trecho a trecho, considerando variações nos diâmetros da rede primária e secundária, enquanto outras adotam um único valor de diâmetro para toda a rede. Além disso, outro fator crucial é a consideração das perdas de carga localizadas, que ocorrem em conexões, curvas e válvulas ao longo da tubulação. Para contabilizar essas perdas, é comum adotar o método dos

comprimentos equivalentes, no qual as perdas de carga em acessórios são convertidas em comprimentos adicionais da tubulação, facilitando o cálculo e permitindo maior precisão.

Embora no projeto específico deste trabalho as perdas de carga localizadas tenham sido consideradas irrisórias, o método dos comprimentos equivalentes foi utilizado como uma alternativa eficiente para garantir que a rede de GN fosse dimensionada corretamente, atendendo às necessidades dos consumidores sem comprometer a eficiência do sistema. O uso dessa metodologia é amplamente aceito em projetos de engenharia, por permitir uma melhor estimativa das perdas em pontos críticos, mesmo que esses valores não sejam tão significativos em determinadas situações.

Portanto, o uso da Equação de Renouard, aliado ao método dos comprimentos equivalentes para consideração das perdas de carga localizadas, mostrou-se eficiente e adequado para o dimensionamento da rede de GN. Esses métodos garantiram que o projeto atenda aos requisitos de segurança, economia e funcionalidade, essenciais em sistemas de abastecimento de gás natural para instalações residenciais e comerciais.

## **1.1. OBJETIVO**

O objetivo deste estudo é dimensionar e analisar a instalação de um sistema de rede de Gás Natural (GN) fictício, levando em consideração diferentes demandas, comprimentos de tubulações e variáveis operacionais. O projeto busca garantir a conformidade com as legislações e normas técnicas pertinentes, tanto em nível nacional quanto internacional. Além disso, pretende-se assegurar que a pressão mínima de 1 bar seja mantida em todos os pontos de entrega, otimizando a eficiência da rede e promovendo a segurança na distribuição do gás. Por meio da aplicação da equação de Renouard e de critérios de velocidade, o estudo também visa identificar possíveis ajustes nos cálculos de dimensionamento, assegurando um sistema robusto e adequado às necessidades dos usuários finais.

## **1.2. JUSTIFICATIVA**

A crescente demanda por fontes de energia mais limpas e eficientes tem levado

à expansão da utilização do Gás Natural (GN) como alternativa viável em diversas aplicações, desde o abastecimento residencial até processos industriais. Nesse contexto, o correto dimensionamento e a análise de redes de gás são fundamentais para garantir não apenas a eficiência na distribuição, mas também a segurança dos usuários e a conformidade com as normas regulatórias.

A realização deste estudo se justifica pela necessidade de desenvolver projetos que considerem as especificidades das instalações de GN, uma vez que um dimensionamento inadequado pode resultar em perdas de pressão, vazamentos e, conseqüentemente, riscos à segurança. Além disso, ao atender às legislações e normas vigentes, o projeto contribui para a sustentabilidade do setor energético e para a proteção do meio ambiente.

Por fim, a pesquisa também proporciona uma base teórica e prática que pode ser utilizada por engenheiros e profissionais da área, promovendo a capacitação e a atualização sobre as melhores práticas no dimensionamento de redes de gás natural, favorecendo, assim, a implementação de sistemas seguros e eficientes.

### **1.3. METODOLOGIA**

A metodologia aplicada para o desenvolvimento do presente estudo foi a revisão bibliográfica. Tal método foi aplicado por meio de obtenção e análise de artigos científicos, dissertações, teses e publicações. Todo o material foi obtido por meio de *sites* de busca eletrônica e bibliotecas virtuais, tais como *Google Acadêmico* e *Scientific Electronic Library Online (SciELO)*.

Como critérios de seleção, optou-se por selecionar apenas obras publicadas nos últimos vinte anos (2003-2024). Posteriormente a etapa de levantamento bibliográfico, foi então feita uma triagem e seleção do material que aborda em característico a temática estudada. A pesquisa feita teve um aspecto de exploratória-descritiva, tendo um caráter qualitativo.

A abordagem aproveitada na presente pesquisa foi a qualitativa, a qual teve-se a coleta de informações pertinentes para em seguida serem expostas e avaliadas, além da observação de documentos, tendo-se a preocupação de coletar uma maior quantidade de elementos, visando assim um entendimento maior e mais profundo da problemática estudada.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. O GÁS NATURAL

#### 2.1.1. Conceito

Inicialmente, pode-se dizer que o gás natural trata-se de uma mistura de gases ricos em hidrocarbonetos. Todos esses gases (Metano - CH<sub>4</sub>, nitrogênio, Dióxido de Carbono- CO<sub>2</sub> etc.), são naturalmente encontrados na atmosfera. As reservas de gás natural estão nas profundezas da Terra, próximas a outros leitos de hidrocarbonetos sólidos e líquidos, tais como carvão e petróleo bruto (CATUNDA, 2011).

O gás natural é frequentemente encontrado dissolvido em óleo nas altas pressões existentes em um reservatório, e pode estar presente como uma capa de gás acima do óleo. Em muitos casos, é a pressão do gás natural exercida sob o reservatório de óleo subterrâneo que fornece o impulso para forçar o óleo até a superfície (DIAS, 2012).

Esse gás natural é conhecido como gás associado; onde muitas vezes, trata-se da fase gasosa do petróleo bruto, e geralmente contém alguns líquidos leves, como propano e butano. Por essa razão, observa-se que o gás associado é, por vezes, chamado de “gás úmido”. Também, existem reservatórios que contêm gás e nenhum óleo. Este gás é denominado gás não associado. O gás não associado, proveniente de reservatórios que não estão conectados a nenhuma fonte conhecida de petróleo líquido, trata-se do gás seco (SHAHRIAR; SADIQ; TEFAMARIAM, 2012).

Ele é formado quando camadas de matéria vegetal e animal em decomposição são expostas a calor e pressão intensos sob a superfície da Terra durante milhões de anos. A energia que as plantas originalmente obtiveram do Sol é armazenada na forma de ligações químicas no gás (SOUZA, 2014).



**Figura 1** - Adaptada de COMPAGAS, 2020, p. 10

Assim, o gás natural é um combustível fóssil usado como fonte de energia para aquecimento, cozimento e geração de eletricidade. É também usado como combustível para veículos e como matéria-prima química na fabricação de plásticos e outros produtos químicos orgânicos comercialmente importantes. O gás natural à base de combustíveis fósseis é um recurso não renovável (TIEPOLO, 2015).

Esse recurso é encontrado em formações rochosas subterrâneas profundas ou associado a outros reservatórios de hidrocarbonetos em leitos de carvão, bem como em clatratos de  $\text{CH}_4$ . O petróleo é outro recurso e combustível fóssil encontrado nas proximidades com o gás natural (SOUZA, 2014).

A maior parte do dele foi criada ao longo do tempo por dois mecanismos: biogênico e termogênico. O gás biogênico é criado por organismos  $\text{CH}_4$  gênicos em pântanos, brejos, aterros sanitários e sedimentos superficiais. Mais profundamente na Terra, com temperatura e pressão maiores, o gás termogênico é criado a partir de material orgânico enterrado (OLIVEIRA, 2015).

Na produção de petróleo, o gás é frequentemente queimado como gás de combustão. O Banco Mundial de Desenvolvimento estima que mais de 150 quilômetros cúbicos de gás natural são queimados ou ventilados no Planeta. Antes que o gás natural possa ser usado como combustível, a maioria, mas não todos, deve ser processada para remover as impurezas, inclusive a água, para atender às especificações do gás natural comercializável (RYCKEBOSCH; DROUILLON; VERVAEREN, 2011).

Os subprodutos desse processamento incluem: etano, propano, butanos, pentanos e hidrocarbonetos de maior peso molecular, sulfeto de hidrogênio (que pode ser convertido em enxofre puro),  $\text{CO}_2$ , vapor de água e, às vezes, hélio e nitrogênio. Deste modo, o gás natural é, por muitas vezes, informalmente referido simplesmente como "gás", especialmente quando comparado a outras fontes de energia, como o

petróleo ou o carvão. No entanto, não deve ser confundido com gasolina, especialmente na América do Norte, onde o termo gasolina é frequentemente reduzido em uso coloquial para gás (RICHTER *et al.*, 2016).

O gás natural é a última fonte de energia fóssil a ser utilizada em escala global. Por mais de um século, quando o gás foi descoberto em áreas distantes dos locais onde poderia ser utilizado, era preferencialmente queimado no poço de gás ou libertado para a atmosfera, porque aproveitá-lo em um oleoduto e fazê-lo viajar por muitos quilômetros também era caro (RYCKEBOSCH; DROUILLON; VERVAEREN, 2011).

Todavia, a situação mudou, e o gás natural adveio a ocupar o terceiro lugar no consumo mundial de energia, e é a fonte fóssil com as melhores perspectivas de crescimento. No começo da década de 1970, com a criação de transporte e infraestruturas para a importação de GN, os países produtores e os consumidores definiram acordos contratuais típicos que ainda são modelos de referência. No fim da década de 1970, o consumo mundial de gás triplicou, crescendo de 100 bilhões de metros cúbicos para aproximadamente 300 bilhões de metros cúbicos (TIEPOLO, 2015).

Como já visto, o gás natural é um combustível fóssil como o petróleo e o carvão. As misturas que são compostas principalmente de  $\text{CH}_4$  são chamadas de misturas secas, enquanto aquelas contendo principalmente hidrocarbonetos – como o propano e o butano –, são chamadas de misturas úmidas (FRANCISCO, 2018).

Antes de ser distribuído para uso, é tratado para eliminar  $\text{CO}_2$  e nitrogênio, o que o torna menos inflamável, e sulfeto de hidrogênio, um gás corrosivo e tóxico. O resultado é, principalmente, o  $\text{CH}_4$ . O  $\text{CH}_4$  é o mais simples hidrocarboneto gasoso, e é caracterizado pela menor molécula, incluindo um átomo de carbono e quatro hidrogênios átomos ( $\text{CH}_4$ ). É mais leve do que o ar (a uma temperatura de  $15^\circ\text{C}$  e 1013.25 milibar de pressão, e o seu peso específico é de 0,678  $\text{kg/m}^3$ ), sendo incolor e inodoro, e não tóxico (SÁ, 2008).

Quando o GN é queimado, libera muita energia que pode ser usada para cozinhar, aquecer, gerar eletricidade e outras necessidades. No entanto, por ser um combustível fóssil, ele não é um recurso renovável. É uma boa fonte de energia; afinal de contas, há muito disso em grande maioria dos países. Se isso não bastasse, pode ser produzido e transportado de forma acessível (SANTOS, 2005).

Alguns críticos dizem, no entanto, que o gás natural não é tão limpo quanto

parece. Alguns cientistas dizem que, embora o queime de forma mais limpa do que outros combustíveis fósseis, uma quantidade significativa de  $\text{CH}_4$  escapa para a atmosfera dos poços e oleodutos de gás. Neste contexto, os gasodutos transportam gás natural por muitas partes do planeta (SÁ, 2008).

O gás natural, por comparação, é a forma mais comumente utilizada de energia de aquecimento, e está conectado à maioria dos domicílios diretamente por meio de oleodutos. Depois de extraído do solo, o gás natural deve ser tratado para separá-lo em líquidos e gases adequados para o transporte em todo o Mundo (como líquido) e domesticamente em tubulações (VAZ; MAIA; SANTOS, 2008).

Ele deve então ser processado em plantas especializadas para garantir que atenda às especificações de qualidade. Todavia, esse é um processo extremamente complexo e caro, e qualquer interrupção no processamento pode vir a afetar os preços. Esse recurso também tem outros usos além do aquecimento, e estes incluem a geração de eletricidade e cozimento de alimentos por meio de fornos à gás (OLIVEIRA, 2015).

Com o exposto acima, isto significa que, enquanto o óleo de aquecimento terá uma forte demanda sazonal, o gás natural será exigido de forma consistente ao longo do ano. De tal maneira, estima-se que até 25% do consumo de energia em países desenvolvidos, como os Estados Unidos, Canadá e Reino Unido, venha do gás natural (FRANCISCO, 2018).

Todavia, embora o gás natural e o petróleo bruto muitas vezes possam ser encontrados no mesmo local, eles tomam rotas completamente diferentes. Enquanto o petróleo bruto e produtos refinados podem viajar através de uma cadeia de oleodutos, navios-tanque, caminhões e similares, 99% do gás natural faz a viagem inteiramente através de oleodutos feitos de aço carbono durável. Isso faz com que seja importante adequar o gás natural recuperado às especificações do mercado antes que ele entre no principal sistema de dutos interestaduais (VAZ; MAIA; SANTOS, 2008).

Quando usado para cozinhar os alimentos e/ou calor e resfriar as casas, é 90% de  $\text{CH}_4$  de queima limpa, a forma mais simples de hidrocarboneto. Mas, esse não é o caso do composto quando sai do solo. Dependendo da localização do poço e das condições geológicas que criaram o gás, contaminantes como água, enxofre e líquidos de gás natural (incluindo etano, propano e butano) podem estar presentes. Os chamados “dutos de coleta” coletam GN de poços em uma determinada região e

os entregam a usinas de processamento locais. O gás processado entra então no gasoduto interestadual (TIEPOLO, 2015).

Sendo assim, o gás igualmente é formado por moléculas mais carregadas, tais como o etano, butano, propano, dentre outros. Todos os hidrocarbonetos gasosos igualmente podem ser retirados do petróleo bruto por meio das técnicas de refino ou do carvão. Notadamente, o butano e o propano, removidos na refinaria, nos gaseificadores de carvão ou nas unidades de processamento de gás natural, formam então o GLP (RYCKEBOSCH; DROUILLON; VERVAEREN, 2011).

O gás natural não é usado em sua forma pura; é processado e convertido em combustível mais limpo para consumo. Muitos subprodutos são extraídos durante o processamento de gás natural, como propano, etano, butano, CO<sub>2</sub>, nitrogênio etc, que podem ser utilizados posteriormente (SOUZA, 2014).

O Gás natural é usado principalmente como combustível para gerar eletricidade e calor, e na forma comprimida, é usado como combustível para veículos que é conhecido como Gás Natural Veicular (GNV). Também, é usado como combustível para caldeiras e condicionadores de ar em todo o Mundo. Também é usado para fabricar fertilizantes, principalmente amônia (SHAHRIAR; SADIQ; TESHAMARIAM, 2012).

### **2.1.2. História e Características**

Dentro de um contexto químico, o GLP se mostra tão natural quanto o CH<sub>4</sub>. Todavia, em se tratando do aparelhamento da cadeia de abastecimento, a indústria do CH<sub>4</sub> compõe a denominada indústria do gás natural, que se mostra, por várias vezes, diferente da indústria do GLP. O gás natural e o GLP possuem particularidades próprias que os conduzem, especialmente, para utilizações exclusivas. Nota-se que há um certo nível de competição e substituição entre eles, entretanto, eles igualmente podem ser tidos como complementares (RICHTER *et al.*, 2016).

Assim, pode-se dizer que os gases produzidos inicialmente do carvão, são denominados de sintéticos ou manufaturados. Estes gases dominaram e compuseram o surgimento da indústria do gás em grande parte do Planeta, até mesmo no Brasil, entre os anos de 1700 e 1800. Em uma escala global, o gás natural suplantou-os em meio ao século XX e começo do século XXI (KRYM; ALENCAR; ALMEIDA, 2012).

Neste contexto, a função estratégica do gás natural somou como fonte de

energia para o Planeta, especialmente em razão do seu menor impacto ambiental em conferição com as demais fontes de energia fóssil. Como exemplo, cita-se que a utilização de gás natural em equipamentos apropriados alonga a ser menos poluente do que a queima de óleo diesel (SHAHRIAR; SADIQ; TESHAMARIAM, 2012).

A queima de gases combustíveis se mostra quase que nula de poluentes tais como óxidos de enxofre, partículas sólidas e demais produtos tóxicos, admitindo assim que o consumidor aproveite diretamente o gás (RICHTER *et al.*, 2016).

A queima de gás natural igualmente tem demais vantagens. Como exemplo disto, tem-se que o gás permite a combustão com alto rendimento térmico, assim como controle e regulação simples da chama. Portanto, é possível reduzir a intensidade do consumo de energia na indústria, nas empresas ou em domicílios. Além disso, uma vez que permite que a chama e/ou os gases de combustão estejam em contato direto com os produtos, o uso de gás em diversas indústrias colabora para a ampliação desses produtos, além da qualidade e competitividade no mercado (KRYM; ALENCAR; ALMEIDA, 2012).

O gás natural ainda pode apresentar vantagens econômicas e ambientais quando usado no setor de transporte, substituindo a gasolina ou o óleo diesel. No Brasil, principalmente devido a uma política de preços e às diferenças tributárias entre os combustíveis, esse recurso teve um grande aumento de consumo para fins automotivos, principalmente entre as frotas de táxi, substituindo a gasolina. Entre janeiro de 2011 e novembro de 2016, o consumo de GNV aumentou de 1,35 para 6,71 milhões de metros cúbicos por dia (MMm<sup>3</sup>/d), o que representou um crescimento médio anual de aproximadamente 38% (LEITE, 2014).

