



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

Faculdade de Engenharia Mecânica

HÉLIO NUNES DE SOUZA FILHO

***POWER-TO-GAS: PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO ATRAVÉS DA ENERGIA
ELÉTRICA DE FONTES RENOVÁVEIS E SUA INJEÇÃO NA REDE DE GÁS
NATURAL BRASILEIRA***

CAMPINAS

2021

HÉLIO NUNES DE SOUZA FILHO

***POWER-TO-GAS: PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO ATRAVÉS DA ENERGIA
ELÉTRICA DE FONTES RENOVÁVEIS E SUA INJEÇÃO NA REDE DE GÁS
NATURAL BRASILEIRA***

Dissertação de Mestrado apresentado à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO HÉLIO NUNES DE SOUZA FILHO E ORIENTADA PELO PROF. DR ENNIO PERES DA SILVA.

CAMPINAS

2021

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

So89p Souza Filho, Hélio Nunes de, 1986-
Power-to-gas: produção de hidrogênio através da energia elétrica de fontes renováveis e sua injeção na rede de gás natural brasileira / Hélio Nunes de Souza Filho. – Campinas, SP : [s.n.], 2021.

Orientador: Ennio Peres da Silva.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia. 2. Energia - Fontes alternativas. 3. Hidrogênio. 4. Gas natural. I. Silva, Ennio Peres da, 1956-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Power-to-gas: hydrogen production through electricity from renewable sources and its injection into the brazilian natural gas grid

Palavras-chave em inglês:

Energy

Alternative energy sources

Hydrogen

Natural gas

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos **Banca**

examinadora:

Ennio Peres da Silva [Orientador]

Waldyr Luiz Ribeiro Gallo

Demostenes Barbosa da Silva

Data de defesa: 08-03-2021

Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0001-7386-7666>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/1515829599674249>

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

***POWER-TO-GAS: PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO ATRAVÉS DA ENERGIA
ELÉTRICA DE FONTES RENOVÁVEIS E SUA INJEÇÃO NA REDE DE GÁS
NATURAL BRASILEIRA***

Autor: Hélio Nunes de Souza Filho

Orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

Instituição: NIPE/UNICAMP

Prof. Dr. Waldyr Luiz Ribeiro Gallo

Instituição: FEM/UNICAMP

Dr. Demostenes Barbosa da Silva

Base Energia Sustentável

A Ata da defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

Campinas, 8 de março de 2021.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Deus que tem me dado força e paciência nessa longa jornada e sem ele nada disso seria possível.

Aos meus pais Hélio Nunes e Eliane Barros e a minha irmã Ana Beatriz pelo apoio durante a caminhada da vida e durante todo mestrado.

Aos meus tios Antônio Sergio de Barros, “In Memoriam” e João José do Nascimento, “In Memoriam”, pelo apoio e amizade incondicional.

Ao professor Ennio Peres da Silva pela paciência, dedicação e incentivo durante o mestrado e todas as etapas do trabalho que muito contribuiu para a conclusão do mesmo.

A Marjorie Guarenghi, por todo carinho, dedicação e inspiração.

A BASE Energia Sustentável pelo apoio técnico, essencial para execução deste estudo.

À Companhia Energética de São Paulo e a Furnas Centrais Elétricas S/A, por viabilizarem projetos que colaboraram para meu aprendizado.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Agradeço a todas as pessoas que direta ou indiretamente me apoiaram para a finalização de mais esta etapa da minha vida.

A todos, muito obrigado.

“Há verdadeiramente duas coisas diferentes: saber e crer que se sabe. A ciência consiste em saber; em crer que se sabe reside a ignorância”.

Hipócrates

Resumo

O setor de energia está passando por mudanças substanciais de forma a promover melhor eficiência, aumentar o uso de energia renovável, reduzir emissões de gases poluentes e implantar efetivamente tecnologias para compensar custos e benefícios. Dentre as fontes renováveis de energia que apresentaram maiores crescimentos na participação na geração de eletricidade na matriz nacional tem-se a solar fotovoltaica e a eólica. Uma característica comum dessas fontes renováveis é o período de intermitência e sazonalidade que pode gerar instabilidade nos sistemas de transmissão, tornando necessária a implementação de medidas que proporcionem a segurança do sistema. Uma solução emergente que pode aumentar a eficiência de sistemas energéticos é a aplicação da tecnologia *Power-to-Gas* (P2G) que produz hidrogênio via eletrólise da água, podendo esse gás ser usado para diferentes finalidades, dentre eles a injeção em gasodutos de gás natural. Alguns países, como EUA, Alemanha, Holanda e a China, possuem projetos que visam a utilização da tecnologia *Power-to-Gas* (P2G) e utilizam o vetor energético hidrogênio para injeção em volumes pré-estabelecidos nas redes de gás natural e em outras finalidades. No Brasil, projetos de P&D utilizam a tecnologia do hidrogênio vinculada às fontes renováveis no âmbito da Chamada de P&D Estratégico N° 21/2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). No âmbito dessa Chamada foram desenvolvidos os projetos de armazenamento de energia elétrica juntos às UHEs de Porto Primavera, entre os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul e de Itumbiara, na divisa entre Minas Gerais e Goiás. Com o objetivo de verificar as possibilidades da tecnologia P2G no Brasil, em particular do hidrogênio produzido nesses dois projetos, este estudo realiza uma identificação dos gasodutos nacionais, as empresas transportadoras, empresas distribuidoras, suas malhas e demanda nacional de gás natural (GN). Foram realizadas análises dos valores do Poder Calorífico Superior (PCS), o Índice de Wobbe (IW) e percentual molar mínimo de metano após a injeção de volumes de H₂ na rede de GN. Posteriormente, foram calculadas as demandas máximas de H₂ no contexto nacional e por gasoduto, em P2G, respeitando as normas reguladoras. A partir desses dados são elaborados cenários comparativos do potencial ganho entre duas alternativas de uso final do H₂ em ambos os projetos: (i) a utilização do hidrogênio eletrolítico para geração de eletricidade e (ii) a injeção de H₂ em tubulações de gás natural. Através da análise dos resultados foi possível chegar à conclusão que é admissível injetar volumes proporcionais de H₂ na forma e P2G dentro das normas estabelecidas. Em relação aos parâmetros de PCS e o IW, é admissível a injeção de 10 % e 20 % de volume proporcional de

hidrogênio, respectivamente. Em relação ao percentual mínimo de metano, esse valor é 5 % de volume proporcional de hidrogênio na forma de *Power-to-Gas*. Em termos da limitação relacionada aos constituintes do material (aço) dos gasodutos, que nesse caso permite um máximo admissível de injeção de hidrogênio na forma de *Power-to-Gas* é de 1 %. Na continuidade das análises dos resultados, no cenário de injeção de 1 % H₂ na forma de P2G, estimou-se que a produção de H₂ do projeto de P&D desenvolvido na UHE de Porto Primavera tem capacidade para suprir 100 % das demandas nacional e local do trecho de Três Lagoas/MS do Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL). Da mesma forma, estimou-se que a UHE de Itumbiara tem a capacidade de suprir 100 % da demanda de hidrogênio injetado na forma de P2G nacional e local, tanto no trecho de Três lagoas/MS do GASBOL, quanto da demanda estimada do futuro empreendimento Gasoduto São Carlos-Brasília, no trecho de Itumbiara/GO. No cenário comparativo das empresas em estudo que tem H₂ armazenado, é financeiramente viável a venda para injeção de H₂ na rede de gás natural. A relação comparativa é cerca de duas vezes mais vantajosa em relação à utilização do hidrogênio para geração de eletricidade.

Palavras-chave: Fontes Renováveis. Hidrogênio. *Power-to-Gas*. Eletrólise da água

Abstract

The energy sector is undergoing substantial changes in order to promote better efficiency, increase the use of renewable energy, reduce pollutant emissions and effectively deploy technologies to offset costs and benefits. Among the renewable energy sources that have shown the greatest growth in the participation in electricity generation in the national matrix are solar photovoltaic and wind. A common characteristic of these renewable sources is the period of intermittence and seasonality, which provides instability in electricity transmission systems, making it necessary to implement measures that provide security to the system. An emerging solution is the application of Power-to-Gas (P2G) technology, which increases the efficiency of energy systems by producing hydrogen via water electrolysis, and this gas can be used for different purposes, including injection into natural gas pipelines. Some countries such as the USA, Germany, Holland and China have projects that aim to use the Power-to-Gas (P2G) technology and use the hydrogen energy vector for injection in pre-established volumes in natural gas networks and other purposes. In Brazil, R&D projects use the hydrogen technology linked to renewable sources, in the scope of the Strategic R&D Call N° 21/2016 of the National Electric Energy Agency (ANEEL). In the ambit of this Call it were developed the projects of storage of electric energy together to the UHEs of Porto Primavera, between the states of Sao Paulo and Mato Grosso do Sul and Itumbiara, on the border between Minas Gerais and Goiás. In order to verify the possibilities of P2G technology in Brazil, in particular the hydrogen produced in these two projects, this study carries out an identification of the national gas pipelines, the transportation companies, distribution companies, their meshes and national demand for natural gas (NG). Analyses of the values of the Higher heating value (HHV), the Wobbe Index (IW) and minimum molar percentage of methane after the injection of H₂ volumes in the NG network were carried out. Subsequently, the maximum demands of H₂ in the national context and by pipeline, in P2G, were calculated, respecting the regulatory standards. Based on these data, comparative scenarios of the potential gain between two alternatives for the final use of H₂ in both projects are elaborated: (i) the use of electrolytic hydrogen for electricity generation and (ii) the injection of H₂ in natural gas pipelines. Through the analysis of the results, it was possible to conclude that it is admissible to inject proportional volumes of H₂ in the form and P2G within the established standards. Regarding HHV and IW parameters, it is admissible to inject 15 % and 20 % proportional volume of hydrogen respectively. Regarding the minimum percentage of methane, this value is lower, 5% of hydrogen proportional volume.