De acordo com Leite (2014, p. 51), “sua ampla variedade de utilização trata-se de uma das consideráveis vantagens”. De tal modo, pode-se observar na literatura descrições detalhadas dos melhores usos e das principais vantagens da utilização dessa fonte energética em diferentes ramos da atividade econômica, com inclusão da indústria, as empresas, o segmento residencial e de transporte, assim como no próprio setor de energia, que pode usar gás como combustível primário para seus processos de transformação.

Além do mais, tem-se que o gás natural pode ser aproveitado como matéria-prima da indústria química. É usado para fabricar produtos com maior valor agregado, como plásticos e lubrificantes. Em síntese, como já visto aqui, o gás natural trata-se de uma mistura de hidrocarbonetos leves, incolor e inodoro, não tóxico e mais leve do

que o ar (SHAHRIAR; SADIQ; TEFAMARIAM, 2012).

Na queima, são liberados em sua combustão – que é completa –, dois produtos não tóxicos, CO<sub>2</sub> e vapor de água, que por isso, faz dele uma energia ecológica e não poluente (FENOSA, 2020).

As primeiras descobertas de vazamentos de gás natural foram feitas no Irã, entre 6000 e 2000 a.C. Muitos escritores antigos descreveram que o petróleo natural se infiltrou no Oriente Médio, especialmente na região de Baku, região essa que adveio a ser o Azerbaijão. O uso de seu uso foi mencionado na China por volta do ano 900 a.C. Todavia, foi na China, no ano 211 A.C, que o primeiro poço conhecido foi perfurado, para profundidades relatadas de 150 metros (RICHTER *et al.*, 2016).

Os chineses perfuraram seus poços com varas de bambu e pedaços primitivos de percussão com o propósito expresso de procurar gás em calcários que datam do período Triássico Superior (cerca de 229 milhões a 200 milhões de anos atrás) em um anticlínio a Oeste da moderna cidade de Chongqing (GÁS NATURAL FENOSA, 2020).

Naquele tempo, o gás foi queimado para secar o sal fundido encontrado no calcário. Eventualmente, os poços eram perfurados a profundidades que se aproximavam de 1.000 metros, e mais de 1.100 poços foram perfurados no anticlinal em 1900 (SOUZA, 2014).

O gás natural era desconhecido na Europa, até a sua descoberta na Inglaterra, no ano de 1659 e, mesmo assim, não teve amplo uso. Em vez disso, o gás obtido a partir do carvão carbonizado (conhecido como gás urbano), tornou-se o principal combustível para iluminar ruas e casas em grande parte da Europa, a partir de 1790 (KRYM; ALENCAR; ALMEIDA, 2012).

Na América do Norte, a primeira aplicação comercial de um produto petrolífero, foi a utilização de gás natural de um poço raso em Fredonia, nos arredores de Nova Iorque, no ano de 1821. O gás foi distribuído por um tubo de chumbo pequeno aos consumidores para iluminação e cozimento. Assim, ao longo do século XIX, o uso de gás natural permaneceu localizado porque não havia como transportar grandes quantidades de gás por longas distâncias (SOUZA, 2014).

Deste modo, essa alternativa energética permaneceu à margem do desenvolvimento industrial, baseado principalmente no carvão e no petróleo. Todavia, um importante avanço na tecnologia de transporte de gás ocorreu em 1890, com a invenção do acoplamento à tubulação à prova de vazamentos (SHAHRIAR; SADIQ;

TESFAMARIAM, 2012).

No entanto, materiais e técnicas de construção permaneceram tão pesadas que o gás não poderia ser usado a mais de 160 km de uma fonte de abastecimento. Assim, o gás associado foi queimado na maior parte (isto é, queimado na cabeça do poço), e o gás não associado foi deixado no solo, enquanto o gás urbano foi fabricado para uso nas cidades (RICHTER *et al.*, 2016).

A transmissão de gás de longa distância tornou-se uma prática comum durante o final da década de 1920, devido aos novos avanços na tecnologia de dutos. De 1927 a 1931, mais de dez grandes sistemas de transmissão foram construídos nos Estados Unidos. Cada um desses sistemas era equipado com tubos com diâmetros de aproximadamente 50 cm (20 polegadas) e mais de 320 km (200 milhas). Após a Segunda Guerra Mundial (1939-1945), um grande número de dutos ainda mais longos de diâmetro crescente foi construído. Com isto, a fabricação de tubos com um diâmetro de até 150 cm (60 polegadas) tornou-se possível (TIEPOLO, 2015).

Desde o início da década de 1970, os gasodutos mais longos tiveram sua origem na Rússia. Por exemplo, nas décadas de 1960 e 1970, o oleoduto da Luz do Norte, de 5.470 quilômetros de extensão, foi construído nos Montes Urais. Como resultado, o gás do campo de Urengoy, o maior do Mundo, passou a ser transportado para a Europa Oriental e depois para a Europa Ocidental para consumo (OLIVEIRA, 2015).

Outro gasoduto, mais curto, mas, também de grande dificuldade de engenharia, foi o gasoduto transmediterrâneo de 50cm, que durante a década de 1970 e 1980, foi construído entre a Argélia e a Sicília. Nas décadas posteriores, os gasodutos ganharam ainda maior diâmetro e extensão, como o gasoduto natural em Temane, em Moçambique, por exemplo, como mostra a Figura 1 logo abaixo (TIEPOLO, 2015).

**Figura 2** - Gasoduto natural em Temane, em Moçambique



Fonte: Info Diário (2015)

Misturado com o ar, o  $\text{CH}_4$  se torna inflamável somente se sua concentração variar entre 5 e 15%. Abaixo de 5%, a quantidade de gás natural é insuficiente para iniciar a combustão, enquanto 15% do oxigênio é insuficiente. À temperatura de  $15^\circ\text{C}$  e à pressão atmosférica de um metro cúbico de  $\text{CH}_4$  produz mais de oito mil calorias. Nessas condições, um metro cúbico de  $\text{CH}_4$  tem um conteúdo energético equivalente a 1,2 kg de carvão e 0,83 kg de óleo (RICHTER *et al.*, 2016).

Neste contexto, o  $\text{CH}_4$  se torna líquido em uma temperatura crítica de  $83^\circ\text{C}$  e uma pressão de 45 *bares*. A transformação no estado líquido pode ocorrer diminuindo a temperatura ou aumentando a pressão. Por exemplo, a  $161^\circ\text{C}$ , o  $\text{CH}_4$  se torna líquido à pressão ambiente. A temperatura crítica de gases naturais úmidos, como propano e butano, incluindo 3 e 4 átomos de carbono, respectivamente, é maior que a temperatura ambiente, portanto, eles se tornam líquidos simplesmente aumentando a pressão (OLIVEIRA, 2015).

No Planeta, os hidrocarbonetos, incluindo o  $\text{CH}_4$ , estão localizados principalmente nos poros rochosos que constituem a parte superior do Crosta terrestre e resultam de processos químicos e físicos que ocorreram durante a história do Planeta. A ação dos agentes atmosféricos provoca a erosão das montanhas cujos destroços, transportados por cursos d'água chegam no mar, onde depósitos de areia e argila são depositados (TIEPOLO, 2015).

Assim como os detritos, os materiais de origem marítima são depositados no fundo do mar: sais que precipitam devido à evaporação e, acima de tudo, animais e materiais que vivem no mar. Com o passar do tempo, devido a cristalização de sais, os sedimentos se transformam em rochas compactas que ainda possuem pequenos orifícios ocupados por água e substâncias orgânicas (SOUZA, 2014).

Sujeito à ação de desintegração dos microrganismos, estas substâncias orgânicas convertem-se em hidrocarbonetos como  $\text{CH}_4$  e óleo. Esse processo é chamado de mineralização: plantas e animais se transformam em gás, óleo e carvão, e esses combustíveis são chamados de "fósseis", porque se originaram da fossilização de plantas e animais (OLIVEIRA, 2015).

O gás natural é consumido como encontrado na natureza. Desde a extração no depósito até a chegada às residências e pontos de consumo, o gás natural não passa por nenhum processo de transformação. A estrutura molecular mais simples do gás natural permite uma queima limpa, de modo que sua combustão não produz partículas sólidas ou enxofre. Assim, o gás natural é uma das fontes mais limpas de energia de combustíveis fósseis, pois emite menos gás poluente (OLIVEIRA, 2015).

### **2.1.3. Propriedades**

Como já se sabe, o gás natural trata-se de uma mistura de hidrocarbonetos, que consiste principalmente de parafinas leves saturadas, como  $\text{CH}_4$  e etano, ambas gasosas sob condições atmosféricas. A mistura também pode conter outros hidrocarbonetos, tais como o propano, o butano, o pentano, e o hexano (SOUZA, 2014).

Em reservatórios de gás natural, mesmo os hidrocarbonetos mais pesados, ocorrem em sua maior parte na forma gasosa, devido às pressões mais altas. Eles geralmente liquefazem na superfície (à pressão atmosférica) e são produzidos separadamente como Gás Natural Liquefeito (GNL), seja em separadores de campo ou em plantas de processamento de gás (RICHTER *et al.*, 2016).

Uma vez separados da corrente de gás, o GNL pode ser separado em frações, que vão desde os condensados mais pesados (hexanos, pentanos e butanos) até o GLP; essencialmente butano e propano) até o etano. Esta fonte de hidrocarbonetos leves é especialmente proeminente nos Estados Unidos, onde o processamento de gás natural fornece a maior parte da carga de etano para a fabricação de olefinas e o

GLP para aquecimento e fins comerciais (TIEPOLO, 2015).

Outros gases que comumente ocorrem em associação com os gases de hidrocarbonetos são o nitrogênio, CO<sub>2</sub>, hidrogênio e gases nobres como hélio e Argônio. O nitrogênio e o CO<sub>2</sub> são não combustíveis, e podem ser encontrados em proporções substanciais. O nitrogênio é inerte, mas, se presente em quantidades significativas, reduz o valor de aquecimento da mistura (KRYM; ALENCAR; ALMEIDA, 2012).

O CO<sub>2</sub> é removido para elevar o valor de aquecimento, reduzir o volume e sustentar até mesmo as propriedades de combustão. No entanto, muitas vezes, os gases naturais contêm quantidades substanciais de sulfeto de hidrogênio ou outros compostos orgânicos de enxofre. Nesse caso, o gás é conhecido como “gás azedo” (RICHTER *et al.*, 2016).

Os compostos de enxofre são removidos durante o processamento, pois são tóxicos quando inalados, são corrosivos para as instalações e tubulações, e são poluentes graves se queimados em produtos feitos de gás ácido. No entanto, após a remoção de enxofre, uma quantidade diminuta de um odorante mercaptano nocivo é sempre adicionada ao gás natural comercial, a fim de garantir a detecção rápida de qualquer vazamento que possa ocorrer no transporte ou uso. E como o gás natural e a água de formação ocorrem juntos no reservatório, o gás recuperado de um poço contém vapor de água, que é parcialmente condensado durante a transmissão para a planta de processamento (SOUZA, 2014).

Sabe-se que o gás natural é um gás incolor, inodoro e insípido, onde a sua pressão atmosférica se encontra em estado gasoso. Com isto, a composição do gás natural apresenta uma variação em cada ponto de origem. De tal maneira, suas propriedades podem ser determinadas somente após a avaliação de sua composição (SHAHRIAR; SADIQ; TEFAMARIAM, 2012).

De acordo com a explicação de Souza (2014, p. 49), por diversas vezes, o gás natural é denominado “molhado” se o etano liquefeito, propano ou butano estiverem presentes, e “seco”, se estes estiverem ausentes. Além disto, “suas impurezas são removidas pela aplicação de diferentes processos, deixando principalmente uma mistura de gases de hidrocarbonetos”.

O gás natural refinado contém alguns vestígios de gases inertes não recuperáveis e outros gases de hidrocarbonetos. Conseqüentemente, o conteúdo de energia de um volume específico de gás natural é variável, dependendo da

composição, e normalmente é precificado em termos de unidades de energia. O gás natural pode ser comparado ao preço por unidade de volume (SOUZA, 2014).

As propriedades físicas do gás natural são determinadas pelo valor da contribuição fracionária individual de cada gás constituinte. Gases existem como partículas minúsculas em um determinado volume. O número total de partículas de um gás em particular, até o número total de partículas da mistura inteira, é chamado de mole fração. Este conceito trata-se da base para a determinação da propriedade final exibida pelo gás natural (SÁ, 2008).

Deste modo, a qualidade do gás natural é baseada principalmente no valor calorífico, no valor do CH<sub>4</sub>, no índice *Wobbe*, e na velocidade da chama. Além disso, estes valores são dependentes da composição do gás. Aproximação GPA 2145-03 para determinar HHV/SCF é um parâmetro de qualidade, que fornece energia disponível por metros cúbicos padrão do gás (SHAHRIAR; SADIQ; TEFAMARIAM, 2012).

Para facilitar a identificação de vazamentos, certos odorizadores são adicionados, os quais podem ou não inibir os mercaptanos baseados. Os odorizadores têm um requisito de segurança para facilitar a detecção de vazamentos em uma concentração de 1/5 dos seus limites explosivos mais baixos (SOUZA, 2014).

O teor de enxofre no gás não deve exceder certos limites para evitar as emissões de Dióxido de Enxofre (SO<sub>2</sub>) de sua combustão. A presença de água pode vir a danificar os componentes por corrosão e bloqueio, através da formação de gelo, fazendo com que haja perda de qualidade. Todos estes fatores discutidos descrevem essencialmente a qualidade do gás natural (SHAHRIAR; SADIQ; TEFAMARIAM, 2012).

## **2.2. INFRAESTRUTURA DO GÁS CANALIZADO**

### **2.2.1. Panorama do Uso do Gás Natural no Brasil**

Como é de conhecimento, o gás natural trata-se de um combustível resultante das frações mais leves do petróleo gerado nas bacias sedimentares *onshore* e *offshore*. Portanto, o consumo dessa essencial fonte de energia, para a qual há diversas utilizações, vem crescendo em todo o Planeta. Frente a isto, o gás natural é aproveitado como combustível em termelétricas que dão complemento as

necessidades energéticas de uma localidade. Do mesmo modo, é transformado em ureia, amônia e demais produtos utilizados como matéria-prima em diversas indústrias. Além do mais, é utilizado também como combustível no transporte, bem como fonte de energia em lares e fábricas (KRYM; ALENCAR; ALMEIDA, 2012).

Com investimentos possantes em diversas etapas da cadeia conexas ao gás natural, assegura-se o atendimento pleno da demanda do mercado: desde insumos para fábricas e refinarias até a entrega, através de distribuidores locais, a usinas termelétricas, indústrias, residências e escritórios. Com média de 96,10 milhões de m<sup>3</sup>/dia no ano de 2017, no Brasil, a oferta de gás natural ampliou 10% em comparação ao volume médio de 87,30 milhões de m<sup>3</sup>/dia no ano de 2012 (INEA, 2018).

Até o ano de 2040, presume-se que a oferta de gás, em termos de capacidade, será satisfatória para atender as demandas originárias de todos os compromissos assumidos. O gás natural em 2008 era provido ao mercado nacional é originário da produção nacional, composta por gás importado da Bolívia, e GNL, que era obtido de demais fornecedores para ser regaseificado em um dos três terminais da Petrobras: Pecém (CE) Baía de Todos os Santos (BA) ou Baía de Guanabara (RJ) (VAZ; MAIA; SANTOS, 2008).

Frente a tal panorama, o Brasil foi recebendo grande atenção nos círculos macroeconômicos como sendo um dos países de elevado desenvolvimento. No entanto, seu desempenho vem caindo, visivelmente em razão da ausência ou ainda poucas reformas internas, além da existência de gargalos de infraestrutura, e estes fatores, de fato, se ampliam para o gás natural (INEA, 2018).

Deste modo, o entusiasmo inicial devido as grandes descobertas de hidrocarbonetos *offshore* do Brasil, entre os anos de 2007 e 2008, elevou a perspectiva de o Brasil vir a ser um exportador de GNL. Todavia, depois de uma avaliação mais aprofundada, bem como o progresso do mercado, essa perspectiva diminuiu, e a gestão do balanço do gás no Brasil se deu ainda de maneira mais complexa, em razão da baixa precipitação (e, por conseguinte, a disponibilidade hídrica). Por tais motivos, o país precisa importar GNL com preços equivalentes à Ásia para atender a exigências difíceis de se pressagiar (KRYM; ALENCAR; ALMEIDA, 2012).

### **2.2.2. Infraestrutura**

Nas últimas duas décadas, o gás natural tem tido uma crescente utilização em

diversas áreas, principalmente na industrial, comercial e residencial. Nesses diversos setores, há uma enorme diversificação do seu uso: fornos e caldeiras, cogeração (geração de energia elétrica e refrigeração de ambientes e piscinas), cozimento de alimentos, aquecimento de água, transporte etc. No Brasil, esse crescimento se dá não somente porque é uma energia limpa, mas, também pela eficiência, conforto, comodidade e segurança em relação a outros tipos de energia (EPE, 2018).

Antes de construir a infraestrutura de gás natural, deve-se basear fundamentalmente toda a unidade de classe de locação, que é uma área de extensão de cerca de 1600m ao longo do eixo do gasoduto e por 200m para cada lado da tubulação a partir do centro, sendo determinada pelo número de edificações destinadas à ocupação humana existentes em unidade de classe de locação (ABNT, 2018).

De tal modo, com os dados da classe de locação, realizam-se estudos para levantamento do índice de desenvolvimento da população da região a ser implantada a infraestrutura e os tipos de indústrias, comércios e residências, e equipamentos utilizados por eles (KRYM; ALENCAR; ALMEIDA, 2012).

Nesses estudos, para a análise da demanda, deve ser levado em conta os aspectos socioeconômicos das áreas a serem abastecidas para o melhor planejamento do consumo e custos. Também, deve ser levantado a disponibilidade do gás natural na região através dos pontos de captação de gás natural ou de redes de gás canalizado existentes; pressão necessária para atender a essa demanda e a possíveis novas demandas; necessidade de se obter licenciamentos ambiental, municipal, estadual, corpo de bombeiros etc.; necessidade de compra de áreas para construção ou desapropriação e custos dos materiais a serem usados na construção (QUEIRÓZ GALVÃO, 2017).

Para tanto, os estudos de viabilidade buscam saber qual o tipo de construção a ser feita, de maneira mais correta e lucrativa. Frente a isto, existem diversas maneiras/tipos de distribuição de gás. Quando a área não possui a canalização e os estudos apontam para a viabilidade da construção de nova rede, é feito o planejamento para construção da infraestrutura (EPE, 2018).

### **2.2.3. Características**

A rede de distribuição de gás natural é composta de estações, tubulação e

acessórios. Estações de controle e pressão são responsáveis por reduzir e medir a pressão do gás recebido da rede da Petrobras no Brasil. A estação dá início à distribuição para os pontos dentro das cidades por meio da rede composta, preferencialmente, de tubulação de aço, polietileno de alta densidade e conjunto de válvulas de bloqueio. Em alguns casos, se as áreas a serem abastecidas estiverem muito afastadas da estação que recebe o gás, é necessária a construção de estação de odorização, para a inserção de mercaptana (PETROBRAS, 2018).

Para que o gás seja levado aos clientes, tanto residenciais e comerciais, como também industriais, são construídos ramais, que são tubulações menores com pressão mais reduzida, que deriva da tubulação da rede de maior pressão até a divisa da propriedade, onde é instalado o conjunto de regulação e medição (EPE, 2018).

Nessa ligação, em cada ramal, é instalada uma válvula de bloqueio para segurança do consumidor em caso de emergência. Outro ponto sobre segurança e conforto da população, é a construção da rede de gás feita em método não destrutivo (inserção) em pequenos trechos, e que tem sinalização da tubulação enterrada por marcos de plástico (tachão), a cada trinta metros (PETROBRAS, 2018).

Um ponto importante na segurança da distribuição de gás para os consumidores das áreas urbanas é que, quanto mais à tubulação avança para dentro dessas áreas, mais a pressão precisa ser reduzida. Todavia, caso os estudos apontem para a inviabilidade da construção de nova rede de tubulação para levar o gás a áreas distantes, as empresas distribuidoras podem usar tecnologias modernas e disponibilizar o gás natural através de gasoduto virtual. O Gás Natural Comprimido (GNC) é o gás comprimido em cilindros na estação, transportado por carreta e descomprimido em outra estação que distribui o gás em rede próxima a ela (GEPEA, 2018).

Outra modalidade de distribuição é o GLP em estação que é abastecida por caminhão tanque. A estação de GLP possui tanques estacionários abastecidos por caminhões tanques. Também, existe a possibilidade de utilização do Gás Natural Sintético (GNS), onde através da mistura do GLP com o ar, se obtém gás natural. O GNS é uma alternativa de energia barata em alguns países, que tentam reduzir a dependência em relação aos altos preços do gás natural (METALURGICA ARGENTINA, 2018).

Além do mais, ainda existe a alternativa do uso de GNL no armazenamento e transporte de gás natural em grande quantidade. Esta tecnologia consiste em

submeter o gás a uma temperatura de 162 °C, sendo possível reduzir seu volume em aproximadamente 600 vezes. Por enquanto, essa tecnologia é mais utilizada em transporte de grandes quantidades por navios mataneiros e em tanques de grandes empresas (FRANCISCO, 2018).

#### **2.2.4. Fontes, Mercados, Regulamentações e Perspectivas de Negócios**

Após cinquenta anos de monopólio estatal das atividades de petróleo e gás, e um papel secundário para o gás natural no *mix* de energia do país, o Brasil finalmente começou a considerar seriamente o gás natural como uma importante fonte alternativa de energia para ajudar a atender à demanda crescente esperada. Os esforços de exploração e produção no Brasil advieram a visar o gás natural, onde projetos vieram a proliferar por todo o território nacional, e, com isto, os mercados começam a se tornar uma realidade tangível, exigindo que os regulamentos devam ser modernos e flexíveis (KRYM; ALENCAR; ALMEIDA, 2012).

Neste contexto, muito e importantes projetos vieram a ganhar importância, como o desenvolvimento do mercado da região Nordeste do Brasil, e a conexão Argentina-Brasil para o fornecimento de gás - para não esquecer o antigo sonho de trazer viabilidade ao mercado, além das reservas de gás da região amazônica. Portanto, o novo cenário para as atividades de gás natural no Brasil ainda se encontra em construção. No entanto, já dá sinais positivos para investidores e consumidores. As perspectivas são, portanto, extremamente interessantes (TIEPOLO, 2015).

Segundo Sá (2008, p. 27), historicamente, a participação do gás natural no *mix* de energia do Brasil nunca teria atingido atingiu mais de 3% do consumo total de energia do país. Embora tenha se tornado comum dizer que isso se deve à falta de oferta no país, isso é apenas parte da história. A verdade é que a petroleira nacional Petrobras nunca prestou muita atenção ao potencial de gás natural do país. Em vez disso, concentrou todos os seus esforços no desenvolvimento do petróleo bruto e seus produtos combustíveis.

Além disso, antes do ano de 1986, havia uma completa falta de diretrizes governamentais relativas à promoção do uso de gás natural entre todas as outras fontes de energia disponíveis no Brasil. A teoria e a experiência dos mercados de gás natural no Brasil são, por conseqüência, também muito recentes, e ainda preliminares. Um exemplo eloqüente é dado pelo seguinte fato: somente desde 1987 a Petrobras o

forneceu comercialmente a São Paulo, um mercado apontado como o coração potencial do consumo de gás natural na América do Sul (KRYM; ALENCAR; ALMEIDA, 2012).

De fato, o uso real de gás natural no Brasil - além da mera reinjeção em campos convencionais de petróleo nas bacias do Recôncavo baiano, Sergipe-Alagoas e Potiguar na região Nordeste do Brasil - começou em 1974 -, com as principais descobertas na bacia de Campos do Rio de Janeiro. Além disso, o gás associado passou a ser utilizado em turbinas a gás para geração de energia nas plataformas *offshore* de Campos. No entanto, esses usos foram insignificantes (VAZ; MAIA; SANTOS, 2008).

Em 1983, a Petrobras construiu seu primeiro grande gasoduto. O duto Nordestão, que liga o Terminal de Guamar, no Estado do Rio Grande do Norte, à cidade de Cabo, próximo a Recife, Pernambuco, com ramais para Natal, no Rio Grande do Norte; Campina Grande, Pernambuco; e outras principais cidades do Nordeste (ZIMMERMANN, 2009).

Em 1984 e 1985, outros dois gasodutos foram concluídos no estado do Rio de Janeiro: um destes leva gás natural de entrada do Rio de Janeiro até as usinas siderúrgicas da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), em Volta Redonda, no Estado do Rio de Janeiro. Durante o período de 1985 e 1986, vários condutores de gasodutos também foram construídos nos estados de Pernambuco e Rio de Janeiro, principalmente para abastecer indústrias locais (KRYM; ALENCAR; ALMEIDA, 2012).

Em 1986, como resultado da descoberta do campo de gás de Merluza, na bacia de Santos, no Estado de São Paulo, bem como das fortes preocupações ambientais com a cidade industrial de Cubatão (uma área urbana então medida como o ar mais poluído do mundo), O gás natural passou a ser visto como uma fonte alternativa de energia viável e mais limpa aos olhos dos industriais de São Paulo. Todavia, embora nessa época o GN vindo de campos brasileiros já estivesse sendo utilizado como combustível (metano) ou na produção de amônia, ureia, metanol e fertilizantes, o anúncio em 1996 de um acordo final para a construção do gasoduto BTB acelerou a taxa de juros no seu desenvolvimento no Brasil. No entanto, ainda havia alguns obstáculos (ZIMMERMANN, 2009).

Com a chegada do gasoduto a São Paulo, grandes mudanças na configuração da região são esperadas, e a integração entre os países do Cone Sul tende a se consolidar mais rapidamente em relação à logística de gás natural do que

provavelmente em qualquer outro campo comercial. Portanto, esse combustível pode tornar-se uma espinha dorsal desse processo de integração regional (TIEPOLO, 2015).

No entanto, as grandes iniciativas de gás natural que se espera que resultem do início do gasoduto BTB poderiam ser atenuadas pela falta de tradição do Brasil em regular os mercados de gás natural e por sua inexperiência no estabelecimento de contratos de transporte, compra e distribuição. Esta área provou ser sensível para os principais *players* que adentraram ao mercado (SÁ, 2008).

Embora no Brasil em 2008, o consumo ainda estava engatinhando em 10,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, as estimativas eram de que seria provável o crescimento acima de 35 milhões de m<sup>3</sup> nos próximos dez anos seguintes. Com isto, esperava-se uma demanda impulsionada principalmente pelo setor industrial e as novas usinas térmicas a gás (VAZ; MAIA; SANTOS, 2008).

Diante disto, esperava-se que a demanda de eletricidade do país aumentaria a uma taxa anual de 5%, e que há falta de projetos hidrelétricos suficientes para atender a essa demanda, essas usinas forneceriam uma alternativa viável. Além dos usos mencionados, a entrada em operação da nova capacidade de processamento permitirá que indústrias de terceira geração usem subprodutos de gás natural como insumos para plantas petroquímicas que produzem materiais de embalagens plásticas etc. (KRYM; ALENCAR; ALMEIDA, 2012).

Segundo Richter *et al.* (2016, p. 40), “novas plantas de eteno e polietileno no Rio de Janeiro e complexo químico em Natal utilizará gás natural proveniente das bacias de Campos e Potiguar, respectivamente”. Depois de ter negligenciado a possibilidade de empregar o gás natural como uma fonte de energia significativa, barata e limpa por muitos anos, o Brasil finalmente espera ver rapidamente os resultados de seus principais esforços para expandir a participação do gás natural em seu *mix* energético.

A direção futura do consumo de energia no Brasil deve elevar a participação do mercado de gás de 6% para quase 12% até 2030 e mais de 18% em 2040. A geração de eletricidade e o uso industrial certamente impulsionarão o crescimento da demanda, já que o Brasil não possui a infraestrutura para a demanda residencial de gás. O clima temperado na grande maioria do território nacional restringe o uso residencial de gás natural para cozinhar e caldeiras, o que também não cria escala significativa para a instalação de redes de distribuição nas cidades costeiras urbanas

concentradas. Essa realidade pode mudar com a introdução de novas tecnologias para outros usos residenciais do gás natural (TIEPOLO, 2015).

Como é sabido, o fornecedor e transportador de gás monopolista no Brasil até 1996 era a Petrobras. Após a abertura progressiva da indústria do petróleo no Brasil, espera-se que a Petrobras compartilhe o mercado com investidores privados. A produção de gás natural no Brasil é de cerca de 70 milhões de m<sup>3</sup>/dia, dos quais 61% são vendidos comercialmente. Em certas áreas onde o transporte é um fator limitante, como na Amazônia, a maior parte do gás produzido é reinjetado (cerca de 1 milhão de m<sup>3</sup>/dia) (ZIMMERMANN, 2009).

### **2.2.5. Reformas e Desregulações**

Emendas constitucionais foram aprovadas em 1995, após muitas disputas ideológicas e políticas, permitindo que investidores privados participassem da exploração, produção, refino e transporte de hidrocarbonetos; geração e distribuição de energia elétrica; e outras atividades relacionadas. Em todos os setores, reformas similares deverão impulsionar a participação privada e gerar mais de 80 bilhões em investimentos até o ano de 2030 (INEA, 2018).

Por mais de meio século, o estado foi a grande força motriz em todos os setores de infra-estrutura no Brasil. Para o negócio de petróleo, a Petrobras foi criada em 1954 e recebeu o direito exclusivo de planejar, administrar e realizar atividades petrolíferas no país. Do lado negativo, o monopólio estatal resultou na proibição total da participação direta em investimentos privados; limitações severas ao desenvolvimento do mercado de trabalho do setor, atividades de treinamento e pesquisa e transferência de tecnologia; problemas financeiros recorrentes; subordinação direta irremediável às políticas e regras governamentais; e a falta de preocupação em criar um sólido contingente interno de investidores privados, além da mesma equipe de fornecedores satélites para o monopólio estatal (ZIMMERMANN, 2009).

Do lado positivo - e há um lado positivo em relação ao Brasil, válido pelo menos até meados da década de 1980 - o estado conseguiu compensar a falta de interesse dos investidores privados e estrangeiros em realizar atividades petrolíferas no Brasil nos anos 1950. e 1960, quando outras opções melhores, incluindo os países do Oriente Médio, ainda eram uma alternativa mais fácil e lucrativa. Além disso, o país conseguiu manter um controle centralizado e planejamento do desenvolvimento de

seu setor petrolífero, permitindo-lhe redirecionar rapidamente os objetivos ou criar alternativas, evitar a escassez de produtos ou absorver os impactos dos preços durante os períodos de crise (SÁ, 2008).

Também, conseguiu criar uma empresa de operações petrolíferas que cumpriu os objetivos nacionais, desenvolveu uma presença internacional e construiu uma reputação especial em nichos tecnológicos, como atividades em águas profundas, produção de óleo de xisto e operações de desenvolvimento de florestas tropicais. Evidentemente, tudo isso tinha certos custos que de alguma forma eram pagos pela sociedade brasileira, e sempre se poderia argumentar que poderia ser conduzido de outra forma (TIEPOLO, 2015).

No entanto, conforme Leite (2014, p. 56), “é sempre importante ter em mente que, no contexto da abertura brasileira, provavelmente, ao contrário de outros países, não existe esse sentimento de fracasso”. Pelo contrário, há um sentimento orgulhoso de que, apesar de todas as dificuldades, o Brasil conseguiu construir uma indústria de petróleo sólida e respeitável, e que esse processo de reestruturação apenas segue como um desenvolvimento natural para inserir o país no contexto da nova ordem mundial.

Neste contexto, as discussões sobre a nova legislação do petróleo deveriam gerar debates intensos sobre a melhor abordagem para reestruturar o setor, e esses fatores importantes tiveram que ser considerados; frente a existência de uma empresa petrolífera nacional que ostente este orgulhoso registro de realização com uma equipe técnica e gerencial qualificada, provavelmente com um nível exclusivo de conhecimento sobre as atividades brasileiras de petróleo e gás (TIEPOLO, 2015).

### **2.3. DIMENSIONAMENTO DE REDES DE GÁS NATURAL**

O dimensionamento das instalações residenciais, industriais e comerciais de gás possui como finalidade definir os diâmetros dos tubos e de conexões desta rede. Estes cálculos baseiam-se na variação aceitável da pressão de operação, para a utilização dos aparelhos a gás. As condições iniciais utilizadas no dimensionamento são inferidas e, por isto, são utilizadas como parâmetro para pressões e vazões especificadas na NBR 15526:2016, além dos itens indicativos das normas IN08/CBMSC e RIP – SCGÁS (ABNT, 2016).

### 2.3.1. Parâmetros Gerais de Dimensionamento

De maneira a impedir um superdimensionamento ou um subdimensionamento da tubulação, o projetista precisa examinar as particularidades de uso do empreendimento e, além disso, cada diminuição de pressão ocasionada por equipamentos ou acessórios no transcorrer da rede (PUPO, 2017).

O superdimensionamento da tubulação se configura no momento em que a demanda legítima de gás distribuído na rede é menor que a capacidade projetada do sistema. Já na circunstância de subdimensionamento, é justamente o oposto, aceito que a demanda legítima de gás distribuído na rede é maior que a capacidade projetada do sistema de prover as pressões e vazões perfeitas aos aparelhos a gás (ABNT, 2016).

Deste modo, a tubulação de gás necessita ser dimensionada através de métodos clássicos (procedimento dos comprimentos reais e equivalentes). Uma maneira muito usada é a construção de tabelas, possuindo todos os trechos e suas particularidades. Cada derivação trata-se do começo de um novo trecho. De maneira comum, segundo Foo (2017, p. 40), o dimensionamento de uma rede precisa levar em consideração o seguinte encadeamento de ações:

- Definir a tipologia mais apropriada para o empreendimento;
- Classificar os critérios de pressão de gás e potência de todos os aparelhos a gás a serem instalados no empreendimento;
- Augurar que o sistema precisa ser dimensionado considerando a sincronia de uso dos aparelhos de gás;
- Cálculo da perda de carga na instalação;
- Cálculo da vazão em cada trecho da rede;
- Definição dos diâmetros mínimos da tubulação.