Another point analyzed was the constituent of the pipelines (steel), which in this case allows a maximum admissible hydrogen injection in the form of power-to-gas is 1 %. In continuation of the analyses of the results, in the scenario of 1 % H₂ injection in the form of P2G, it was estimated that the H₂ production of the R&D project developed in Porto Primavera HPP has the capacity to supply 100 % of the hydrogen demand injected in the form Power-to-Gas in national and local demand, both in the Três Lagoas/MS section of the Brazil-Bolivia Gas Pipeline (GASBOL). Likewise, it was estimated that the Itumbiara HPP has the capacity to supply 100% of the national and local demand, both in the Três Lagoas/MS section of GASBOL and in the estimated demand of the future São Carlos-Brasília Gas Pipeline project, in the Itumbiara/GO section. In the comparative scenario of the companies under study, which have H₂ stored, it is financially viable to sell H₂ injection in the natural gas network. The comparative ratio is about twice as advantageous in relation to the use of hydrogen for electricity generation.

Keywords: Renewable Sources. Hydrogen. Power-to-Gas. Water Electrolysis.

Lista De Ilustrações

Figura 2.1: Sistema simplificado de P2G	22
Figura 2.2: Produção e consumo global de hidrogênio	22
Figura 2.3: Processo esquemático das tecnologias de eletrólise da água.	24
Figura 2.4: Localizações de projetos de hidrogênio no mundo.....	24
Figura 2.5: Usos finais dos projetos de hidrogênio no mundo.....	25
Figura 2.6: Localização das UHE de Porto Primavera e UHE Itumbiara	26
Figura 2.7: Comportamento do Índice de Wobbe e do Poder Calorífico Superior	30
Figura 2.8: Representatividade percentual de diferentes tipos de aço na rede de gás natural da Europa.....	32
Figura 2.9: Tolerância dos componentes da rede de gás natural à mistura de hidrogênio.	37
Figura 2.10: Limite de misturas de Hidrogênio em redes de gás natural	38
Figura 2.11: Proposta do Projeto H21 Leeds City Gate	42
Figura 2.12: Projeto <i>Mosel Saar HYdrogen Conversion</i>	43
Figura 2.13: Parque energético de Bad Lauchstädt	44
Figura 2.14: Rede de dutos de transporte de gás natural no país	50
Figura 2.15: Mapa das instalações da TBG.....	52
Figura 2.16: Mapa dos Gasodutos da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	54
Figura 2.17: Mapa das instalações da TSB	54
Figura 2.18: Mapa dos Equipamentos GasOcidente	56
Figura 2.19: Mapa das instalações da Nova Transportadora do Sudeste (NTS).....	57
Figura 2.20: Projeto Gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF.....	59
Figura 2.21 -Mapa de concessão de gás natural em São Paulo.....	60
Figura 3.1: Fluxograma para o desenvolvimento do estudo.....	63
Figura 4.1: Variação dos valores de PCS	70
Figura 4.2: Variação dos valores do IW	71
Figura 4.3: Percentual molar mínimo de Metano.....	72
Figura 4.4: Ponto de injeção no GASBOL.....	77
Figura 4.5 Uso final do H ₂ disponível em cada UHE.....	78

Lista de Quadros

Quadro 2.1: Propriedades físicas e químicas do hidrogênio e gás natural.....	28
Quadro 2.2: Materiais constituintes da rede de distribuição gás natural	31
Quadro 2.3: Composição química dos aços X70 e X80 (% em massa).....	33
Quadro 2.4: Propriedades mecânicas dos aços X70 e X80.....	33
Quadro 2.5: Percentagens de H ₂ injetada em gasodutos de GN utilizadas em estudos da literatura.....	34
Quadro 2.6: Riscos e mudanças associados nas propriedades do gás natural com a adição de hidrogênio.....	35
Quadro 2.7: Projetos ativos de P2G com injeção na rede de gás natural no mundo.....	45
Quadro 2.8: Especificação do Gás Natural segundo resolução da ANP N° 16 de 2008.....	47
Quadro 2.9: Quantidade e extensão de dutos em operação	49
Quadro 4.1: Volume transportado nos gasodutos	74
Quadro 4.2: Valores energéticos relacionados aos gases.....	79
Quadro 4.3: Comparativo dos cenários.....	80

Lista de Siglas e Abreviaturas

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ARSESP	- Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
HIGG	- H ₂ Injection Into The Gas Grid (Injeção de H ₂ na rede de gás)
GTI	- Gas Technology Institute
NREL	- National Renewable Energy Laboratory
P2G	- <i>Power-to-gas</i>
PCS	- Poder Calorífico Superior
PEM	- Proton Exchange Membrane
SIN	- Sistema Interligado Nacional
SIM	- Superintendência de Infraestrutura e Movimentação

Lista de Símbolos

A%	-	Percentual de alongamento
CO ₂	-	Dióxido de Carbono
CO	-	Monóxido de Carbono
EJ	-	Exajoules
E (GPa)	-	Módulo de Young em gigapascal
IW	-	Índice de Wobbe
g	-	grama
GWh	-	Gigawatt-hora
K	-	Coefficiente de encruamento
K	-	Kelvin
K(Mpa)	-	Condutividade térmica em megapascal
kPa	-	Quilopascal
Ksi	-	Quilo-libra por polegada quadrada
MW	-	Megawatt
MWh	-	Megawatt-hora
n	-	Expoente de endurecimento de tensão
Nm ³	-	Volume em metros cúbicos, nas condições normais (0 °C e 101,325 kPa)
NO _x	-	Óxido de Nitrogênio
PE	-	Polietileno
TWh	-	Terawatt-hora
σY(MPa)	-	Tensão de escoamento em megapascal
σU(MPa)	-	Resistência final em megapascal

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 Objetivos.....	19
1.2 Estrutura da Dissertação	19
2 REVISÃO DE LITERATURA	21
2.1 Utilização do hidrogênio na transição energética.....	21
2.2 Estado atual da utilização do hidrogênio no mundo.....	24
2.2.1 Projeto de P&D nas UHEs de Porto Primavera e Itumbiara	25
2.3 P2G e a descarbonização da rede de gás natural	27
2.3.1 Parâmetros que avaliam a qualidade do gás	29
2.3.2 Propriedades mecânicas dos dutos de distribuição e transporte	31
2.3.3 Tolerância dos queimadores industriais e residenciais quanto a composição do gás.....	36
2.3.4 Segurança	39
2.3.5 Projetos com injeção de H ₂ na rede de gás natural desenvolvidos no mundo.....	39
2.4 Comercialização e distribuição de gás natural no Brasil.....	46
2.4.1 Normas Regulamentadoras do gás natural no Brasil.....	47
2.5 Estrutura da rede de gás natural no Brasil	48
2.6 Empresas que atuam no setor de gás natural	50
2.6.1 Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG).....	51
2.6.2 Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	52
2.6.3 Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A (TSB)	54
2.6.4 GasOcidente do Mato Grosso (GOM).....	55
2.6.5 Nova Transportadora do Sudeste S/A (NTS)	56
2.7 Projeto de Gasodutos	58
2.7.1 Gasoduto São Carlos-SP – Brasília-DF.....	58
2.8 Redes de gasodutos de distribuição	60
3 METODOLOGIA.....	62
3.1 Caracterização dos gasodutos nacionais.....	64
3.2 Avaliação da variação dos parâmetros Poder Calorífico Superior, Índice de Wobbe e Percentual Molar mínimo de metano	64
3.3 Demanda nacional de GN por gasoduto	65
3.4 Estudo de caso: disponibilidade de H ₂ em cada UHE para suprir a demanda nacional e local de gás natural.....	66

3.5 Comparação dos preços GN e E.E.....	67
3.6 Resultados e discussão	68
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	69
4.1 Análise da variação dos parâmetros Poder Calorífico Superior, Índice de Wobbe e Percentual Molar mínimo de Metano	69
4.1.1 Poder Calorífico Superior (PCS)	69
4.1.2 Índice de Wobbe (IW)	70
4.1.3 Percentual Molar mínimo de metano.....	71
4.2 Potencial técnico nacional de H ₂ por gasoduto.....	73
4.2.1 Demanda máxima nacional de H ₂ por gasoduto.....	74
4.3 Estudo de caso: disponibilidade de H ₂ em cada UHE	75
4.4 Estudos de caso: dimensionamento do volume de H ₂ requerido para suprir o potencial local de H ₂	76
4.4.1 UHE Porto Primavera e UHE Itumbiara	76
4.5 Comparação dos preços GN e E.E.....	78
5 CONCLUSÃO.....	81
5.1 Sugestão de trabalhos futuros	83
REFERÊNCIAS	84
IEA, International Energy Agency. Full lifecycle emissions intensity of global coal and gas supply for heat generation, 2018.	88
APÊNDICE	93
APÊNDICE A - PLANILHA DOS CÁLCULOS DOS PARÂMETROS.....	94

1 INTRODUÇÃO

Na última década, o aumento da demanda de energia e a busca por alternativas que promovam a garantia e a segurança no suprimento se tornaram essenciais por instituições governamentais em todo o mundo. A expansão da participação de fontes renováveis de energia como a solar e eólica, com a utilização adequada de suas capacidades de geração de energia, tornou-se imprescindível para se atingir um futuro energético sustentável (KOUCHACHVILI; ENTCHEV, 2018).