### 2.3.2. Metodologia de Cálculo

A metodologia de cálculo desenvolvida neste estudo foi baseada nas normas NBR 15526/2016, que trata do projeto e construção de redes de distribuição de gás combustível, e na GRUPO NATURGY NT-200-BRA - Parte 1: Critérios e Procedimentos Técnicos de Distribuição, Projeto e Dimensionamento de Redes e Ramais. O processo iniciou com a definição dos parâmetros de projeto, incluindo pressão de operação e demanda de consumo, conforme orientações das duas

normas. Para o dimensionamento, foram aplicadas equações específicas que contemplam o cálculo de perda de carga distribuída e localizada, utilizando coeficientes recomendados para garantir a precisão na distribuição do gás. A NT-200-BRA forneceu diretrizes detalhadas para a seleção de materiais e verificação de compatibilidade com as pressões de operação, assegurando a integridade do sistema. A verificação da conformidade dos cálculos foi feita por meio de simulações que incluíram cenários de máxima demanda, garantindo que a rede projetada atendesse aos critérios de segurança e eficiência energética previstos nas normas.

### **2.3.3. Perdas de Carga e Velocidade na Rede de distribuição.**

#### **2.3.3.1. Perdas Localizadas em Sistemas de Tubulação**

As perdas de carga localizada, que ocorrem em acessórios, conexões e variações geométricas de tubulações, foram abordadas com base no livro *Fluid Mechanics* de Frank M. White (2011). Este material oferece uma fundamentação teórica robusta sobre o tema, detalhando equações e parâmetros de cálculo.

Em qualquer sistema de tubulação, além das perdas por atrito distribuídas ao longo do comprimento dos tubos — conhecidas como perdas contínuas e frequentemente calculadas através da equação de Darcy-Weisbach ou pelo diagrama de Moody — também ocorrem perdas localizadas. Essas perdas localizadas não podem ser desprezadas, especialmente em sistemas complexos que envolvem diversos acessórios e dispositivos, sendo um fator essencial a ser considerado no dimensionamento e na análise de redes de tubulação.

As perdas localizadas ocorrem em virtude de interrupções no escoamento suave do fluido, causadas por componentes como curvas, cotovelos, válvulas, entre outros. Diferentemente das perdas contínuas, que são dependentes principalmente do comprimento do tubo e da rugosidade da parede interna, as perdas localizadas estão associadas a mudanças geométricas ou à presença de dispositivos que provocam perturbações no padrão de escoamento. Elas podem ser observadas em diversas situações, tais como:

- i. Entrada e saída dos tubos: A transição do fluido ao entrar e sair de uma tubulação provoca alterações na pressão e na velocidade do escoamento, causando perdas;

- ii. Expansões ou contrações bruscas: Mudanças repentinas no diâmetro do tubo geram grandes perdas localizadas devido à separação do escoamento e à formação de regiões de recirculação;
- iii. Curvas, cotovelos, têes e outros acessórios: Esses dispositivos alteram a direção do escoamento, causando uma dissipação de energia que resulta em perdas localizadas consideráveis;
- iv. Válvulas, abertas ou parcialmente fechadas: O controle do fluxo através de válvulas cria restrições que elevam a resistência ao escoamento e podem causar grandes quedas de pressão, especialmente quando as válvulas estão parcialmente fechadas;
- v. Expansões e contrações graduais: Embora gerem menores perdas em comparação com mudanças bruscas, variações graduais no diâmetro do tubo também contribuem para a dissipação de energia.

Essas perdas localizadas podem ter uma magnitude significativa em comparação com as perdas contínuas. Em alguns casos, como no exemplo de uma válvula parcialmente às perdas fechada, a queda de pressão associada localizadas pode superar até mesmo aquela de um longo trecho de tubo sem acessórios. Isso evidencia a importância de considerar esses fatores no projeto e na operação de sistemas de tubulação (White, 2021).

O comportamento do escoamento em acessórios e válvulas é extremamente complexo, o que dificulta o desenvolvimento de teorias que descrevam de maneira precisa as perdas localizadas. Por essa razão, a maioria dos dados disponíveis para esses componentes é obtida experimentalmente. Esses dados são, em sua maioria, tabulados e correlacionados com parâmetros como o diâmetro do tubo e a velocidade do escoamento. No caso de válvulas, por exemplo, as características de projeto específicas de cada fabricante também podem influenciar significativamente os valores das perdas, fazendo com que as estimativas fornecidas sejam médias aproximadas e que cada sistema necessite de análises particulares (White, 2021).

De maneira geral, a perda localizada  $H_{pl}$  pode ser expressa como uma função da perda de pressão  $\Delta p$  ao longo do dispositivo e da altura de velocidade associada ao escoamento:

$$H_{pl} = \frac{\Delta p}{\rho g} = K \frac{V^2}{2g}$$

Aqui, o coeficiente de perda localizada  $K$  pode ser definido em função da pressão como:

$$K = \Delta p / (0.5 \rho V^2) \quad (2)$$

E, em função da altura, a perda localizada pode ser expressa como:

$$K = \frac{h_{pl}}{\left(\frac{V^2}{2g}\right)} \quad (3)$$

Nesta equação,  $K$  é o coeficiente de perda localizada, que depende das características geométricas e do tipo de acessório,  $V$  é a velocidade do fluido,  $\rho$  é a massa específica do gás do fluido, e  $g$  é a aceleração da gravidade. Vale ressaltar que o coeficiente  $K$  é adimensional e, embora sua dependência com o número de Reynolds e a rugosidade relativa do tubo seja teoricamente possível, ele é geralmente correlacionado apenas ao diâmetro do tubo, expresso em polegadas, e as condições de escoamento turbulento são as mais frequentemente reportadas na literatura (White, 2021).

Nos sistemas de tubulação onde o diâmetro do tubo é constante, todas as perdas localizadas podem ser somadas de forma direta, uma vez que todas estão associadas à mesma altura de velocidade  $V^2/2g$ . Dessa forma, é possível obter a perda total do sistema, que será a soma das perdas contínuas e localizadas. A equação geral para calcular a perda de carga total em um sistema de tubulação que inclui tanto as perdas por atrito quanto as perdas localizadas é dada por:

onde:

$$H_t = H_f + H_{pl} = \left( \left( f \frac{L}{d} \right) \left( \frac{V^2}{2g} \right) \right) + K \left( \frac{V^2}{2g} \right) \quad (4)$$

- $H_{pl}$ : perda de carga (altura) associada às perdas localizadas
- $H_f$ : perda por atrito (perda distribuída)

- $H_t$ : perda de carga total
- $K$ : coeficiente de perda localizada
- $V$ : velocidade do fluido
- $g$ : aceleração da gravidade
- $f$ : fator de atrito de Darcy-Weisbach
- $L$ : comprimento total do tubo (incluindo curvas e desvios)
- $d$ : diâmetro do tubo

### Considerações Adicionais

É importante destacar que, se o diâmetro do tubo variar ao longo do sistema, as perdas devem ser calculadas separadamente para cada trecho, pois a alteração no diâmetro implica uma mudança na velocidade  $V$ . Nesses casos, a perda total deve ser obtida somando-se as contribuições de cada trecho individualmente. Além disso, o comprimento  $L$  mencionado na equação refere-se ao comprimento total da linha de centro do tubo, incluindo as eventuais curvas, desvios e outros acessórios que fazem parte do percurso do escoamento.

Outra observação relevante é a notação  $H_f$ , que representa a perda distribuída ao longo do tubo. Esta perda corresponde às perdas por atrito contínuo do tipo Moody, ou seja, aquelas que ocorrem ao longo do comprimento total do tubo devido ao atrito entre o fluido e as paredes internas da tubulação (White, 2011).

A tabela a seguir apresenta os coeficientes  $K$  para diferentes tipos de válvulas, cotovelos com três ângulos distintos e duas configurações de conexões em  $T$ . Esses componentes podem ser conectados tanto por roscas internas quanto por flanges, o que resulta em duas categorias de valores. Nota-se que os coeficientes  $K$  tendem a diminuir à medida que o diâmetro da tubulação aumenta, o que está de acordo com o comportamento do número de Reynolds e a elevação da rugosidade relativa. É importante mencionar que os dados fornecidos na tabela refletem médias calculadas com base em diferentes fabricantes, o que gera uma incerteza de até  $\pm 50\%$ .

Adicionalmente, grande parte dos dados usados para compor a tabela são de fontes mais antigas, baseados em estudos sobre acessórios fabricados nas décadas de 1950. Com a evolução dos processos de fabricação, acessórios modernos, sejam eles

forjados ou moldados, podem apresentar coeficientes de perda ligeiramente inferiores aos registrados de acordo com a tabela apresentada por White (2011, p. 397)

**Tabela 1- Fator K**

	Diâmetro nominal, pol (mm)									
	Rosqueada					Flangeada				
	½ (13)	1 (25)	2 (50)	4 (100)	1 (25)	2 (50)	4 (100)	8 (200)	20 (500)	
Válvulas (totalmente abertas):										
Globo	14	8,2	6,9	5,7	13	8,5	6,0	5,8	5,5	
Gaveta	0,3	0,24	0,16	0,11	0,80	0,35	0,16	0,07	0,03	
Retenção basculante	5,1	2,9	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Em ângulo	9,0	4,7	2,0	1,0	4,5	2,4	2,0	2,0	2,0	
Cotovelos:										
45° normal	0,39	0,32	0,30	0,29						
45° raio longo	0,21	0,20	0,19	0,16	0,14					
90° normal	2,0	1,5	0,95	0,64	0,50	0,39	0,30	0,26	0,21	
90° raio longo	1,0	0,72	0,41	0,23	0,40	0,30	0,19	0,15	0,10	
180° normal	2,0	1,5	0,95	0,64	0,41	0,35	0,30	0,25	0,20	
180° raio longo	0,40	0,30	0,21	0,15	0,10					
Tês:										
Escoamento direto	0,90	0,90	0,90	0,90	0,24	0,19	0,14	0,10	0,07	
Escoamento no ramal	2,4	1,8	1,4	1,1	1,0	0,80	0,64	0,58	0,41	

**Fonte:** WHITE, Frank M. *Fluid mechanics*. 7. ed. New York: McGraw-Hill, 2011. p. 397

Uma alternativa mais amplamente utilizada do que o cálculo direto da perda de carga localizada em conexões é o método dos comprimentos equivalentes. Esse método expressa a perda de carga causada por conexões, como curvas, válvulas e junções, em termos de um comprimento adicional de tubulação, como se as conexões fossem uma extensão extra do tubo. Essa abordagem simplifica os cálculos, especialmente em projetos de engenharia, tornando o processo mais prático e eficiente ao evitar a necessidade de determinar individualmente a perda de carga para cada componente específico.

Diferente do método direto, o qual requer o uso de coeficientes de perda de carga ( $K$ ) específicos para cada tipo de conexão, o método dos comprimentos equivalentes é mais comum devido à sua praticidade. Conforme as tabelas de equivalência fornecidas em normas técnicas, são atribuídos diferentes valores de comprimento equivalente para tubulações com superfícies rugosas ou lisas. Dessa forma, os projetistas podem rapidamente estimar as perdas de carga total,

considerando a rugosidade e o tipo de fluxo nas tubulações, sem precisar calcular manualmente cada perda localizada.

Quando não é possível prever com precisão o tipo e a quantidade de conexões que serão utilizadas no sistema, um método alternativo recomendado pela norma é a estimativa de uma porcentagem do comprimento real da tubulação para representar o comprimento equivalente. Essa estimativa visa incluir as perdas de carga associadas a todas as conexões presentes no projeto. A norma sugere que essa porcentagem pode variar entre 10% e 40%, dependendo da complexidade do layout do sistema de tubulação. Em traçados mais simples, um valor próximo a 10% pode ser suficiente, enquanto em sistemas mais complexos, com um número maior de curvas, válvulas e junções, pode-se utilizar até 40%. A escolha do percentual adequado depende da experiência do projetista e da complexidade do sistema projetado (ABNT NBR 5626:1998).

**Tabela 2** - Perda de carga em conexões - Comprimento equivalente para tubo rugoso (tubo de aço-carbono, galvanizado ou não) em metros.

Diâmetro nominal (DN)	Tipo de conexão					
	Cotovelo 90°	Cotovelo 45°	Curva 90°	Curva 45°	Tê passagem direta	Tê passagem lateral
15	0,5	0,2	0,3	0,2	0,1	0,7
20	0,7	0,3	0,5	0,3	0,1	1,0
25	0,9	0,4	0,7	0,4	0,2	1,4
32	1,2	0,5	0,8	0,5	0,2	1,7
40	1,4	0,6	1,0	0,6	0,2	2,1
50	1,9	0,9	1,4	0,8	0,3	2,7
65	2,4	1,1	1,7	1,0	0,4	3,4
80	2,8	1,3	2,0	1,2	0,5	4,1
100	3,8	1,7	2,7	...	0,7	5,5
125	4,7	2,2	...	...	0,8	6,9
150	5,6	2,6	4,0	...	1,0	8,2

Fonte: ABNT NBR 5626:1998

**Tabela 3** - Perda de carga em conexões - Comprimento equivalente para tubo liso (tubo de plástico, cobre ou liga de cobre) em metros.

Diâmetro nominal (DN)	Tipo de conexão					
	Cotovelo 90°	Cotovelo 45°	Curva 90°	Curva 45°	Tê passagem direta	Tê passagem lateral
15	1,1	0,4	0,4	0,2	0,7	2,3
20	1,2	0,5	0,5	0,3	0,8	2,4
25	1,5	0,7	0,6	0,4	0,9	3,1
32	2,0	1,0	0,7	0,5	1,5	4,6
40	3,2	1,0	1,2	0,6	2,2	7,3
50	3,4	1,3	1,3	0,7	2,3	7,6
65	3,7	1,7	1,4	0,8	2,4	7,8
80	3,9	1,8	1,5	0,9	2,5	8,0
100	4,3	1,9	1,6	1,0	2,6	8,3
125	4,9	2,4	1,9	1,1	3,3	10,0
150	5,4	2,6	2,1	1,2	3,8	11,1

Fonte: ABNT NBR 5626:1998

### 2.3.3.2. Cálculo da Perda de Carga Distribuída

#### 1) Perdas em trechos verticais

Em trechos verticais, em razão da diferença de densidade do gás natural e o ar atmosférico, precisa-se levar em consideração o ganho em trecho ascensionário e perda em trecho descendente. A equação para localizar o ganho ou perda de carga está apresentada na equação a seguir (LOHN; BITTENCOURT, 2021).

$$\Delta P = 1,318 \times 10^{-2} H(s - 1)$$

(5)

Onde:

$\Delta P$  = ganho ou perda de carga em trecho vertical (bar);

$H$  = comprimento do trecho vertical;

$s$  = Fator molar de referência do gás (0,62 para o gás natural ou 1,8 para o

GLP).

## 2) Equações para cálculo de pressão acima de 1 bar

Para redes de gás as quais a pressão de operação máxima é 1 bar, sugere-se a utilização da equação 6 de Renouard (MANHÃES FILHO, 2006).

$$P_a^2 - P_b^2 = 48,6 s L Q^{1,82} D^{-4,82} \quad (6)$$

onde:

$P_a$  e  $P_b$  são as pressões no início e no fim da tubulação, respectivamente.

$s$  é o Fator Molar de Referência do gás.

$L$  é o comprimento da tubulação.

$Q$  é a vazão volumétrica.

$D$  é o diâmetro da tubulação.

Essa equação é utilizada para calcular a diferença de pressão entre dois pontos ao longo do trecho de tubulação em redes de Média Pressão e Alta Pressão. A partir dessa equação, o diâmetro  $D$  pode ser explicitado para gerar uma nova equação, que será utilizada no cálculo. Isso garante que cada trecho da tubulação seja dimensionado corretamente, considerando o comprimento, a vazão e a perda de pressão permitida, garantindo a eficiência e segurança do sistema de distribuição de gás natural teórico do diâmetro da tubulação

## 3) Equações para cálculo de pressão até 25 mbar.

No cálculo de redes de baixa pressão (BP), de acordo com a NT-200-BRA – Parte 1, utiliza-se a equação simplificada de Renouard para determinar o diâmetro da tubulação e a perda de pressão ao longo dos trechos da rede. O processo começa pelo trecho mais próximo da fonte de fornecimento e segue uma série de etapas que garantem o dimensionamento correto e eficiente do sistema, minimizando as perdas de pressão.