Uma das alternativas que despontam no cenário de migração para um sistema de energia renovável é o armazenamento de energia em larga escala, de forma a compensar os desequilíbrios sazonais e de curto prazo, visto que as fontes de energia eólica e solar têm como característica a intermitência, tornando-se necessário um sistema de armazenamento de energia (SCHIEBAHN et. al. 2015).

Outra forma adotada para promover a estabilidade e diminuir os riscos decorrentes da intermitência dessas fontes é o uso e ampliação das fontes térmicas não-renováveis, através de usinas termelétricas (UTE) abastecidas principalmente por gás natural, de forma a suprir a demanda imediata de energia elétrica. Em 2019, essa opção correspondeu a 6,9 % do consumo final por fonte no Brasil, em um processo de carbonização da matriz elétrica do país (EPE, 2020a).

As UTEs apresentaram crescimento na participação da geração elétrica desde o ano de 2000, atingindo no ano de 2012 o patamar de segunda fonte na matriz energética. Em 2019, a geração termelétrica apresentou crescimento de 3 % em relação ao ano de 2018, com participação de 26,5 % no total da geração de energia elétrica. Em relação a participação das fontes na geração termelétrica, o gás natural possui uma participação de 36,5 % (60.488 GWh) (EPE, 2020b).

Diante dessa discussão e no contexto do armazenamento de energia elétrica, os processos denominados *Power-to-Gas* (P2G) promovem a conversão do excedente de eletricidade para outros transportadores de energia e produtos químicos úteis, dentre eles o hidrogênio (H₂). A utilização do hidrogênio tem sido ampliada com o aumento do número de políticas públicas e projetos de P&D em todo o mundo. Esse esforço é necessário para que o suprimento de hidrogênio nos sistemas energéticos nas próximas décadas seja garantido (ARYAL; PEDERSEN, 2017).

A distribuição do gás hidrogênio, da unidade geradora até o consumidor final, é tecnicamente viável através de gasodutos próprios para esse gás, que operam em vários locais,

incluindo os EUA, Alemanha, Holanda, França e Bélgica. No entanto, a extensão de tais sistemas de dutos é limitada em relação à demanda futura do gás, não fornecendo uma base extensa para o aumento rápido da implantação do hidrogênio. Em certas partes do mundo, existe uma infraestrutura significativa para a transmissão e distribuição de gás natural. Essa infraestrutura pode ser aproveitada para facilitar a entrega de H₂, além de atuar como uma grande fonte de capacidade de armazenamento de baixo custo (PANFILOV, 2016).

Em relação ao uso final do hidrogênio, a utilização da tecnologia do P2G, com condições de mistura pré-estabelecidas e injeção na rede de gás natural, não apresentam desafios técnicos significativos; no entanto, a infraestrutura deve ser avaliada. Um volume de no máximo 20 % pode ser injetado, sem a necessidade grandes investimentos e mudança na infraestrutura existente (JUDD; PINCHBECK, 2016).

Diversos projetos vêm sendo implementados nos últimos anos utilizando a tecnologia de *Power-to-Gas*. Essa tecnologia foi pioneira no Japão, com a produção de hidrogênio a partir da eletrólise da água do mar. Posteriormente, projetos foram desenvolvidos na Dinamarca e na Holanda. Outros países europeus, liderados pela Alemanha, também estão ativamente envolvidos no desenvolvimento da tecnologia P2G (KOUCHACHVILI; ENTCHEV, 2018). A China também despontou como potencial consumidor de hidrogênio eletrolítico, assim denominado quando obtido através do processo de eletrólise da água, marcando a sua utilização no âmbito da sua transição para sistemas energéticos distribuídos, promovendo um aumento da demanda e modificando as cadeias de abastecimento globais (CSIRO, 2020).

No Brasil, ações têm sido fomentadas pelo Governo Federal, em parceria com empresas do setor de energia e de base tecnológica, para estudos dos sistemas de armazenamento de eletricidade. Uma dessas ações foi a Chamada de P&D Estratégico N° 21/2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2016). No escopo desta chamada foram aprovados os projetos de armazenamento de energia elétrica desenvolvidos juntos às UHEs de Porto Primavera, entre os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul, e de Itumbiara, na divisa entre os estados de Minas Gerais e Goiás, que fazem uso de um sistema de armazenamento de energia elétrica com hidrogênio e baterias íon-lítio, alimentados através de plantas solares fotovoltaicas (RIEDEL, 2019).

Com o intuito de ampliar esses estudos sobre o armazenamento de energia elétrica na forma de hidrogênio, este trabalho analisa a rede de gás natural existente no Brasil e, a partir de suas características, avalia as possibilidades de injeção de hidrogênio na forma *Power-to-Gas*, buscando estabelecer a capacidade nacional dessa tecnologia, respeitando as normas regulamentadoras. Como estudos de caso, analisa em detalhes a situação das duas UHEs

mencionadas, a partir dos cenários de suas produções máximas de hidrogênio, avaliando as condições práticas locais para injeção desse gás na rede de gás natural.

1.1 Objetivos

O objetivo principal deste estudo foi avaliar quantitativamente o potencial do hidrogênio eletrolítico produzido através de fontes renováveis de energia e sua injeção em redes de gás natural, analisando como estudos de caso as capacidades das UHEs Porto Primavera e Itumbiara, em proporções de volume pré-estabelecidas.

Nos objetivos específicos desta dissertação buscou-se:

1. Realizar um levantamento da estrutura de gás natural no país e verificar a viabilidade de instalação de projetos de *Power-to-Gas*;
2. Calcular a potencial demanda de suprimento de H₂ para injeção na rede de gás natural local e do país no cenário de produção máxima das duas UHEs;
3. Avaliar as mudanças nos parâmetros decorrentes da injeção de percentuais de volume de hidrogênio em redes de gás natural, verificando se estão dentro das normas vigentes.
4. Calcular o potencial ganho da utilização do H₂ para geração de eletricidade e na injeção em tubulações de gás natural, em um cenário de disponibilidade de H₂ nas UHEs.

1.2 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos. O Capítulo 1 contém o contexto em que o estudo está sendo realizado, os objetivos da pesquisa, a justificativa e a estrutura da dissertação.

No Capítulo 2, tem-se a Revisão de Literatura, fazendo uma contextualização do uso do H₂ como vetor energético em projetos *Power-to-Gas*, mostrando o estado da arte dessa tecnologia no mundo. Também são abordados aspectos regulatórios e descrição dos projetos de P&D ANEEL de Porto Primavera e Itumbiara.

O Capítulo 3 descreve a metodologia utilizada na pesquisa e a modelagem para processamento das informações.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados e discussão do estudo, com a estimativa do potencial brasileiro para a tecnologia *Power-to-Gas*, além da análise dos dois estudos de caso mencionados.

Por fim, no Capítulo 5 tem-se as conclusões obtidas na pesquisa, apresentando os possíveis desdobramentos para trabalhos futuros.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 Utilização do hidrogênio na transição energética

O Acordo de Paris, aprovado em 2010, estabeleceu metas para conter o aumento da temperatura média global a um valor abaixo de 2 °C acima dos níveis pré-industriais. O relatório da Agência Internacional de Energia (IEA) descreve que, até 2050, uma redução de 85 % das emissões anuais de gases do efeito estufa (GEE) são necessárias para atender ao limite do Acordo de Paris (IEA, 2015).

Este objetivo pode ser alcançado, entre outras medidas, com o aumento de tecnologias energéticas de baixo carbono, como a eólica e a solar. No entanto, as principais questões relacionadas à geração de energia por fontes renováveis são a flexibilidade e integração do sistema. A geração de energia por essas fontes é afetada pela intermitência e flutuação da disponibilidade, que levam à variabilidade no suprimento entre a oferta e a demanda de energia (COCHRAN et al., 2014).