Inicialmente, calcula-se o diâmetro teórico do primeiro trecho da tubulação utilizando a equação (7), que é expressa da seguinte forma:

$$D = \left( \frac{23200 S L Q^{1,82}}{\Delta P} \right)^{\frac{1}{4,82}}$$

(7)

Nessa equação:

- $D$  é o diâmetro teórico da tubulação (m),
- $S$  é o fator de correção,
- $L$  é o comprimento total da tubulação (m),
- $Q$  é a vazão total de gás que passa pelo trecho ( $\text{m}^3/\text{h}$ ),
- $\Delta P$  é a perda de pressão total permitida (Pa).

Em se tratando de redes de gás que trabalham em baixas pressões de até 25 mbar, sugere-se a utilização da equação

$$\Delta P = 23200 S L Q^{1,82} D^{-4,82}$$

(8)

Nessa equação:

- $\Delta P$  é a perda de pressão no primeiro trecho (Pa),
- $S$  é o fator de correção,
- $L$  é o comprimento do trecho considerado (m),
- $Q$  é a vazão total que circula pelo trecho ( $\text{m}^3/\text{h}$ ),
- $D$  é o diâmetro comercial adotado (m).

### 2.3.3.3. Rede em anel

Uma rede de gás em anel é um sistema de distribuição de gás projetado de forma que os dutos principais formem um circuito fechado (ou "anel"), conectando diferentes pontos de fornecimento e consumo.

Para simular de forma precisa o comportamento de uma rede em anel, utiliza-se o método de Hardy Cross, baseado em dois princípios fundamentais: a conservação de energia e a continuidade do fluxo em cada nó da rede. Esses princípios garantem que a soma algébrica das perdas de carga seja igual a zero em

qualquer circuito fechado e que o balanço de vazões seja mantido nos nós.

A aplicação do método envolve ajustes iterativos das vazões e pressões nos diversos trechos da rede. Inicialmente, valores aproximados são atribuídos às vazões nos trechos do circuito, e, a partir daí, corrige-se iterativamente cada laço até que as condições de equilíbrio sejam atendidas. Este processo permite ajustar as pressões nos pontos críticos do sistema, assegurando que elas se igualem adequadamente, o que é essencial para o funcionamento eficiente de redes em anel.

Além disso, o método possibilita a minimização de perdas de carga, garantindo a estabilidade do sistema e a integridade do abastecimento. Por sua robustez, o método de Hardy Cross se destaca como uma ferramenta poderosa para a análise e otimização do desempenho de redes hidráulicas, sendo amplamente utilizado na engenharia para projetos que demandam precisão e confiabilidade (PRASUHN, 1992, p. 154).

#### **2.3.3.4. Cálculo da velocidade do gás**

A velocidade do fluido em sistemas de tubulação é um fator crítico que afeta a eficiência do sistema, a perda de carga e a integridade dos componentes. A velocidade máxima admissível de 20 m/s é estabelecida por várias razões, incluindo:

**Perdas de Carga:** À medida que a velocidade do fluido aumenta, as perdas de carga devido ao atrito também aumentam. Isso pode resultar em uma maior necessidade de pressão para manter o fluxo desejado, afetando a eficiência energética do sistema.

**Cavitação:** Em sistemas hidráulicos, a cavitação pode ocorrer quando a pressão do fluido cai abaixo da pressão de vapor. Velocidades elevadas podem causar uma redução na pressão, aumentando o risco de cavitação, que pode danificar as superfícies internas da tubulação e dos componentes.

**Ruído e Vibração:** Fluxos de alta velocidade podem gerar ruído excessivo e vibrações indesejadas. Isso não apenas causa desconforto em ambientes de trabalho, mas também pode levar ao desgaste prematuro dos componentes e, em alguns casos, danos estruturais.

**Desgaste dos Materiais:** A alta velocidade do fluido pode aumentar o desgaste mecânico das tubulações e dos acessórios, especialmente em sistemas que transportam partículas sólidas ou fluidos abrasivos. Isso pode resultar em manutenção

mais frequente e custos adicionais.

Efeito na Qualidade do Fluido: Em sistemas que transportam líquidos sensíveis, como em indústrias alimentícias ou farmacêuticas, a alta velocidade pode afetar a qualidade do produto, levando a uma degradação indesejada.

O controle da velocidade é, portanto, uma prática essencial para garantir a longevidade do sistema e o conforto operacional (REIS, 2018).

Para o cálculo da velocidade do gás pode ser utilizada a equação apresentada na Equação (ABNT NBR 15526:2016).

$$V = \frac{354 Q}{(P + 1,013)D^2} \quad (9)$$

Onde:

$V$  = velocidade do gás (m/s);

$Q$  = vazão do gás na pressão de operação (m<sup>3</sup>/h);

$P$  = pressão manométrica de operação (bar);

$D$  = diâmetro interno da tubulação (mm)

#### 2.3.4. Equação de Renouard (Pressão Média)

A equação de Renouard deriva de conceitos fundamentais da mecânica dos fluidos, particularmente aqueles relacionados à perda de carga em escoamentos. O estudo de como os fluidos se comportam em tubos é essencial para o projeto de sistemas de transporte.

Ela é amplamente utilizada na prática de engenharia de gás para garantir que o sistema funcione dentro dos parâmetros desejados, mantendo a eficiência e a segurança na distribuição de gás natural.

A equação de Renouard é amplamente utilizada no dimensionamento de redes de distribuição de gás natural, especialmente em condições de pressão média e baixa. Ela se baseia na relação entre o número de Reynolds ( $Re$ ) e a rugosidade da tubulação para calcular as perdas de carga devido ao atrito do fluxo de gás. Contudo, a equação de Renouard tem suas raízes na equação de Darcy-Weisbach, uma equação fundamental para o cálculo de perda de pressão em sistemas de tubulação,

que relaciona a perda de carga ao comprimento, diâmetro da tubulação e ao fator de atrito ( $f$ ).

A equação de Darcy-Weisbach é amplamente utilizada para calcular a perda de carga devido ao atrito em tubulações. Ela é expressa da seguinte forma:

$$\Delta P = f \left( \frac{L}{D} \right) \left( \frac{\rho V^2}{2} \right) \quad (10)$$

Onde:

- $\Delta P$  é a perda de pressão (Pa);
- $f$  é o fator de atrito (adimensional);
- $L$  é o comprimento da tubulação (m);
- $D$  é o diâmetro interno da tubulação (m);
- $\rho$  é a massa específica do fluido ( $\text{kg/m}^3$ );
- $V$  é a velocidade média do fluido (m/s).

Essa equação relaciona a perda de carga ao comprimento e diâmetro da tubulação, bem como à velocidade do fluxo e ao fator de atrito. O fator de atrito, que pode ser determinado por várias correlações (dependendo do regime de fluxo), é uma variável chave na equação de Darcy-Weisbach e influencia diretamente o cálculo na equação de Renouard.

#### 2.3.4.1. Escoamentos Laminar e Turbulento

De acordo com Cengel (2007), os escoamentos podem ser classificados de diversas formas, dependendo de suas características.

O escoamento laminar é caracterizado por um movimento altamente ordenado, no qual as partículas do fluido se movem em linhas de corrente suaves, sem se misturarem. Este tipo de escoamento ocorre tipicamente em baixas velocidades e em fluidos de alta viscosidade ou em tubos estreitos. É um regime previsível e estável, onde a transferência de quantidade de movimento entre as partículas é mínima (

Por outro lado, o escoamento turbulento apresenta um comportamento

desordenado, com flutuações de velocidade rápidas e movimentos aleatórios. As partículas se misturam intensamente, criando uma turbulência que aumenta a transferência de quantidade de movimento dentro do fluido. Este regime ocorre em velocidades mais altas e resulta em uma maior força de atrito na superfície, exigindo mais potência de bombeamento. O escoamento turbulento é caótico e a mistura intensa das partículas com as camadas adjacentes contribui para um aumento significativo da resistência ao escoamento.

A fase de transição entre os escoamentos laminar e turbulento não é abrupta, mas sim uma etapa intermediária onde o fluido exhibe características de ambos os regimes. Durante essa fase, podem ser observadas rajadas de flutuações no escoamento, indicando o início da desordem. A transição acontece em regiões onde o escoamento flutua entre padrões suaves e comportamentos mais desordenados, até que, eventualmente, se torna completamente turbulento.

#### 2.3.4.2. O Número de Reynolds

$$Re = \frac{\rho VD}{\mu} \quad (11)$$

Onde:

- $\rho$  é a massa específica do fluido (gás);
- $V$  é a velocidade do fluxo;
- $D$  é o diâmetro interno da tubulação;
- $\mu$  é a viscosidade dinâmica do fluido.

O número de Reynolds ( $Re$ ) é essencial para determinar o regime de escoamento no interior da tubulação, que pode ser (CENGEL, 2007):

- Fluxo laminar: quando  $Re < 2300$ ;
- Fluxo de transição: quando  $2300 < Re < 4000$ ;
- Fluxo turbulento: quando  $Re > 4000$ .

Esses regimes determinam como o fator de atrito ( $f$ ) deve ser calculado e, por consequência, qual equação deve ser aplicada para calcular as perdas de carga.

No regime de fluxo laminar, o escoamento é ordenado e as forças viscosas dominam. O fator de atrito neste regime é dado por:

$$f = \frac{64}{Re} \quad (12)$$

O fluxo de transição ocorre entre os regimes laminar e turbulento. Neste regime, o fator de atrito depende tanto do número de Reynolds quanto da rugosidade da tubulação. A equação de Prandtl-von Karman é comumente usada para calcular o fator de atrito:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left( \frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (13)$$

No regime de fluxo turbulento, as forças inerciais dominam, e o escoamento se torna caótico. A equação de Darcy-Weisbach continua válida, mas o fator de atrito é determinado pela equação de Colebrook-White (CENGEL, 2007):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left( \frac{\varepsilon/D}{3,7} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (14)$$

Com base e nas variações do número de Reynolds, e coeficientes de atrito de Darcy várias outras equações são geradas para diferentes condições de fluxo, como:

Equação de Panhandle A e B: Utilizadas para o cálculo de fluxo em tubulações de alta pressão, derivadas de condições de fluxo turbulento.

Equação de Weymouth: Usada em redes de distribuição de gás, assume que o fator de atrito ( $f$ ) é constante para determinados diâmetros de tubulação e números de Reynolds elevados.

Ao ajustar o valor de ( $f$ ) com base no regime de escoamento (laminar, transição ou turbulento), a equação de Renouard se torna uma ferramenta prática e eficaz para o dimensionamento de redes de gás, garantindo precisão no cálculo das perdas de pressão e da vazão volumétrica.

A equação que queremos chegar é:

$$P_a^2 - P_b^2 = 48,6 s L Q^{1,82} D^{-4,82} \quad (6)$$

### 2.3.4.3. Origem da equação de Renouard

Uma breve dedução adaptada de COELHO; PINHO, 2007 nos faz ter ideia de onde deriva a equação que é amplamente utilizada para cálculos de rede de gás em regimes turbulentos.

Considerando a aplicação da equação do momento em uma porção de tubo de comprimento  $dx$ , onde escoar um fluido compressível, como o gás natural, e assumindo um estado estacionário, temos que  $\rho$  representa a massa específica do gás,  $P$  é a pressão estática absoluta,  $A$  corresponde à área da seção transversal do tubo ( $\pi D^2/4$ ), e  $dH$  representa uma variação de altura. Assim, a equação diferencial resultante descreve o comportamento do escoamento ao longo do tubo.

$$u du + \frac{dP}{\rho} + g dH + f \frac{dx u^2}{D} = 0 \quad (15)$$

Na equação apresentada, o coeficiente de atrito de Darcy, representado por  $f$ , está associado à tensão de cisalhamento na parede.

$$f = \frac{8\tau_w}{\rho u^2} \quad (16)$$

Antes de prosseguir com a integração da Eq. (15) entre dois pontos genéricos 1 e 2 da tubulação, é mais conveniente simplificar o termo de dissipação viscosa para facilitar a integração. Caso contrário, seria necessário conhecer a função  $u^2 = f(x)$  para realizar a integração. No entanto, como  $\rho \times u = m/A = C$  é uma constante, de acordo com as condições de estado estacionário, então, basicamente multiplicando toda a equação por  $\rho^2$  temos:

$$\rho^2 u du + \rho dP + \rho^2 g dH + f \frac{dx}{D} \frac{C^2}{2} = 0$$

(17)

Sabendo que:

$$\rho = \frac{C}{u}$$

(18)

$$\rho = \frac{PM}{zRT}$$

(19)

$$T_{avg} = \frac{T_1 + T_2}{2}$$

(20)

$$\frac{dP}{dx} \propto \frac{1}{P}$$

(21)

Integraremos os termos de energia cinética, energia potencial, trabalho da força de pressão e dissipação de energia por atrito viscoso teremos:

$$\frac{M}{z_{avg} \bar{R} T_{avg}} \frac{P_2^2 - P_1^2}{2} + \frac{g P_{avg}^2 M^2}{z_{avg}^2 \bar{R}^2 T_{avg}^2} (H_2 - H_1) + f \frac{LC^2}{D2} = 0$$

(22)

O termo de energia cinética é desprezado após a integração, pois não tem grande interferência na equação.

Usualmente, a taxa de fluxo volumétrico em condições padrão,  $Q_{st}$  (288,15 K e  $1,1325 \times 10^5 Pa$ ), é utilizada em lugar da constante  $C$ , integrando a definição dessa constante com a da taxa de fluxo de massa

$$C^2 = \frac{\rho_{st}^2 \dot{Q}_{st}^2}{A^2} = \frac{16 P_{st}^2 M^2 \dot{Q}_{st}^2}{\pi^2 D^4 z_{st}^2 \bar{R}^2 T_{st}^2}$$

(23)

E se tratando de gases perfeitos:

$$M = dM_{ar}$$

(24)

Considerando  $d$  representa a Fator Molar de Referência do gás em relação ao ar e  $Mar$  é aproximadamente 29 kg/kmol (ou, mais precisamente, 28,9625 kg/kmol) na GRUPO NATURGY. NT-200-BRA - Parte 1 é conhecido como densidade relativa do gás, a combinação das Equações (22) a (24) fornece o resultado em unidades do Sistema Internacional (SI)

$$\dot{Q}_{ST} = \pi \sqrt{\frac{\bar{R}}{464} \frac{z_{st} T_{st}}{P_{st}}} \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - \frac{58d P_{avg}^2 g (H_2 - H_1)}{\bar{R} T_{avg} z_{avg}}}{L d T_{avg} z_{avg}} \right]^{1/2} \frac{D^{2,5}}{\sqrt{f}} \eta \quad (25)$$

O fluxo real de gás em tubulações é menor que o previsto devido ao atrito extra e desgaste. Para ajustar essa diferença, usa-se um fator de eficiência ( $\eta$ ), geralmente entre 0,8 e 1, podendo ser menor em tubulações antigas. Esse fator corrige o comprimento da tubulação para considerar essas perdas.

A equação acima pode ser simplificada ao substituir as constantes por seus respectivos valores e trocar o termo de energia potencial por

$$E = 0,06843d (H_1 - H_2) \frac{P_{avg}^2}{T_{avg} z_{avg}} \quad (26)$$

Na equação mencionada,  $P_1$  e  $P_2$  podem ser expressos como pressões absolutas ou manométricas. As equações aplicadas a condições de baixa pressão são, na verdade, simplificações das equações de alta pressão, que foram modificadas matematicamente para facilitar os cálculos. As equações de alta pressão têm uma aplicação mais ampla e podem ser usadas de forma universal, enquanto as equações de baixa pressão são limitadas a um campo de aplicação mais específico. De forma geral, a equação para o fator de transmissão é:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = \alpha Re^\beta \quad (27)$$

Onde:

$$Re = \frac{4\dot{Q}_{st}29dP_{st}}{\mu\pi D\bar{R}T_{st}} \quad (28)$$

A equação (25) pode ser reescrita como:

$$\dot{Q}_{ST} = \alpha^{\frac{1}{(\beta-1)}}\pi \left(\frac{\bar{R}}{116}\right)^{\frac{(0,5-\beta)}{(1-\beta)}} \frac{1}{2^{(1-\beta)}} \frac{1}{\mu^{(1-\beta)}} \frac{T_{ST}}{P_{ST}} \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2) - E}{Ld^{(1-2\beta)}T_{avg}z_{avg}} \right]^{\frac{(0,5-\beta)}{(1-\beta)}} D^{\frac{(2,5-\beta)}{(1-\beta)}} \quad (29)$$

Nesse caso, o fator de transmissão é dado por:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2,4112Re^{0,09} \quad (30)$$

Considerando uma viscosidade absoluta de  $\mu = 1.0757 \times 10^{-5} Pa \cdot s$ , desconsiderando o termo de energia potencial e assumindo:

$$\begin{aligned} T_{st} &= T_{avg} = 288,15 K, \\ P_{st} &= 1.01325 \times 10^5 Pa, \\ z_{avg} &= 1 \end{aligned}$$

Teremos em termos de diferença de pressão, na literatura técnica (Brucart, 1987), a equação aparece como:

$$P_1^2 - P_2^2 = 4810\dot{Q}_{st}^{1,82}L d D^{-4,82} \quad (31)$$

onde a constante 4810 assume o valor 48600 se as seguintes unidades forem utilizadas:  $P - kg/cm^2$ ,  $L - km$ ,  $\dot{Q} - m^3/h$  e  $D - mm$ . (COELHO; PINHO, 2007)

Usando  $P - bar$ ,  $L - m$  e  $s = d$  finalmente temos:

$$P_a^2 - P_b^2 = 48,6 s L Q^{1,82} D^{-4,82} \quad (6)$$

### 3. APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS

O objetivo deste projeto é atender a uma vazão total de 470 m<sup>3</sup>/h para um sistema de distribuição de gás natural, considerando as vazões específicas de cada trecho conforme os dados coletados. Para isso, o primeiro passo consistiu no dimensionamento do diâmetro adequado das tubulações, priorizando a eficiência e a segurança do sistema.