Neste contexto, o conceito de *Power-to-Gas* é uma opção promissora para o armazenamento de energias renováveis, com um objetivo final de transição para um futuro de baixo carbono (SIMONIS; NEWBOROUGH, 2017).

Segundo Simonis; Newborough (2017), o hidrogênio pode ser utilizado para o armazenamento de energia em períodos de alta produção e baixa demanda da rede, além da possibilidade da sua utilização como insumo em outros processos, como combustível veicular, em indústrias químicas ou ainda ser misturado ao gás natural, utilizando a infraestrutura da rede gás existente, foco deste estudo.

O hidrogênio pode, portanto, desempenhar um papel fundamental como um vetor energético, proporcionando três resultados positivos relacionados principalmente à eficiência energética (IRENA, 2018):

- a) a descarbonização de setores produtivos;
- b) a integração de grandes quantidades variáveis de energia renovável;
- c) a desagregação entre as fontes geradoras e consumo de fontes renováveis de energia, através da produção de hidrogênio transportável.

Na Figura 2.1 é possível visualizar um sistema simplificado de P2G (SIEMENS, 2019).

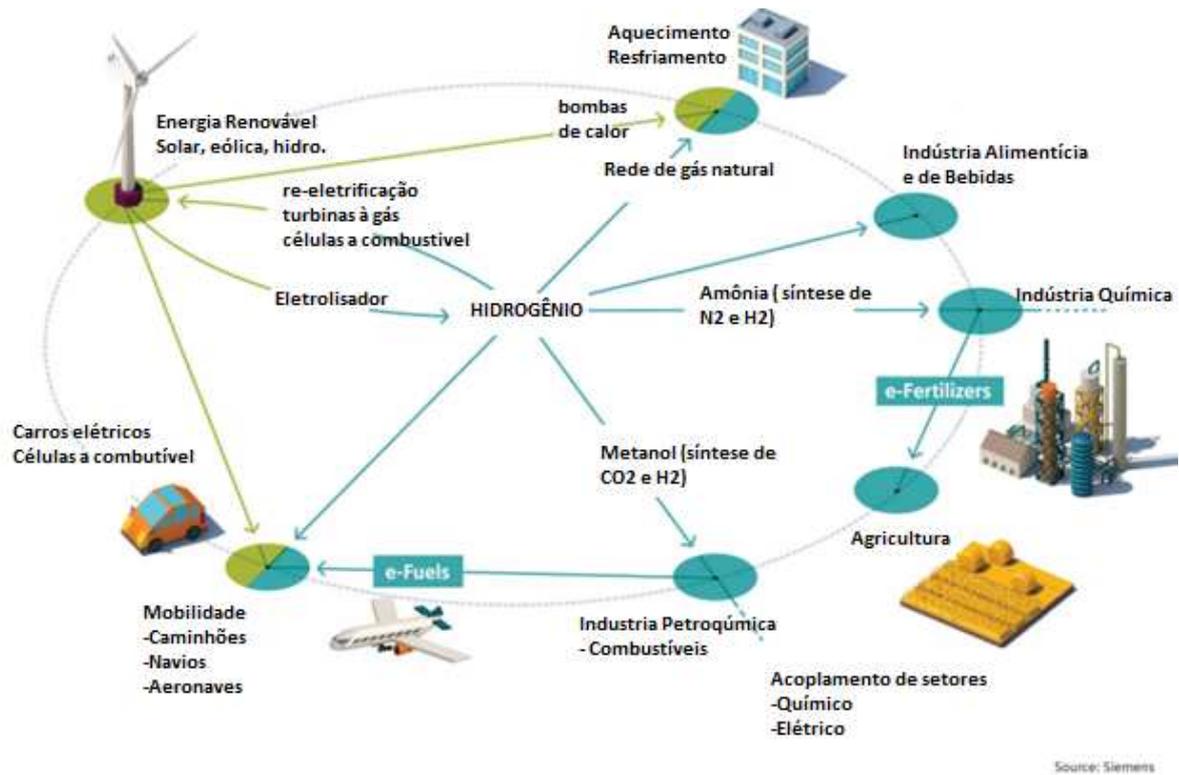


Figura 2.1: Sistema simplificado de P2G
Fonte: Siemens (2019)

Com relação à fonte geradora, hoje, aproximadamente 95 % do hidrogênio produzido mundialmente é derivado do metano de combustíveis fósseis, sem captura de carbono, principalmente por meio da reforma a vapor desse gás, seguido por carvão e petróleo. O hidrogênio é utilizado principalmente no setor industrial para a produção de amônia e refino de petróleo (AARNES; EIJGELAAR; HEKTOR, 2018). A Figura 2.2 mostra as principais formas de produção e utilização de hidrogênio no mundo em 2019.

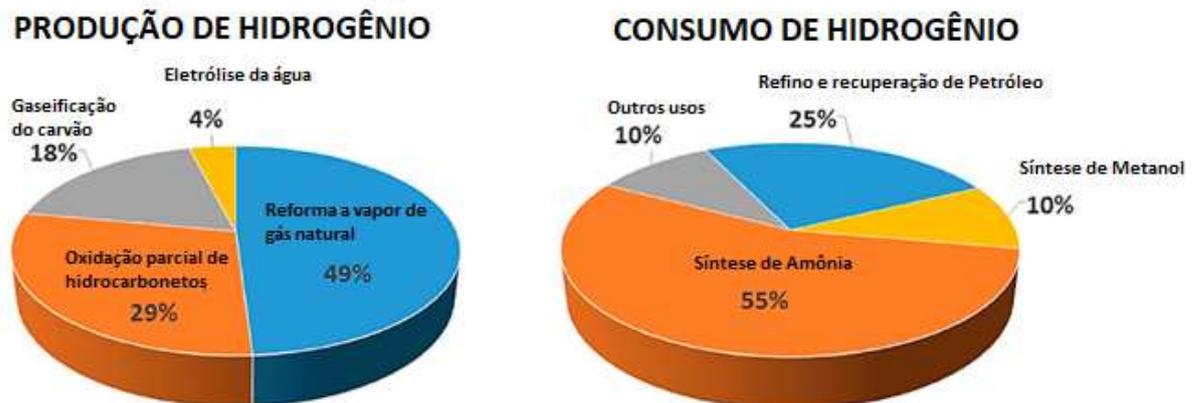


Figura 2.2: Produção e consumo global de hidrogênio
Fonte: SDANGHI et al. (2020)

Segundo o *Committee on Climate Change* (2018), o hidrogênio produzido a partir de combustíveis fósseis é econômico, mas não é ambientalmente sustentável, pois o fator de emissão varia de 285 g CO₂.kWh⁻¹ ⁽¹⁾, se derivado de reforma a vapor de metano, a 675 g CO₂.kWh⁻¹, da gaseificação do carvão. Além disso, as emissões de CO₂ podem ser maiores em comparação com a combustão direta de combustíveis fósseis, devido às perdas do processo.

Assim, a maneira mais limpa de produzir hidrogênio, denominado de hidrogênio verde, é por meio da eletrólise da água associadas a fontes renováveis de energia. O *Hydrogen Council* (2017) estimou que, em 2030, um excedente de energia elétrica renovável que varia entre 250 a 300 TWh poderia ser convertido em hidrogênio, com a possibilidade de reconversão podendo gerar em torno de 200 TWh de eletricidade.

Com relação ao processo de eletrólise da água, segundo Silva (2014) este processo consiste em dividir as moléculas de água em hidrogênio e oxigênio por meio da aplicação de um potencial elétrico. Os principais componentes de um eletrolisador, equipamento industrial onde ocorre o processo de eletrólise, são dois eletrodos imersos em um eletrólito líquido ou sólido e um separador (SCHIEBAHN et al., 2015). Os eletrodos são feitos de materiais condutores, sobre os quais se depositam elementos químicos que catalisam a reação de divisão da água. Elétrons fornecidos pelo gerador de energia externo são injetados no cátodo polarizado negativamente, no qual ocorre a reação de redução e o hidrogênio é gerado. A reação de oxidação ocorre no ânodo, em que o oxigênio é produzido. Os elétrons são injetados no circuito externo, sendo o ânodo polarizado positivamente (URSÚA; GANDÍA; SANCHIS, 2011).

Atualmente existem três principais tecnologias de eletrolisadores (HOLLADAY, 2009):

- (i) o eletrolisador alcalino, caracterizado por um eletrólito alcalino aquoso com hidróxido de sódio ou potássio;
- (ii) o eletrolisador de membrana de troca de prótons, denotado por uma membrana polimérica condutora de íons e;
- (iii) o eletrolisador de óxido sólido, que opera em alta temperatura (600 – 900 °C).

Na Figura 2.3 pode-se verificar o processo esquemático das três tecnologias de eletrólise da água (SAPOUNTZI et al., 2017).

¹ Esse parâmetro, g CO₂.kWh⁻¹, analisa as emissões de gases de efeito estufa a partir do ciclo de vida através do cálculo do potencial de aquecimento global das fontes de energia, relacionados a geração de eletricidade. A escala usa a unidade potencial de aquecimento global, o dióxido de carbono equivalente (CO₂eq) e a unidade de energia elétrica, o quilowatt-hora (kWh), com o objetivo de englobar toda a vida útil da fonte (IEA, 2018).