Para determinar o diâmetro ideal, utilizou-se a equação:

$$D = [(48,6 s L Q^{1,82}) / (P_0^2 - P_g^2)]^{-4,82} \quad (32)$$

Essa equação que é uma adaptação da equação de renouard, permite calcular o diâmetro crítico das tubulações em função de variáveis mais importante, como a distância, a vazão e as pressões de fornecimento.

Na análise de dimensionamento, foram considerados diferentes trechos da rede, cada um correspondendo a um ponto de entrega específico. Os trechos e suas respectivas vazões são detalhados a seguir, de acordo com os valores e a figura para o dimensionamento de dimensionamento:

➤ **Pontos de consumo:**

**Nó 2:**

- Vazão: 300 m<sup>3</sup>/h
- Distância do ponto 0: 750 m

**Nó 4:**

- Vazão: 20 m<sup>3</sup>/h
- Distância do ponto 0: 950 m

**Nó 6:**

- Vazão: 50 m<sup>3</sup>/h
- Distância do ponto 0: 1300 m

**Nó 7:**

- Vazão: 100 m<sup>3</sup>/h
- Distância do ponto 0: 1300 m

**➤ Trechos usados para cálculos:****Trecho 0-1:**

- Vazão: 470 m<sup>3</sup>/h
- Comprimento: 600 m

**Trecho 1-2:**

- Vazão: 300 m<sup>3</sup>/h
- Comprimento: 150 m

**Trecho 1-3:**

- Vazão: 170 m<sup>3</sup>/h
- Comprimento: 200 m

**Trecho 3-4:**

- Vazão: 20 m<sup>3</sup>/h
- Comprimento: 150 m

**Trecho 3-5:**

- Vazão: 150 m<sup>3</sup>/h
- Comprimento: 400 m

**Trecho 5-6:**

- Vazão: 50 m<sup>3</sup>/h
- Comprimento: 50 m

**Trecho 5-7:**

- Vazão: 100 m<sup>3</sup>/h
- Comprimento: 100 m

Os resultados obtidos para os diâmetros calculados e comerciais foram analisados em cada trecho, levando em consideração as pressões no ponto de entrega e as velocidades do gás. Essa abordagem meticulosa garantiu que o sistema projetado atendesse às demandas de gás natural de forma eficiente, mantendo as pressões adequadas e evitando problemas de fluxo.

Em suma, o dimensionamento cuidadoso dos diâmetros e a consideração das características específicas de cada ponto de entrega são essenciais para o sucesso do projeto de distribuição de gás natural, assegurando a viabilidade técnica e a conformidade com as normas de segurança.

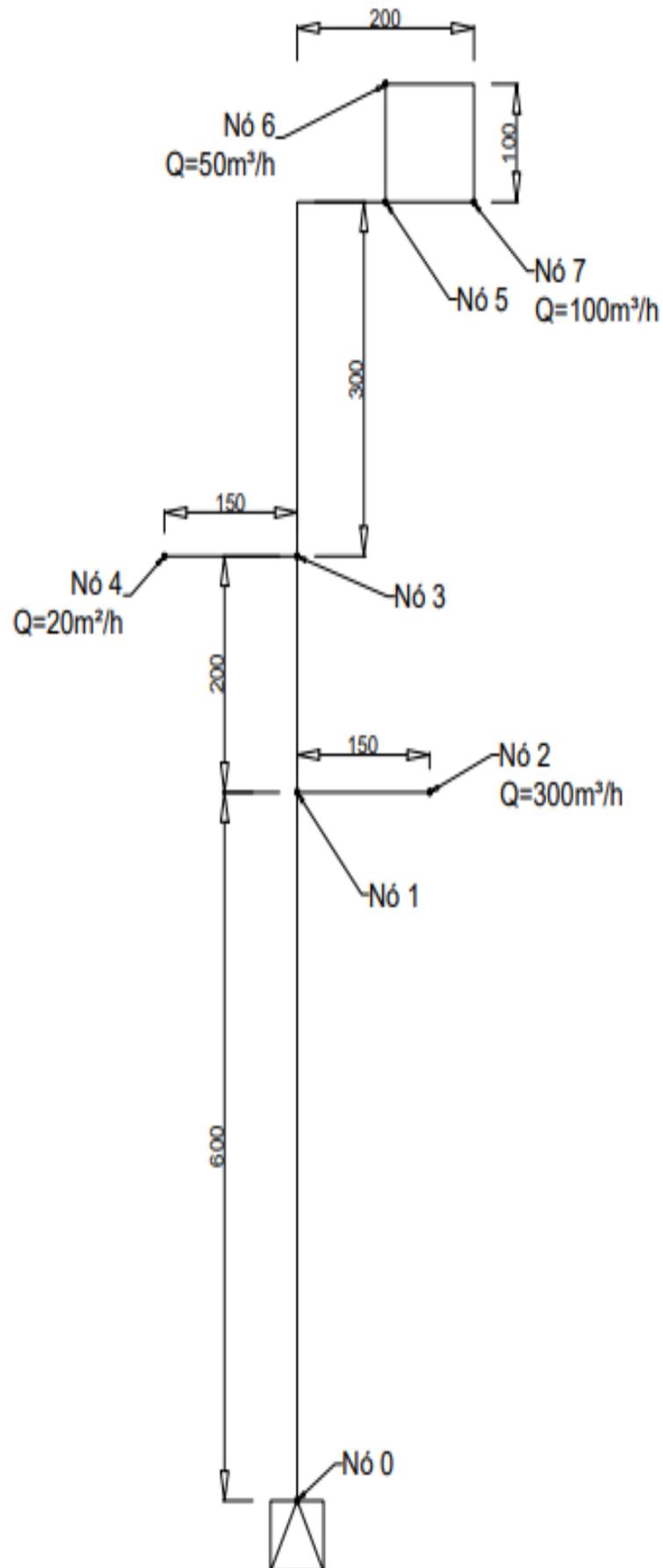
Após análise dos diâmetros foi utilizado a equação de renouard

$$P_a^2 - P_b^2 = 48,6sL Q^{1,82} D^{-4,82}$$

(6)

para cálculo das pressões nos pontos de entrega e em seguida usou-se a equação da velocidade para conferir se a velocidade estava dentro do permitido.

**Figura 3** – Rede a ser dimensionada. (Comprimento em metros)



Neste projeto, optou-se pela adoção de tubulações em Polietileno de Alta Densidade (PEAD), que é o material predominante em sistemas de distribuição de gás no estado do Rio de Janeiro. Essa escolha se justifica pela resistência, durabilidade e flexibilidade do PEAD, que o torna ideal para a condução de gás natural, além de refletir a realidade prática dos sistemas de gás.

É relevante destacar que os diâmetros calculados para as tubulações podem ser ajustados conforme as normas de diâmetros comerciais. Essa prática é comum em projetos de engenharia, onde o uso de softwares especializados permite um dimensionamento eficiente e ágil da rede. O método de tentativa e erro facilita a seleção do diâmetro mais apropriado, assegurando que o sistema opere dentro de parâmetros de segurança e eficiência. Em geral, os profissionais de dimensionamento optam por escolher o diâmetro comercial que seja maior e o mais próximo possível do valor calculado, garantindo, assim, uma margem de segurança adicional.

As redes de distribuição foram projetadas para possuir uma capacidade robusta que permita absorver variações de consumo que não foram inicialmente previstas. Para tal, a pressão de dimensionamento adotada foi estabelecida em um nível significativamente inferior ao limite máximo de fornecimento, que é de 4 bar. Esta abordagem é estratégica, pois garante uma margem de segurança adequada para lidar com aumentos inesperados na vazão.

A escolha de uma pressão de dimensionamento inferior à máxima não apenas assegura a integridade do sistema em situações de demanda flutuante, mas também contribui para a eficiência operacional ao prevenir problemas como sobrepessão. Em síntese, esta metodologia visa garantir que a rede de distribuição funcione de forma eficiente e segura, mesmo diante de variações no consumo. O SDR (Relação Diâmetro Externo/espessura da parede) é uma medida crucial para os tubos de PEAD, pois determina sua capacidade de resistir à pressão interna. Quanto menor o valor do SDR, maior a espessura da parede do tubo, o que resulta em uma maior capacidade de suportar pressão. Por outro lado, quanto maior o valor do SDR, menor a espessura da parede, o que reduz a resistência à pressão.

Por exemplo, um tubo de PEAD com SDR 11 tem uma relação diâmetro externo/espessura da parede de 11, o que significa que a espessura da parede é aproximadamente 1/11 do diâmetro externo. Esse tubo, portanto, tem uma maior capacidade de suportar pressão em comparação com um tubo com SDR 17, cuja relação diâmetro externo/espessura da parede é de 17, resultando em uma espessura

de parede menor e, conseqüentemente, menor resistência à pressão (iMaketubos, 2024).

A seguir, a Tabela 5 apresenta as faixas de pressões de dimensionamento obtidas ao longo deste estudo, evidenciando a adequação das pressões adotadas para a operação ideal da rede de distribuição de gás natural.

**Tabela 4 – Diâmetros comerciais de tudo de PEAD (Polietileno de alta densidade)**

DIÂMETRO NOMINAL (mm)	DIÂMETRO INTERNO (mm)					
	MP		AP		BP	
	PE 80 SDR11		PE 100 SDR11		PE 80 SDR17	
	e (mm)	di (mm)	e (mm)	di (mm)	e (mm)	di (mm)
20	3	14	3	14	2,3	15,4
25	3	19	3	19	2,3	20,4
32	3	26	3	26	2,3	27,4
50	4,6	40,8	4,6	40,8	3	44
63	5,8	51,4	5,8	51,4	3,8	55,4
75	6,8	61,4	6,8	61,4	4,5	66
90	8,2	73,6	8,2	73,6	5,4	79,2
110	10	90	10	90	6,6	96,8

Fonte: TIGRE (2024)

**Tabela 5 - Faixas de pressões de dimensionamento**

Dimensionamento de Diâmetro		
Tipo de Rede	Pressão de Dimensionamento (bar)	Pressão Máxima de Fornecimento (bar)
Alta Pressão	12,5	18
Média Pressão	2,5	4
Baixa Pressão	0,25	0,5

Fonte: Próprio autor (2024)

Outro dado importante a ser usado no projeto, trata-se da pressão de garantia. Os clientes devem dispor de uma pressão mínima de fornecimento e que deve constar no contrato entre ambas as partes. Logo, tem-se:

$$P_0 = 2,5 \text{ bar efetivos } P_g = 1,0 \text{ bar efetivos.}$$

$$s = \text{Fator molar de referência do gás} = 0,62.$$

**Análise trecho a trecho, ou tramo a tramo:**

**Trecho 0 – 1**

**Cálculo do diâmetro inicial usando a equação (32):**

$$D = [(48,6sLQ^{1,82}) / (P_0^2 - P_g^2)]^{-4,82}$$

$$D = \{(48,6 \times 0,62 \times 1300 \times 470^{1,82}) / [(1,013 + 2,5)^2 - (1,013 + 1)^2]\}^{-4,82}$$

$$D = 59,06 \text{ mm}$$

**Cálculo da pressão no nó de entrega usando a equação (6):**

$$P_a^2 - P_b^2 = 48,6 s L Q^{1,82} D^{-4,82}$$

$$(1,013 + 2,5)^2 - P_b^2 = 48,6 \times 0,62 \times 600 \times 470^{1,82} \times 61,4^{-4,82}$$

$$P_b = (2,014 + 1,013) \text{ bar}$$

**Cálculo da velocidade no nó de entrega usando a equação (9):**

$$V = (354 Q) / (P + 1,013) D^2$$

$$V = (354 \times 470) / (2,014 + 1,013) \times 61,4^2$$

$$V = 14,48 \text{ m/s}$$

**Distância (m):** 600

**Distância Usada para Cálculos (m):** 1300

**Vazão (m³/h):** 470

**Diâmetro Calculado (mm):** 59,06

**Diâmetro Comercial (mm):** 75

**Diâmetro Interno (mm):** 61,4

**Pressão no Ponto de Entrega (BAR):** 2,014

**Velocidade (m/s):** 14,48

**Análise:** O trecho apresenta uma vazão elevada de 470 m³/h. O diâmetro calculado é 59,12 mm, e o diâmetro comercial de 75 mm é adequado, garantindo uma boa margem de segurança. A pressão de 2,014 bar é satisfatória, com uma velocidade de 14,48 m/s que está dentro dos limites permitidos.

**Trecho 1 - 2****Cálculo do diâmetro inicial usando a equação (32):**

$$D = [(48,6 s L Q^{1,82}) / (P_0^2 - P_g^2)]^{-4,82}$$

$$D = \{(48,6 \times 0,62 \times 150 \times 300^{1,82}) / [(1,013 + 2,014)^2 - (1,013 + 1)^2]\}^{-4,82}$$

$$D = 35,85 \text{ mm}$$

**Cálculo da pressão no nó de entrega usando a equação (6):**

$$P_a^2 - P_b^2 = 48,6 s L Q^{1,82} D^{-4,82}$$

$$(1,013 + 2,014)^2 - P_b^2 = 48,6 \times 0,62 \times 150 \times 300^{1,82} \times 40,8^{-4,82}$$

$$P_b = (1,56 + 1,013) \text{ bar}$$

**Cálculo da velocidade no nó de entrega usando a equação (9):**

$$V = (354 Q) / (P + 1,013) D^2$$

$$V = (354 \times 300) / (1,56 + 1,013) \times 40,8^2$$

$$V = 24,79 \text{ m/s}$$

**Distância (m):** 150**Distância Usada para Cálculos (m):** 150**Vazão (m³/h):** 300**Diâmetro Calculado (mm):** 35,26**Diâmetro Comercial (mm):** 50**Diâmetro Interno (mm):** 40,8**Pressão no Ponto de Entrega (BAR):** 1,56**Velocidade (m/s):** 24,79

**Análise:** Este trecho possui uma boa vazão, mas a velocidade de 24,79 m/s é alta. O diâmetro comercial de 50 mm é adequado, mas pode ser necessário revisar o diâmetro para reduzir a velocidade e evitar problemas futuros. A pressão de 1,56 bar

é aceitável, mas deve ser monitorada.

### **Trecho 1 - 2 (Refeito)**

O trecho precisou ser redimensionado, pois a velocidade do gás ficou acima do permitido.

### **Cálculo da pressão no nó de entrega para novo D usando a equação (6):**

$$P_a^2 - P_b^2 = 48,6 s L Q^{1,82} D^{-4,82}$$

$$(1,013 + 2,014)^2 - P_b^2 = 48,6 \times 0,62 \times 150 \times 300^{1,82} \times 51,4^{-4,82}$$

$$P_b = (1,87 + 1,013) \text{ bar}$$

### **Cálculo da velocidade no nó de entrega para novo D usando a equação (9):**

$$V = (354 Q) / (P + 1,013) D^2$$

$$V = (354 \times 300) / (1,56 + 1,013) \times 51,4^2$$

$$V = 13,95 \text{ m/s}$$

**Distância (m):** 150

**Distância Usada para Cálculos (m):** 150

**Vazão (m³/h):** 300

**Diâmetro Calculado (mm):** Escolha do diâmetro através da velocidade

**Diâmetro Comercial (mm):** 63

**Diâmetro Interno (mm):** 51,4

**Pressão no Ponto de Entrega (BAR):** 1,87

**Velocidade (m/s):** 13,95

**Análise:** Neste cálculo refeito, a escolha do diâmetro foi ajustada com base na velocidade, resultando em um diâmetro comercial de 63 mm, o primeiro tamanho disponível acima do anterior. A velocidade foi reduzida para 13,95 m/s, melhorando a eficiência do sistema. A pressão no ponto de entrega de 1,87 bar é adequada.