Os projetos com a tecnologia do hidrogênio apresentam uso final diversificado. Como exemplo, o armazenamento de H₂ pode fornecer estabilidade e incorporar maior eficiência aos sistemas de potência através das fontes renováveis de energia quando injetado na rede de gás. Dentre estes projetos, 19 % injetam hidrogênio diretamente na rede e 8 % injetam metano, produzido a partir do H₂. Outros usos comuns para o hidrogênio são para aquecimento e como matéria-prima industrial, conforme visualizado na Figura 2.5 (QUARTON; SAMSATLI, 2018).

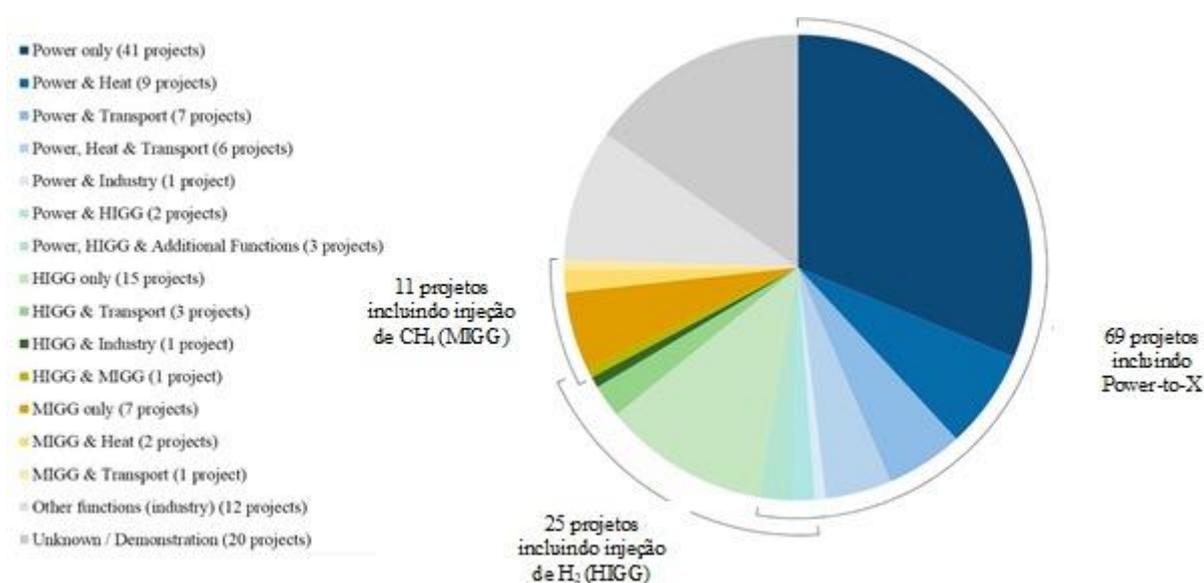


Figura 2.5: Usos finais dos projetos de hidrogênio no mundo
Fonte (QUARTON; SAMSATLI, 2018)

Em relação ao Brasil, apesar de possuir poucas iniciativas em relação aos outros países, promoveu a proposta da Chamada de P&D Estratégico ANEEL 21/2016, “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”, que teve como objetivo inserir no cenário nacional tecnologias com sistemas de armazenamento de energia elétrica de forma a promover para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura de produção nacional (ANEEL, 2016).

2.2.1 Projeto de P&D nas UHEs de Porto Primavera e Itumbiara

No escopo da Chamada Estratégia n° 21 de 2016 da ANEEL foram aprovados os projetos de P&D desenvolvidos nas UHEs Porto Primavera, pela Companhia Energética de São Paulo (CESP) e Itumbiara/GO, por Furnas Centrais Elétricas (ANEEL, 2016), Figura 2.6. O projeto de Porto Primavera, localizado no município de Rosana/SP, consiste na pesquisa de

aplicação de tecnologias de armazenamento de energia e respectivos desempenho de recuperação sob a forma de eletricidade, em estágio comercial, no contexto de maior participação de fontes renováveis intermitentes, conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (FURTADO JR, 2019a).

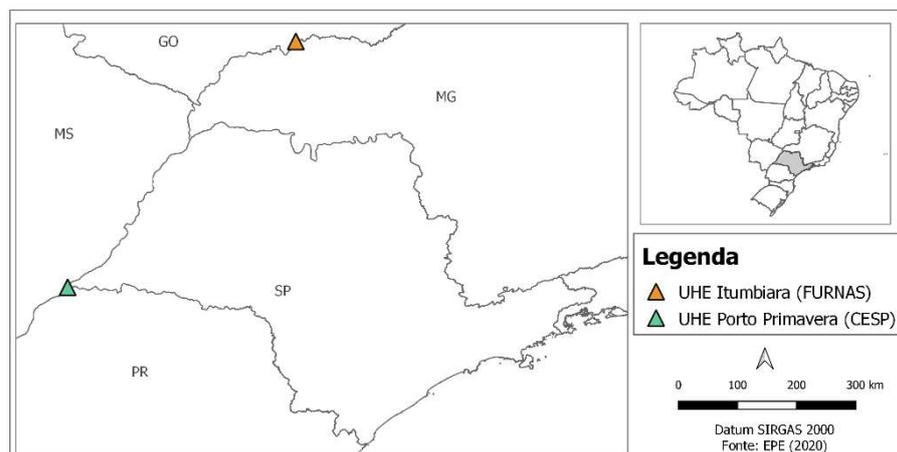


Figura 2.6: Localização das UHE de Porto Primavera e UHE Itumbiara
Fonte: RIEDEL (2019)

Esse projeto, intitulado "Análise da Eficiência do Armazenamento Complementar de Energia junto a Usinas Hidrelétricas, utilizando Tecnologias Eletroquímicas e de Armazenamento de Hidrogênio", está sendo desenvolvido pela Companhia Energética de São Paulo (CESP). O sistema de armazenamento de energia elétrica instalado na UHE Porto Primavera é constituído de um eletrolisador com capacidade de produção de $20 \text{ Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ de hidrogênio, um reservatório pressurizado com capacidade de armazenamento de até 600 Nm^3 (2.124 kWh), a uma pressão de até 25 bar e uma célula a combustível que entrega até 100 kW de potência elétrica para a rede. Compõe também o sistema um banco de baterias de íon-lítio com uma potência de até 250 kW e capacidade de até 1.800 MJ (500 kWh) de armazenamento. Os dois sistemas armazenam e despacham a eletricidade proveniente de uma planta solar fotovoltaica de 401 kWp (RIEDEL, 2019).

Em relação à produção estimada de um projeto de grande porte equivalente, utilizando o cenário de produção ótima e constante, desenvolvido no estudo de Furtado Jr. (2019b), para a produção de H_2 a partir da eficiência máxima do eletrolisador disponível no projeto, tem-se um valor calculado de 1,9 milhão Nm^3 de hidrogênio por dia de H_2 .

O projeto da UHE Itumbiara, verifica a aplicabilidade, em seus aspectos técnicos, econômicos e comerciais, da potencial sinergia entre as fontes solar e hidrelétrica, em larga

escala, com apoio de sistemas de armazenamento de energia para compensar intermitências e sazonalidades da fonte solar, com armazenamento energético, formado por baterias de íon-lítio e por hidrogênio eletrolítico (FURTADO JR, 2019a).

O projeto de armazenamento de energia elétrica junto à UHE de Itumbiara/GO utiliza um banco de baterias com capacidade de armazenamento de até 2.160 MJ (600 kWh) e um sistema de hidrogênio composto por um eletrolisador que consome até 300 kW de potência elétrica, capaz de produzir até 50 Nm³ de hidrogênio por hora; um tanque de 900 Nm³ de capacidade e pressão máxima de operação de 30 bar, além de um conjunto de células a combustível capaz de prover até 300 kW de energia elétrica, consumindo nesse caso 215 Nm³ por hora. Ambos os sistemas de armazenamento de energia elétrica utilizarão energia fornecida por uma planta fotovoltaica de 800 kWp de potência instalada em solo e 200 kWp flutuante, instalado no lago da usina, totalizando 1.000 kWp (FURTADO JR. et. al., 2019a).

De forma semelhante ao cenário utilizado na UHE de Porto Primavera, foi estimada a produção de H₂ na UHE Itumbiara de uma instalação de grande porte, analisada no estudo realizado por Furtado Jr. (2019c), obtendo-se um potencial de produção de 9,6 milhões de Nm³ H₂ dia, considerando a produção ótima e constante.

2.3 P2G e a descarbonização da rede de gás natural

O hidrogênio pode facilitar a integração de energia renovável em diversos setores, permitindo o equilíbrio da rede de energia elétrica e o armazenamento sazonal, bem como a descarbonização do gás natural, por meio de tecnologias inovadoras (HYDROGEN EUROPE, 2019).

Segundo dados publicados no *Hydrogen Europe* (2019), o hidrogênio pode ser injetado na infraestrutura de gás existente, desde que o gás resultante esteja em conformidade com os parâmetros que regulamentam a qualidade do fornecimento. Outro emprego do hidrogênio é sua combinação com CO₂ para formar metano sintético, por meio de processos denominados de metanação. Enquanto o metano sintético, bem como as misturas de baixa concentração de H₂ podem ser transportados, armazenados e distribuídos da mesma forma que o gás natural, ou seja, sem alterações no sistema, a injeção de altas concentrações de hidrogênio requer adaptações na infraestrutura dos dutos de transporte e nas instalações e equipamentos para o usuário final, uma vez que o hidrogênio e o gás natural possuem propriedades químicas e físicas diferentes, conforme Quadro 2.1.

Propriedades	Hidrogênio	Gás natural (CH₄)
Densidade (0 °C, 1 bar; kg. m ⁻³)	0,069	0,65
Massa molecular (g.mol ⁻¹)	2,016	16,043 (CH ₄)
Poder Calorífico Superior (PCS) (MJ.Nm ⁻³)	12,11	40,5 (CH ₄)
Velocidade da chama (m.s ⁻¹)	2,65 - 3,25	0,45 (CH ₄)
Temperatura de autoignição (K)	858	813
Energia mínima de ignição (EMI) MJ	0,02	0,28 (CH ₄)

Quadro 2.1: Propriedades físicas e químicas do hidrogênio e gás natural
Fonte: IEA (2019)

As redes de gás existentes já são adequadas para a injeção e transporte de misturas de biometano e outros gases renováveis de baixo teor de carbono. A rede de gasodutos de gás natural é amplamente difundida nos setores industriais e em grandes centros. A sua conversão, permitindo o transporte de volumes de hidrogênio, possibilitará o fornecimento de gás renovável e de baixo carbono em todos os setores (FCH JU, 2019).

Na Europa, por exemplo, a rede de gás desempenhará um papel fundamental na descarbonização para o aquecimento doméstico. Atualmente, o gás natural tem participação de 40% no aquecimento de edificações. Neste sentido, espera-se que o gás natural seja gradualmente substituído por hidrogênio renovável, evitando potenciais emissões associadas a vazamentos de CO em edificações antigas, nas quais não são realizadas manutenções preventivas. Nesse caso, inspeções periódicas são necessárias para evitar vazamentos e verificação de segurança para os consumidores (FCH JU, 2019).

A quantidade de H₂ injetado na rede de gás natural estão sujeitas principalmente às restrições impostas pelas normas nacionais de cada país e por questões de segurança. As especificações de qualidade do gás são estabelecidas para proporcionar o funcionamento seguro dos equipamentos no uso final, como a prevenção da emissão de monóxido de carbono, a continuidade da chama piloto, a confiabilidade das chamas do queimador, e a minimização de emissões e particulados. Além disso, a composição do gás também afeta os processos químicos, a eficiência da combustão, as emissões de NO_x e o transporte do gás nos dutos (GL NOBLE DENTON, 2012).

Assim, a transição para o transporte de hidrogênio na rede de gás requer a compatibilidade com alta pressão, adequação da rede de distribuição e aparelhos adaptados para o usuário final (GONDAL; SAHIR, 2011). Estes e outros parâmetros serão discutidos nos próximos tópicos.

2.3.1 Parâmetros que avaliam a qualidade do gás

Alguns parâmetros, como o poder calorífico superior (PCS), o Índice de Wobbe (IW) e velocidade laminar da chama, são indicadores cruciais da intercambiabilidade de diferentes gases combustíveis. O IW é encontrado dividindo-se o valor do PCS do gás pela raiz quadrada de sua densidade relativa em relação ao ar. Quanto maior o número Wobbe de um gás, maior o fluxo energético que fluirá através de um orifício de um determinado tamanho, em um determinado período de tempo. Portanto, é uma medida de intercambiabilidade de gases, bem como sua aplicabilidade para uso final, seja doméstica ou industrial (GONDAL, 2018).

Valores de IW fora dos padrões estabelecidos em normas representam um risco ao consumidor final, pois esses aparelhos foram projetados e testados para operar dentro da faixa estabelecida pelas normas de segurança. Valores inferiores de IW proporcionam impactos técnicos significativos, provocando deficiências no funcionamento dos equipamentos para o usuário final (NHS, 2019).

O aumento do volume proporcional de hidrogênio na mistura do gás natural altera o Índice de Wobbe de forma não linear, devido à diminuição linear no valor do PCS e à diminuição não linear na raiz quadrada da densidade relativa, conforme Figura 2.7 (ROZZI, et al., 2020).

O valor mínimo do índice de Wobbe é alcançado em uma concentração de hidrogênio de aproximadamente 80 % no gás natural. No entanto, quando a concentração injetada de hidrogênio é de 20 %, o valor do PCS é significativamente reduzido, atingindo índices inferiores aos limites mínimos estabelecidos nas normas brasileiras vigentes.

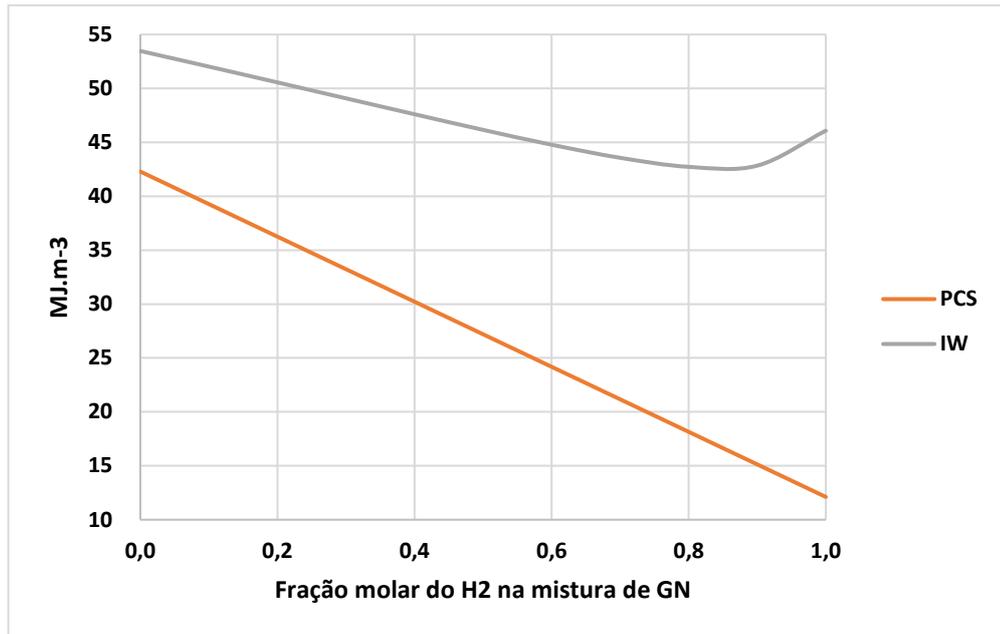


Figura 2.7: Comportamento do Índice de Wobbe e do Poder Calorífico Superior
 Fonte: Adaptado de Rozzi et al. (2020)

Em relação a outros parâmetros, a adição de hidrogênio causa aumento na velocidade e reatividade laminar da chama. A velocidade da chama do hidrogênio é superior à do metano e do gás natural típico injetado na rede de gás. Quando a velocidade de queima na frente da chama primária excede a velocidade da mistura não queimada, a chama torna-se instável (KURDYUMOV; FERNÁNDEZ; LIÑÁN, 2000).

Segundo Altfeld; Pinchbeck (2013), a instabilidade da chama também pode levar à elevação da chama, explosão da chama, escape de mistura explosiva e excesso de emissões de CO. Normalmente, a velocidade laminar da chama aumenta em aproximadamente 5 % com uma concentração de hidrogênio de 10 % no gás natural.

Além disso, a velocidade laminar da chama dos queimadores atmosféricos também é afetada pela razão de excesso de ar primário. A proporção de ar em excesso é definida como a quantidade do ar real fornecido ao queimador para o ar estequiométrico necessário para a combustão teórica completa (YOUCAI, 2017).

Portanto, a proporção de excesso de ar aumenta com a adição de hidrogênio, uma vez que a quantidade de ar de admissão para a combustão no queimador de gás atmosférico depende apenas da pressão do combustível, que não é afetada pela composição do combustível. Considera-se que a exigência estequiométrica de hidrogênio e ar atmosférico é quatro vezes menor do que a do gás natural (NITSCHKE-KOWSKY, 2012).

Com relação às emissões de CO₂, a adição de hidrogênio originado de fontes renováveis ao gás natural reduz estas emissões, pois há uma menor quantidade de carbono na mistura para oxidar. Porém, como o PCS do hidrogênio é inferior ao do gás natural, a diminuição da emissão de CO₂ não é linear, devido à maior quantidade de combustível necessária para gerar o mesmo calor de combustão (DE VRIES; MOKHOV; LEVINSKY, 2017). Além disso, a adição de hidrogênio reduz o número de hidrocarbonetos não queimados e CO, devido ao deslocamento de combustível contendo carbono e altos limites de inflamabilidade e rápida propagação da chama, que favorecem a combustão completa (KHATIR; ABDELKRIM, 2013).