**Trecho 1 – 3****Cálculo do diâmetro inicial usando a equação (32):**

$$D = [(48,6 s L Q^{1,82}) / (P_0^2 - P_g^2)]^{-4,82}$$

$$D = \{(48,6 \times 0,62 \times 700 \times 170^{1,82}) / [(1,013 + 2,014)^2 - (1,013 + 1)^2]\}^{-4,82}$$

$$D = 39,15 \text{ mm}$$

**Cálculo da pressão no nó de entrega usando a equação (6):**

$$P_a^2 - P_b^2 = 48,6 s L Q^{1,82} D^{-4,82}$$

$$(1,013 + 2,014)^2 - P_b^2 = 48,6 \times 0,62 \times 200 \times 170^{1,82} \times 40,8^{-4,82}$$

$$P_b = (1,81 + 1,013) \text{ bar}$$

**Cálculo da velocidade no nó de entrega usando a equação (9):**

$$V = (354 Q) / (P + 1,013) D^2$$

$$V = (354 \times 170) / (1,81 + 1,013) \times 40,8^2$$

$$V = 12,71 \text{ m/s}$$

**Distância (m):** 200

**Distância Usada para Cálculos (m):** 700

**Vazão (m³/h):** 170

**Diâmetro Calculado (mm):** 39,15

**Diâmetro Comercial (mm):** 50

**Diâmetro Interno (mm):** 40,8

**Pressão no Ponto de Entrega (BAR):** 1,81

**Velocidade (m/s):** 12,71

**Análise:** Com uma vazão de 170 m³/h, o trecho apresenta um diâmetro calculado de 39,15 mm. O diâmetro comercial de 50 mm é suficiente, e a velocidade de 12,71 m/s

é aceitável, proporcionando segurança e eficiência. A pressão de 1,81 bar está dentro dos parâmetros esperados.

### Trecho 3 – 4

#### Cálculo do diâmetro inicial usando a equação (32):

$$D = [(48,6 \text{ s L } Q^{1,82}) / (P_0^2 - P_g^2)]^{-4,82}$$

$$D = \{(48,6 \times 0,62 \times 150 \times 20^{1,82}) / [(1,013 + 1,81)^2 - (1,013 + 1)^2]\}^{-4,82}$$

$$D = 13,38 \text{ mm}$$

#### Cálculo da pressão no nó de entrega usando a equação (6):

$$P_a^2 - P_b^2 = 48,6 \text{ s L } Q^{1,82} D^{-4,82}$$

$$(1,013 + 1,81)^2 - P_b^2 = 48,6 \times 0,62 \times 150 \times 20^{1,82} \times 14^{-4,82}$$

$$P_b = (1,18 + 1,013) \text{ bar}$$

#### Cálculo da velocidade no nó de entrega usando a equação (9):

$$V = (354 Q) / (P + 1,013) D^2$$

$$V = (354 \times 20) / (1,81 + 1,013) \times 14^2$$

$$V = 16,32 \text{ m/s}$$

**Distância (m):** 150

**Distância Usada para Cálculos (m):** 150

**Vazão (m³/h):** 20

**Diâmetro Calculado (mm):** 13,38

**Diâmetro Comercial (mm):** 20

**Diâmetro Interno (mm):** 14

**Pressão no Ponto de Entrega (BAR):** 1,18

**Velocidade (m/s):** 16,32

**Análise:** Este trecho tem uma vazão de 20 m³/h. O diâmetro calculado de 13,38 mm

se alinha ao diâmetro comercial de 20 mm, garantindo eficiência. A pressão de 1,18 bar é um pouco baixa, mas aceitável, e a velocidade de 16,32 m/s requer monitoramento.

### **Trecho 3 – 5**

#### **Cálculo do diâmetro inicial usando a equação (32):**

$$D = [(48,6 s L Q^{1,82}) / (P_0^2 - P_g^2)]^{-4,82}$$

$$D = \{(48,6 \times 0,62 \times 500 \times 150^{1,82}) / [(1,013 + 1,81)^2 - (1,013 + 1)^2]\}^{-4,82}$$

$$D = 36,75 \text{ mm}$$

#### **Cálculo da pressão no nó de entrega usando a equação (6):**

$$P_a^2 - P_b^2 = 48,6 s L Q^{1,82} D^{-4,82}$$

$$(1,013 + 1,81)^2 - P_b^2 = 48,6 \times 0,62 \times 400 \times 150^{1,82} \times 40,8^{-4,82}$$

$$P_b = (1,45 + 1,013) \text{ bar}$$

#### **Cálculo da velocidade no nó de entrega usando a equação (9):**

$$V = (354 Q) / (P + 1,013) D^2$$

$$V = (354 \times 150) / (1,45 + 1,013) \times 40,8^2$$

$$V = 12,85 \text{ m/s}$$

**Distância (m):** 400

**Distância Usada para Cálculos (m):** 500

**Vazão (m³/h):** 150

**Diâmetro Calculado (mm):** 36,75

**Diâmetro Comercial (mm):** 50

**Diâmetro Interno (mm):** 40,8

**Pressão no Ponto de Entrega (BAR):** 1,45

**Velocidade (m/s):** 12,85

**Análise:** Com uma vazão moderada de 150 m<sup>3</sup>/h, o diâmetro calculado de 36,75 mm é adequado para o diâmetro comercial de 50 mm. A pressão de 1,45 bar e a velocidade de 12,85 m/s estão dentro dos limites seguros, proporcionando um sistema eficiente.

### Trecho 5 – 6

#### Cálculo do diâmetro inicial usando a equação (32):

$$D = [(48,6 s L Q^{1,82}) / (P_0^2 - P_g^2)]^{-4,82}$$

$$D = \{(48,6 \times 0,62 \times 100 \times 50^{1,82}) / [(1,013 + 1,45)^2 - (1,013 + 1)^2]\}^{-4,82}$$

$$D = 19,93 \text{ mm}$$

#### Cálculo da pressão no nó de entrega usando a equação (6):

$$P_a^2 - P_b^2 = 48,6 s L Q^{1,82} D^{-4,82}$$

$$(1,013 + 1,45)^2 - P_b^2 = 48,6 \times 0,62 \times 100 \times 50^{1,82} \times 26^{-4,82}$$

$$P_b = (1,32 + 1,013) \text{ bar}$$

#### Cálculo da velocidade no nó de entrega usando a equação (9):

$$V = (354 Q) / (P + 1,013) D^2$$

$$V = (354 \times 50) / (1,32 + 1,013) \times 26^2$$

$$V = 11,73 \text{ m/s}$$

**Distância (m):** 100

**Distância Usada para Cálculos (m):** 100

**Vazão (m<sup>3</sup>/h):** 50

**Diâmetro Calculado (mm):** 19,93

**Diâmetro Comercial (mm):** 32

**Diâmetro Interno (mm):** 26

**Pressão no Ponto de Entrega (BAR):** 1,32

**Velocidade (m/s):** 11,73

**Análise:** A vazão de 50 m<sup>3</sup>/h apresenta um diâmetro calculado de 19,93 mm, enquanto o diâmetro comercial de 32 mm é suficiente. a velocidade de 11,73 m/s está dentro dos padrões permitidos. A pressão de 1,32 bar é um pouco baixa e deve ser monitorada.

### Trecho 5 – 7

#### Cálculo do diâmetro inicial usando a equação (32):

$$D = [(48,6 s L Q^{1,82}) / (P_0^2 - P_g^2)]^{-4,82}$$

$$D = \{(48,6 \times 0,62 \times 100 \times 100^{1,82}) / [(1,013 + 1,45)^2 - (1,013 + 1)^2]\}^{-4,82}$$

$$D = 25,93 \text{ mm}$$

#### Cálculo da pressão no nó de entrega usando a equação (6):

$$P_a^2 - P_b^2 = 48,6 s L Q^{1,82} D^{-4,82}$$

$$(1,013 + 1,45)^2 - P_b^2 = 48,6 \times 0,62 \times 100 \times 100^{1,82} \times 26^{-4,82}$$

$$P_b = (1,006 + 1,013) \text{ bar}$$

#### Cálculo da velocidade no nó de entrega usando a equação (9):

$$V = (354 Q) / (P + 1,013) D^2$$

$$V = (354 \times 100) / (1,006 + 1,013) \times 26^2$$

$$V = 25,68 \text{ m/s}$$

**Distância (m):** 100

**Distância Usada para Cálculos (m):** 100

**Vazão (m<sup>3</sup>/h):** 100

**Diâmetro Calculado (mm):** 25,93

**Diâmetro Comercial (mm):** 32

**Diâmetro Interno (mm):** 26

**Pressão no Ponto de Entrega (BAR):** 1,006

**Velocidade (m/s):** 25,68

**Análise:** Neste trecho, a vazão de 100 m<sup>3</sup>/h resulta em um diâmetro calculado de 25,93 mm, com um diâmetro comercial de 32 mm. A velocidade de 25,68 m/s é alta e pode exigir revisão para otimizar o sistema. A pressão de 1,005 bar é um pouco abaixo do ideal, mas ainda está no limite.

### **Trecho 5 - 7 (Refeito)**

O trecho precisou ser redimensionado, pois a velocidade do gás ficou acima do permitido.

### **Cálculo da pressão no nó de entrega para novo D usando a equação (6):**

$$P_a^2 - P_b^2 = 48,6 s L Q^{1,82} D^{-4,82}$$

$$(1,013 + 1,45)^2 - P_b^2 = 48,6 \times 0,62 \times 100 \times 100^{1,82} \times 40,8^{-4,82}$$

$$P_b = (1,4 + 1,013) \text{ bar}$$

### **Cálculo da velocidade no nó de entrega para novo D usando a equação (9):**

$$V = (354 Q) / (P + 1,013) D^2$$

$$V = (354 \times 100) / (1,4 + 1,013) \times 40,8^2$$

$$V = 8,75 \text{ m/s}$$

**Distância (m):** 100

**Distância Usada para Cálculos (m):** 100

**Vazão (m<sup>3</sup>/h):** 100

**Diâmetro Calculado (mm):** Escolha do diâmetro através da velocidade

**Diâmetro Comercial (mm):** 50

**Diâmetro Interno (mm):** 40,8

**Pressão no Ponto de Entrega (BAR):** 1,4

**Velocidade (m/s): 8,75**

**Análise:** Após revisão, o diâmetro comercial foi ajustado para 50 mm, reduzindo a velocidade para 8,75 m/s, que está dentro de limites ideais. A pressão de 1,4 bar é aceitável e favorece a eficiência do sistema.

**Tabela 6** – Dimensionamento da rede.

Trecho	Comprimento (m)	Vazão (m³/h)	D. Calculado (mm)	D. Comercial (mm)	D. Interno (mm)	Pressão entregue (BAR)	Velocidade (m/s)
0 - 1	600	470	59,06	75	61,4	2,014	14,48
1 - 2	150	300	35,26	50	40,8	1,56	24,79
1 - 2 Refeito	150	300	-	63	51,4	1,87	13,95
1 - 3	200	170	39,15	50	40,8	1,81	12,71
3 - 4	150	20	13,38	20	14	1,3318	16,32
3 - 5	400	150	35,75	50	40,8	1,45	12,85
5 - 6	50	50	19,93	32	26	1,32	11,73
5 - 7	100	100	25,93	32	26	1,005	25,68
5 - 7 Refeito	100	100	-	50	40,8	1,4	8,75

As perdas de carga localizadas em cálculos de redes de média e alta pressão são geralmente desconsideradas, pois seus valores são insignificantes no contexto dessas redes. A seguir, apresento um cálculo que ilustra esse fato

**Trecho 0 – 1, com cálculo de perda de carga localizada através dos métodos dos comprimentos equivalentes:**

Para a aplicação do método de perdas de carga, é necessário retornar à tabela normativa e identificar a equivalência em metros para a conexão empregada no nó de entrega. Considerando que a tabela 3 não apresenta o diâmetro de 75 mm foi feita uma interpolação matemática usando os valores de 60 mm e 80mm. Dessa forma, a perda de carga associada ao tê de passagem direta é convertida em um comprimento equivalente de 2,47 metros, assegurando maior precisão nos cálculos de dimensionamento e minimizando riscos operacionais.

**Cálculo da pressão no nó de entrega usando a equação (6):**

$$P_a^2 - P_b^2 = 48,6 s L Q^{1,82} D^{-4,82}$$

$$(1,013 + 2,5)^2 - P_b^2 = 48,6 \times 0,62 \times 602,47 \times 470^{1,82} \times 61,4^{-4,82}$$

$$P_b = (2,013 + 1,013) \text{ bar}$$

**Cálculo da velocidade no nó de entrega para novo D usando a equação (9):**

$$V = (354 Q) / (P + 1,013)D^2$$

$$V = (354 \times 470) / (2,014 + 1,013) \times 61,4^2$$

$$V = 14,48 \text{ m/s}$$

**Distância (m):** 600

**Distância Usada para Cálculos (m):** 1300

**Vazão (m³/h):** 470

**Diâmetro Calculado (mm):** 59,06

**Diâmetro Comercial (mm):** 75

**Diâmetro Interno (mm):** 61,4

**Pressão no Ponto de Entrega (BAR):** 2,013

**Velocidade (m/s):** 14,48

A diferença entre as pressões nas duas análises é mínima, com valores de 2,013 bar na primeira análise e 2,014 bar na segunda. Essa variação de 0,001 bar é insignificante no contexto de projeto, dado que o sistema mantém a eficiência.

Em ambas as análises, a velocidade calculada é idêntica, sendo 14,48 m/s em ambos os casos. Isso indica que a variação no comprimento utilizado para o cálculo não impacta a velocidade final. A diferença de 2,5 metros no comprimento (602,5 metros na primeira análise e 600 metros na segunda) não resulta em mudanças significativas nos parâmetros principais (pressão e velocidade).

As alterações nos comprimentos usados nas duas análises são insignificantes em relação aos resultados de pressão e velocidade no ponto de entrega. Isso demonstra que o sistema é robusto e que pequenas variações no comprimento da tubulação não

comprometem o desempenho geral do projeto.

As redes em anel oferecem alta confiabilidade e eficiência em sistemas de distribuição de gases, permitindo fornecimento contínuo mesmo em caso de falhas, graças aos fluxos bidirecionais que redistribuem o abastecimento por rotas alternativas. Essas redes equilibram naturalmente as pressões, já que os fluxos de gases se encontram em pontos do anel e se igualam, reduzindo gradientes de pressão, perdas de carga e custos operacionais. Esse equilíbrio hidráulico estabiliza o sistema, distribui a pressão uniformemente e minimiza a necessidade de ajustes externos, como válvulas de controle. Além disso, permitem isolar trechos para manutenção sem interromper o fornecimento e garantem resiliência em variações de consumo, tornando-se ideais para sistemas que exigem estabilidade, flexibilidade e eficiência no transporte de gases.

Para simular de forma precisa o comportamento de uma rede em anel, foram realizados diversos cálculos adicionais.

Para isso a rede o trecho 5-7, foi dividido em duas partes com o acréscimo de um nó que chamaremos de nó 8, dando origem aos trechos 5-8 e 8-7. Definindo os diâmetros dos trechos como 5-8 em PE 50mm (como calculador anteriormente) e 8-7 PE32, e em sequência foi achado o comprimento de cada trecho através de diversas iterações.

$$\Delta p_{5-7} = (1,45 + 1)^2 - (1,32 + 1)^2 = 0,62 \text{ bar} \quad (33)$$

$$\Delta p_{5-7} = \Delta p_{5-8} + \Delta p_{8-7} \quad (34)$$

$$\Delta p_{5-8} = 48,6 \text{ s } L_{5-8} Q_{5-8}^{1,82} D_{5-8}^{-4,82} \quad (35)$$

$$\Delta p_{8-7} = 48,6 \text{ s } L_{8-7} Q_{8-7}^{1,82} D_{8-7}^{-4,82} \quad (36)$$

Temos:

$$\Delta p_{5-7} = 0,62 \text{ bar}$$

$$L_{5-7} = 100\text{m} = L_{5-8} + L_{8-7}$$

$$Q_{5-7} = 100\text{m}^3/\text{s}$$

$$Q_{5-8} = 100 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$P_5 = 1,45 \text{ bar}$$

$$P_7 = 1,32 \text{ bar}$$

$$D_{5-8} = 40,8 \text{ mm}$$

$$D_{8-7} = 26 \text{ mm}$$

Para ajustar de forma mais precisa à posição real dos ramais, realiza-se a distribuição do consumo por metro linear ao longo do trecho. Essa estratégia possibilita uma análise mais detalhada e fiel do consumo, levando em conta as variações ao longo da extensão do sistema, o que permite uma alocação mais eficiente dos recursos e um dimensionamento mais adequado dos componentes da rede.

$$Q_{8-7} = (Q_{5-7}/L_{5-7}) (L_{5-7} - L_{5-8}) \quad (37)$$

Após diversas iterações aplicando valores a  $L_{5-8}$ , e relacionando as equações (37), (36) e (35) temos que:

$$L_{5-8} = 38 \text{ m}$$

$$L_{8-7} = 62 \text{ m}$$

$$Q_{8-7} = 62 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$P_8 = 1,43 \text{ bar}$$

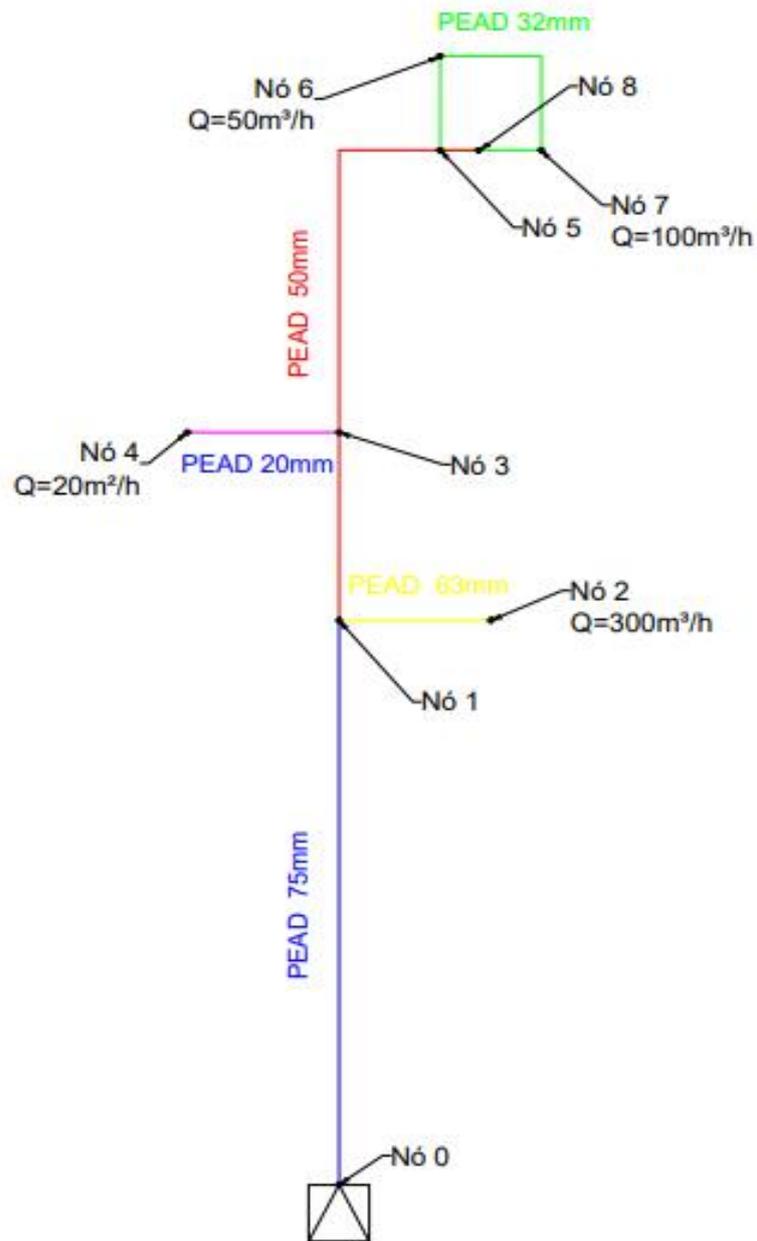
$$V_8 = 13,80 \text{ m/s}$$

Após os novos cálculos temos a seguinte tabela:

Tabela 7 – Dimensionamento da rede anel.