2.3.2 Propriedades mecânicas dos dutos de distribuição e transporte

Os gasodutos de transporte têm a função de movimentar o gás processado proveniente de instalações de processamento, de estocagem ou de gasodutos de transporte até outros gasodutos de transporte, instalações de estocagem ou pontos de entrega a concessionárias de distribuição. Em relação aos gasodutos de distribuição, sua função é de conectar os *city gates* ligados à malha de transporte ao consumidor final do gás natural ou outras fontes de fornecimento de gás direto ao consumidor final (FGV CERI, 2019).

A rede de gás natural não pode ser usada para transporte de hidrogênio puro sem modificação dos componentes da rede, uma vez que as propriedades físicas e químicas do hidrogênio e do gás natural são diferentes, conforme apresentado anteriormente (IEA, 2015).

Um estudo publicado pela *Council of Australian Governments* (COAG, 2019), apresentou os principais materiais constituintes dos dutos de distribuição utilizados na Austrália, com seus respectivos percentuais, conforme Quadro 2.2.

Materiais	Composição em Percentual
Nylon	23,66%
Polietileno	41,42%
PVC	10,92%
Ferro Fundido	2,28%
Aço desprotegido	0,85%
Aço protegido	15,70%

Quadro 2.2: Materiais constituintes da rede de distribuição gás natural
Fonte: COAG ENERGY CONCIL (2019)

A Europa, por sua vez, conta com aproximadamente 140.000 km de gasodutos de transporte com diferentes tipos de tubos (Figura 2.8), segundo o *10th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group* (EGIG, 2018).

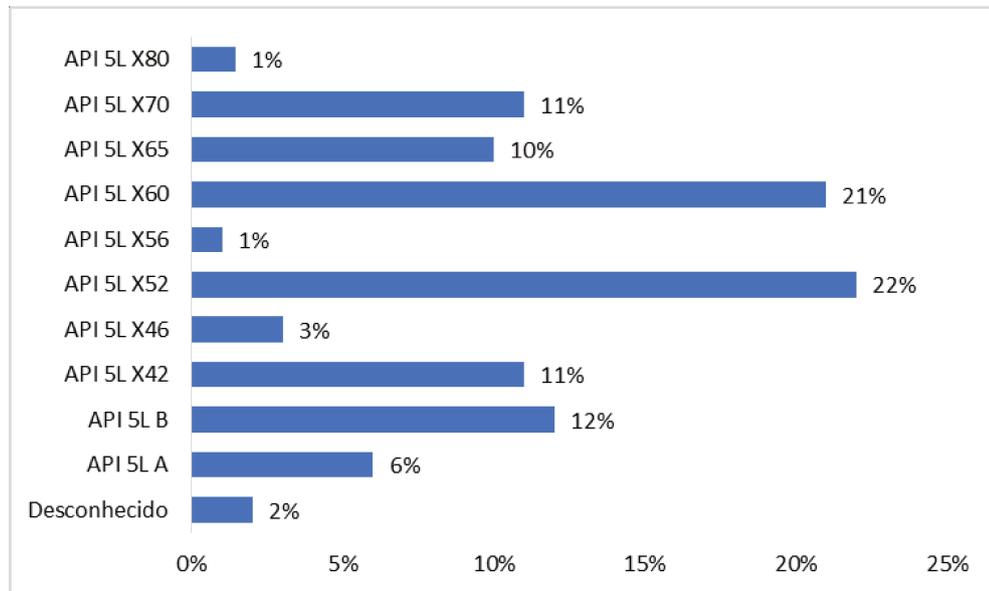


Figura 2.8: Representatividade percentual de diferentes tipos de aço na rede de gás natural da Europa
Fonte: EGIG (2018)

Os tubos API 5L são fabricados em aço carbono com ou sem costura e desenvolvidos para condução de gás, água ou óleo em indústrias de óleo e gás natural. A especificação API 5L classifica os tubos pelo limite de escoamento, precedido das letras A, B e X, sendo que quando precedido pela letra X, em maiúsculo, o aço utilizado é de alta resistência. O grau do aço, segundo a norma API 5L (2000), reflete a tensão mínima de escoamento do material na unidade ksi, ou seja, o grau X70 tem esta tensão com o valor de 70 ksi. Com o desenvolvimento de novos estudos e tecnologias, os aços passaram do grau X42 na década de 1950 até o X120 utilizado nos dias atuais (API 5L, 2000).

O sistema de distribuição de gás natural nos Estados Unidos inclui 1.9 milhões km de redes de distribuição e 64 milhões km em redes municipais e dutos de serviço. Os tubos metálicos nos sistemas de distribuição são feitos principalmente de aço API 5L A, B, X42 e X46. Eles não são o tipo de aço suscetível a trincas e fragilização induzidas por hidrogênio. Apesar disso, com o aumento do nível de estresse gerado no sistema de distribuição de gás natural, as falhas induzidas por hidrogênio não são as principais preocupações de integridade para os tubos de aço no sistema de distribuição (MELAINA; ANTONIA; PENEV, 2013).

Para os outros tubos metálicos, incluindo ferro dúctil, ferro fundido e forjado e tubos de cobre, não há preocupação com danos ao hidrogênio em condições gerais de operação em sistemas de distribuição de gás natural. Não há grande preocupação com o efeito do envelhecimento do hidrogênio em materiais de tubos de polietileno ou PVC (MELAINA; ANTONIA; PENEV, 2013).

No Brasil, a rede de transporte de gás natural é constituída predominantemente por gasodutos cujo material é o aço carbono de especificação API 5L X70, segundo relatórios de disponibilizados pelas transportadoras (TBG, 2017; TSB, 2020; GASOCIDENTE, 2018).

No Quadro 2.3 é possível observar a constituição química dos tubos X70 e X80 (API 5L 2000).

	C	Mn	Si	Cr	Ni	Mo	S	Cu	Ti	Nb	Al
X70	0,125	1,68	0,27	0,051	0,04	0,021	0,005	0,045	0,003	0,033	0,038
X80	0,075	1,86	0,35	0,161	0,014	0,189	0,003	0,22	0,015	0,05	0,029

Quadro 2.3: Composição química dos aços X70 e X80 (% em massa)
Fonte: API 5L (2000)

Já no Quadro 2.4 tem-se as propriedades mecânicas dos tubos X70, X80.

	Módulo de Young - E (GPa)	Tensão de escoamento - σ_Y (MPa)	Resistência final - σ_U (MPa)	Percentual de alongamento - A%	Expoente de endurecimento de tensão - n	Condutividade térmica - K (MPa)
X70	215	590	712	18,3	0,047	757,8
X80	210	621	693	-	-	-

Quadro 2.4: Propriedades mecânicas dos aços X70 e X80
Fonte: API 5L (2000)

Em relação aos problemas decorrentes da injeção de hidrogênio nas redes de gasodutos que são construídas por esses materiais, a maior preocupação recai sobre o aumento da ocorrência de processos que promovem alterações estruturais nos gasodutos, como a iniciação de fissuras, que são responsáveis por cerca de mais de 90% das falhas de serviço. A presença de descontinuidades geométricas enfraquece a resistência à fratura do tubo de aço. Isto reduz a seção do tubo, tornando-o mais sensível à pressão e esforços de serviço provocados por movimentos do solo (CAPELLE, 2008).

A explicação em se adicionar percentuais de H₂ na infraestrutura de gás natural existente é que este proporcionará uma redução significativa dos custos de capital envolvidos no desenvolvimento de novas infraestruturas de transmissão e distribuição em um cenário de

transição, onde gradativamente as redes de gasodutos serão convertidas e passarão a transportar H₂ em volumes estabelecidos. Atualmente, utilizando a infraestrutura de gás existente, a mistura de hidrogênio na rede de gás natural faz parte de um sistema integrado de energia, facilitando a integração de fontes de energia renovável em um processo de transição. (IEA, 2019a).

No Quadro 2.5 são apontados os percentuais de H₂ injetadas na tubulação de gás natural utilizados em alguns estudos, de acordo com uma revisão da literatura.

Tipo de Aço de Gasoduto	Teor de H₂ na mistura de GN	Fonte
X70	1 %	Tuan et. al (2019)
X80	0 %, 5 %, 10 %, 20 %, 50 %	Meng et. al (2017)
PE (Polietileno)	10%	NHS (2019)

Quadro 2.5: Percentagens de H₂ injetada em gasodutos de GN utilizadas em estudos da literatura

Tuan et. al (2019) realizou uma análise dos efeitos sobre as propriedades mecânicas, através de testes de tração e tenacidade, da mistura de hidrogênio e gás natural com 100 bar em tubulação de aço API X70, na proporção de 1% de H₂ e verificou que houve redução na ductibilidade e alterações na tenacidade; porém, a exposição a longo prazo desse teor de hidrogênio na mistura não tem efeito sobre as propriedades mecânicas da tubulação X70.