Trecho	Comprimento (m)	Vazão (m³/h)	D. Calculado (mm)	D. Comercial (mm)	D. Interno (mm)	Pressão entregue (BAR)	Velocidade (m/s)
0 - 1	600	470	59,06	75	61,4	2,014	14,48
1 - 2	150	300	35,26	50	40,8	1,56	24,79
1 - 2 Refeito	150	300	-	63	51,4	1,87	13,95
1 - 3	200	170	39,15	50	40,8	1,81	12,71
3 - 4	150	20	13,38	20	14	1,3318	16,32
3 - 5	400	150	35,75	50	40,8	1,45	12,85
5 - 6	50	50	19,93	32	26	1,32	11,73
5 - 8	38	100	-	50	40,8	1,43	8,75
8 - 7	62	62	-	32	26	1,32	13,80

Figura 4 – Traçado Dimensionado



Escala: 1/7500

#### 4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O principal objetivo deste trabalho foi realizar o dimensionamento de uma rede de GN fictícia utilizando a Equação de Renouard. Essa equação foi fundamental para calcular não apenas as perdas de carga distribuídas ao longo da rede, mas também o diâmetro mínimo necessário para garantir que o sistema opere de forma eficiente. A equação permitiu obter resultados precisos sobre a pressão e vazão de entrega, evitando assim gastos desnecessários com o sobredimensionamento da tubulação, ou, por outro lado, falhas operacionais que pudessem comprometer o abastecimento de gás.

Após todos os cálculos o projeto tornou-se viável levando em conta a maior economia e segurança possíveis, todas as demandas foram atendidas através de ajustes e melhorias que foram encontradas durante toda essa fase.

Esse presente estudo buscou apresentar, de maneira extensa, os conceitos abrangidos nos cálculos das tubulações de gás, determinadas aplicações e o dimensionamento dessas tubulações. Para tanto, as equações aqui usadas, assim como constantes, exigências e considerações, foram extraídas de normas brasileiras, regulamentações e procedimentos de companhias concessionárias de gás e leis governamentais.

De tal modo, foi possível concluir que se mostra algo essencial que haja atenção quanto as regulamentações da norma, porquanto, essas preceituam condições básicas de segurança, bom funcionamento e comportamento das instalações. No entanto, os dimensionamentos atualmente realizados, até mesmo pelas concessionárias, não consideram a racionalização do procedimento desde o projeto até sua concretização.

Constatou-se que o GN se trata de um combustível com uma ampla potencialidade e a sua utilização localiza-se em crescimento, tendo uma função essencial no Brasil, dentro do cenário atual e porvindouro, porquanto, alonga a estar presente nas mais variadas atividades. Considerando como ponto inicial sua competência energética, enxerga-se a probabilidade de geração de energia, conveniência como combustível automotivo e diversas outras aplicações.

Pode-se ressaltar aqui a função do engenheiro, que possui um amplo campo de atuação, tanto na indústria, quanto na construção civil, considerando a ausência de profissionais com conhecimento acerca desta temática. Além do mais, foi possível

notar que, para os distintos campos aos quais o gás se faz presente, depende-se de estudos para seu melhor uso e transporte, e para que a finalidade final seja alcançada, que é atender essas atividades, ele demanda equipamentos, produtos, critérios de dimensionamento e projeto.

Por fim, ressalta-se que, com a aplicação da metodologia estudada no presente estudo, torna-se admissível diminuir custos de implementação e majorar a confiabilidade do sistema, quando comparado com as metodologias aplicadas hoje em dia que ou superdimensionam as tubulações para assegurar o atendimento da demanda de GN, ou subdimensionam, porquanto, não cruzam as informações de pressão e extensão de rede.

Observou-se que o mercado consumidor de GN se encontra em desenvolvimento considerável, seja por vias fixas, através de instalações em residenciais e/ou comerciais, ou por vias móveis, sendo aproveitado em veículos como combustível. De qualquer modo, pode-se levar em consideração como sendo um investimento apropriado e de retorno assegurado, quando se colaciona sua rentabilidade anual com a rentabilidade das demais fontes de energia para essas aplicações.

Ademais, como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se estudos de estruturas prediais com base em conhecimentos técnicos obtidos através de *softwares*, dando enfoque em diferentes métodos de cálculo estrutural e/ou que exibam a necessidade de mais ramificações, podendo-se também examinar a influência do fator de simultaneidade nos cálculos referentes a potência e vazão.

## 5. PROJETOS FUTUROS

Como sugestão de projetos futuros que visam complementar esse, temos:

- Dimensionamento de uma rede de gás de baixa pressão
- Dimensionamento de uma rede de gás, através de outras equações para perda de carga e velocidade.
- Modelagem Matemática para Otimização do Dimensionamento de Redes de Gás Natural em Áreas Remotas
- Análise de Impacto Ambiental de Redes de Distribuição de Gás Natural
- Estudo sobre a Aplicação de Redes de Gás Natural em Áreas Urbanas de Alta Densidade
- Uso de Big Data e Machine Learning para Previsão de Demanda e Monitoramento de Redes de Gás Natural
- Análise do Uso de Materiais Avançados para Tubulações de Gás Natural
- Análise de Redes de Gás com Fontes de Energia Distribuída (Pico de Demanda e Armazenamento)
- Avaliação do Impacto da Variabilidade de Demanda no Dimensionamento de Redes de Gás
- Estudo de Custos e Eficiência em Redes de Gás Natural com Redundância
- Análise da Eficiência Energética em Redes de Distribuição de Gás
- Dedução detalhada da equação de Renouard e demais equações, de perda de cargas e fluidos.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGÁS. **Mapa das concessionárias dispostas no Brasil**. 2019. Disponível em: <<https://www.abegas.org.br/concessionarias>>. Acessado em 20 de agosto de 2023.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 12712 - Projeto de sistemas de transmissão e distribuição de gás combustível**. Rio de Janeiro, 2018.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 15526 – Redes de distribuição interna para gases combustíveis em instalações residenciais: projetos e execução – Procedimento**. Rio de Janeiro, 2016.

CATUNDA, A. C. M. M. **O licenciamento ambiental dos postos revendedores de combustíveis no município de Parnamirim-RN**. Revista GEPROS – Gestão da Produção, Operações e Sistemas. São Paulo; ano 6, n. 2, 2011.

DIAS, G. da. M. **Adequação ambiental dos postos de combustíveis de Natal e recuperação da área degradada**. Natal. MPRN – Ministério Público do Rio Grande do Norte, 2012.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Oferta e Infraestrutura de Gás Natural**. 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/petroleo-gas-e-biocombustiveis/oferta-e-infraestrutura-de-g%C3%A1s-natural>>. Acessado em 20 de agosto de 2023.

FENOSA, Gás Natural. **Gás natural: fonte de energia limpa**. 2020. Disponível em: <<https://www.gasnaturalfenosa.com.br/br/servicos+de+gas+rio+de+janeiro/para+a+ua+casa/o+gas+natural/1297092023605/o+que+e.html>>. Acessado em 20 de agosto de 2023.

FOO, D. C. Y. **Chemical Engineering Process Simulation**. Amsterdam, Holanda: Elsevier, 2017.

FRANCISCO, W. de. C. **Gás Natural Liquefeito**. 2018. Brasil Escola. Disponível em <<https://brasilescola.uol.com.br/geografia/gas-natural-liquefeito.htm>>. Acessado em 20 de agosto de 2023.

GEPEA. Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia de Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. **Aspectos técnicos do gás natural visando o gasoduto virtual**. 2018. Disponível em: <[http://www.seeds.usp.br/pir/arquivos/RT2004\\_GasodutoVirtual.pdf](http://www.seeds.usp.br/pir/arquivos/RT2004_GasodutoVirtual.pdf)>. Acessado em 20 de agosto de 2023.

INEA, Instituto Estadual do Meio Ambiente. **Termo de Referência para Elaboração de Estudo de Análise de Risco para Duto Destinado a Líquidos, Gases Liquefeitos, Gases e Instalações a eles associadas**. 2ª Rev., 2018.

INFO DIÁRIO. **Novo gasoduto liga Moçambique e África do Sul**. 2015. Disponível em: <[http://infodiario.co.mz/articles/detail\\_article/20174](http://infodiario.co.mz/articles/detail_article/20174)>. Acessado em 20 de agosto

de 2023.

KRYM, E. M.; ALENCAR, M. H.; ALMEIDA, A. T. **Aplicação de Modelagem Multicritério para Análise de Riscos Multidimensionais em Gasodutos de Gás Natural**. Anais do CLAIO 2012 – Congresso Latino-americano de Investigación Operativa. Rio de Janeiro, 2012.

LEITE, A. D. **A Energia do Brasil**. 3ª ed. Rio de Janeiro: Lexikon, 2014.

MANHÃES FILHO, N. de S. **Dimensionamento das instalações de gás natural de um edifício**. Projeto Final de Curso. Laboratório de Engenharia Civil – Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro – UENF. Campos dos Goytacazes/RJ, 2006.

METALURGICA ARGENTINA SA. **Gás Natural Sintético (GNS)**. 2018. Disponível em: <<http://www.sica.com.ar/br/glp-gas-natural-sintetico.php>>. Acessado em 20 de agosto de 2023.

OLIVEIRA, P. M. C. **Energia e Matéria: Da Fundamentação Conceitual à Aplicações Tecnológicas**. Livraria de Física. São Paulo. Publicado em Revista Brasileira de Ensino de Física; vol. 37, n. 4, 2015.

PETROBRAS. Companhia Petróleo Brasileiro. **Gás Natural Industrial**. 2018. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/produtos/industriais/gas-natural-industrial/>>. Acessado em 20 de agosto de 2023.

PUPO, F. **Medição de volume de gás**. Americana. 2017.

QUEIRÓZ GALVÃO. **Participação do Gás Natural**. 2017. Disponível em: <<http://www.qgep.com.br/>>. Acessado em 20 de agosto de 2023.

REIS, H. L. S. **Gás natural. recursos minerais de minas gerais**. Belo Horizonte: Companhia de Desenvolvimento de Minas Gerais (CODEMGE), 2018.

RENOUARD, M. P. **Nouvelles règles à calcul pour la détermination des pertes de charge dans les conduites de gaz**. Journal des Usines à Gaz, 1952.

RICHTER, R. K.; MING, T.; CAILLOL, S.; LIU, W; **Fighting global warming by GHG removal: Destroying CFCs and HCFCs in solar-wind power plant hybrids producing renewable energy with no-intermittency**. International Journal of Greenhouse Gas Control.; vol. 49, n. 1, 2016.

RYCKEBOSCH, E.; DROUILLON, M.; VERVAEREN, H. **Techniques for transformation of biogas to biomethane; Biomass and Bioenergy**. Vol. 35, n. 1, 2011.

SÁ, T. S. **Análise Quantitativa de Risco Aplicada à Indústria de Gases**. T6 trabalho de Conclusão de Curso. Departamento de Engenharia Ambiental – Universidade

Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2008.

SANTOS, R. J. S. dos. **A gestão ambiental em posto revendedor de combustíveis como instrumento de prevenção de passivos ambientais.** Dissertação de Mestrado em Sistemas de Gestão do Meio Ambiente – Universidade Federal Fluminense. Niterói, 2005.

SHAHRIAR, A.; SADIQ, R. E.; TEFAMARIAM, S. **Risk Analysis for Oil & Gas Pipelines: A Sustainability Assessment Approach Using Fuzzy Based Bow-Tie Analysis.** Journal of Loss Prevention in the Process Industries; vol. 25, n. 1, 2012.

SINDIGÁS. **Grau de participação de distribuição em 2020 por distribuidoras.** 2020. Disponível em: <<http://www.sindigas.org.br/Download/DADOS-ESTADISTICOS/MARKET%20SHARE/VBI.png>>. Acessado em 20 de agosto de 2023.

GRUPO NATURGY. **NT-200-BRA - Parte 1: Critérios e Procedimentos Técnicos de Distribuição - Projeto e Dimensionamento de Redes e Ramais.** Rio de Janeiro: GN, 2002.

SOUZA, L. M. C. G. **Potencialidade de aproveitamento das minas abandonadas para a geração de energia geotérmica no Brasil sobre o prisma gerencial de sustentabilidade.** In: XXIII Encontro Nacional CONPEDI. Florianópolis, 2014.

TIEPOLO, G. **Estudo do potencial de Geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Estado do Paraná.** Curitiba: SIBI/PUCPR, 2015.

VAZ, C. E. M.; MAIA, J. L. P.; SANTOS, W. G. dos. **Tecnologia da Indústria do Gás Natural.** 1ª ed, Blucher, 2008.

ZIMMERMANN, A. T. **Análise de Riscos de um Vazamento de Gás Natural em um Gasoduto.** Dissertação de Mestrado. Centro Tecnológico, Departamento de Engenharia Química e Engenharia de Alimentos – Universidade Federal de Santa Catarina/UFSC. Florianópolis, 2009.

WHITE, Frank M. **Mecânica dos Fluidos.** 6. ed. McGraw-Hill, 2021.

TIGRE. **Tubo de Polietileno TigreGas PE 80 SDR 11.** Disponível em: <https://www.tigre.com.br/produto/tubo-de-polietileno-tigregas-pe-80-sdr-11>. Acesso em: 14 out. 2024.

Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 5626:1998 – **Instalação predial de água fria.** Rio de Janeiro: ABNT, 1998.

PRASUHN, Alan L. ***Fundamentals of hydraulic engineering***. New York: Oxford University Press, 1992.

COELHO, Paulo M.; PINHO, Carlos. **Considerations about equations for steady state flow in natural gas pipelines**. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering (J. Braz. Soc. Mech. Sci. Eng.)*, v. XXIX, n. 3, p. 262-273, jul.-set. 2007.

CENGEL, Yunus A. ***Mecânica dos fluidos***. 1. ed. Rio de Janeiro: McGraw-Hill, 2007.

iMaketubos. **Designação dos tubos de PEAD: DN, PN, SDR e cores. 2024**. Disponível em: <https://imaketubos.com.br/designacao-dos-tubos-de-pead-dn-pn-sdr-e-cores/>. Acesso em: 17 nov. 2024.

COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS – COMPAGAS. *Relatório de Impacto Ambiental – RIMA: Sistema de Distribuição de Gás Natural no Estado do Paraná*. Curitiba: Instituto Água e Terra, 2020. Disponível em: [https://www.iat.pr.gov.br/sites/agua-terra/arquivos\\_restritos/files/documento/2020-07/compagas\\_rima.pdf](https://www.iat.pr.gov.br/sites/agua-terra/arquivos_restritos/files/documento/2020-07/compagas_rima.pdf). Acesso em: 22 dez. 2024.