A literatura especializada nesse assunto mostra que existem efeitos deletérios nas estruturas de muitos aços e ligas, que são propensos à fragilização por hidrogênio. Entretanto, não há relatos desses efeitos ao injetar hidrogênio puro em gasodutos de polietileno (PE). O termo "fragilização" sugere uma espécie de transição dúctil para frágil, causado pelo campo mecânico interagindo com o hidrogênio (MENG et. al 2017). A fragilização do hidrogênio se inicia com a absorção de hidrogênio na liga, que pode ser provocada pelo hidrogênio atômico produzido por processos eletroquímicos. Alguns dos metais e ligas suscetíveis à fragilização inclui aços de alta e baixa liga de resistência, materiais à base de níquel, carbono e tubulações de aço X52, X70 e aço X80 (CAPELLE, 2008).

De qualquer forma, em princípio, a rede atual de gás natural pode transportar uma mistura de gás natural e hidrogênio, dependendo de certas condições. A concentração máxima admissível depende do material da tubulação, pressão operacional e legislação nacional. O limite superior estabelecido de acordo com a resistência do duto está na faixa de 20 % a 30 % (IEA, 2015). No entanto, o teor máximo de hidrogênio por volume aceito no sistema de

transmissão de gás natural varia nos Estados Unidos entre 5 % e 20 % e na Europa entre 0,1 % e 12 % (OGDEN, 2018).

O *Gas Technology Institute* (GTI, 2010) realizou uma revisão da literatura para NREL e avaliou alguns aspectos da mistura de hidrogênio no sistema de gasoduto de gás natural existente nos EUA. Em comparação com a situação atual do gás natural, os riscos nos sistemas de distribuição de gás natural aumentam com a adição de hidrogênio ao sistema. Se menos de 20% de hidrogênio for introduzido no sistema de distribuição, o risco geral não é significativo tanto para as redes de distribuição local quanto para as linhas de serviço, mas as linhas de serviço são mais afetadas do que as outras redes, pois, estão localizadas em espaços confinados. Os riscos e mudanças associados nas propriedades do gás natural com a adição de hidrogênio é apresentado no Quadro 2.6 (GTI, 2010).

Propriedades/Fenômenos	Efeito da adição de hidrogênio	Principais riscos					
		Ruptura	Explosão	Fogo	Queimaduras	Intoxicação	Envenenamento
Densidade	Baixo					X	
Viscosidade	Baixo					X	
Velocidade de Dispersão	Aproximadamente o mesmo		X	X		X	
Componente Hidrogênio	Superior	X					X
Taxa de vazamento do tubo de gás doméstico	Superior		X	+		X	
Limite inferior de inflamabilidade	Mesmo Nível		X	X			
Limite de inflamabilidade superior	Superior		+				
Faixa de inflamabilidade	Amplo		X				
Faixa de Detonação	Amplo		X				
Energia Explosiva / Volume	Baixo		X	X			
Energia Explosiva / Massa	Superior		X	X			
Energia mínima para ignição	Baixo		X	X			
Temperatura de Auto Ignição	Baixo		X	+			
Ignição não controlada	Mais Fácil		X	X			
Gravidade do dano explosivo	Baixo		X				
Risco de explosão em sala confinada	Superior		+				
Risco de explosão em sala não confinada	Baixo		-				
Nota: x: existe perigo, mas inalterado pela presença de hidrogênio em até 15% +: o perigo aumenta pela presença de hidrogênio -: o perigo reduz pela presença de hidrogênio							

Quadro 2.6: Riscos e mudanças associados nas propriedades do gás natural com a adição de hidrogênio
Fonte: (GTI, 2010)

Penev et al. (2016) sugeriram que a fadiga e a fragilização por hidrogênio não acontecem para concentrações de até no máximo 10% de hidrogênio no gás natural para qualquer tipo de material; portanto, mais uma vez, nos estágios iniciais de implementação (baixas concentrações de H₂) não se antecipam riscos significativos de aumento.

De acordo com Branan (2005), o hidrogênio se difunde facilmente através do material do duto devido ao baixo raio molecular e se combina em vazios submicroscópicos do aço carbono, levando a moléculas presas e fissuras subsuperficiais. Segundo estudo desenvolvido pelo *PG&E Gas R&D and Innovation* (2018), a fragilização por hidrogênio do aço facilita a degradação das propriedades mecânicas como tenacidade à fratura, propagação de trincas e resistência à fadiga e ductilidade, promovendo o crescimento de trincas nas paredes do duto. De fato, a difusão do hidrogênio através do deslocamento e acúmulo na estrutura do metal leva a um aumento na pressão interna do metal e o início de processo de propagação de trincas.

Segundo Robertson et al., (2015), a fragilização do metal é intensificada com o aumento da concentração de hidrogênio no tubo, alta pressão e temperatura de operação, cargas cíclicas e baixa resistência do aço. Portanto, a fragilização depende da composição do material da tubulação, bem como da variação da pressão. Assim, quanto maior a variação de pressão, maior a fragilização por hidrogênio e a fadiga do material.

2.3.3 Tolerância dos queimadores industriais e residenciais quanto a composição do gás

As tecnologias de queimadores são sensíveis à composição do gás e pouco tolerantes à variação da sua composição. A composição do gás pode afetar a operação do aparelho residencial, resultando na formação de fuligem, no aumento no nível de emissões poluentes e problemas de segurança (ou seja, estabilidade da chama) (ABBOTT; BOWERS; JAMES, 2013).

Os usuários finais precisariam utilizar maiores volumes de gás para atender a uma determinada necessidade de energia. Da mesma forma, os setores industriais que dependem do carbono contido no gás natural, por exemplo, no tratamento de metais, teriam que usar maiores volumes de gás. Conforme discutido no tópico anterior, o hidrogênio queima muito mais rápido que o metano. Isso aumenta o risco de propagação de chamas. As chamas de hidrogênio são incolores e inodoras, necessitando assim do emprego de novos detectores de chamas e odorizantes (IEA,2019).

Alguns componentes existentes ao longo da cadeia de valor do gás natural têm uma alta tolerância à mistura de hidrogênio, conforme é apresentado na Figura 2.9 (IEA, 2019).

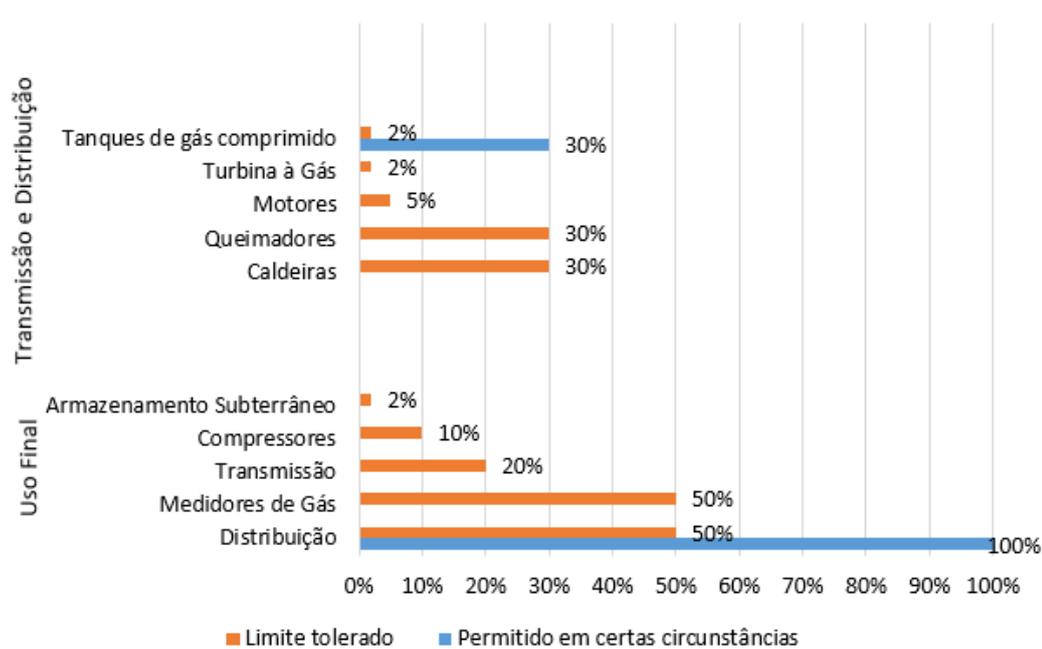


Figura 2.9: Tolerância dos componentes da rede de gás natural à mistura de hidrogênio.
Fonte: IEA (2019)

Na Europa, os aparelhos domésticos a gás são rotineiramente testados com uma mistura de 23 % de hidrogênio e 77 % de gás natural (conhecido como gás de teste G222), embora os efeitos desses níveis ao longo de muitos anos de uso ainda não sejam esclarecidos. Essas descobertas sugerem que, na Europa, para queimadores atmosféricos em aparelhos como fornos, fogões, aquecedores de água e aquecedores de ambiente, misturas de até 23 % em gás natural podem ser acomodados por queimadores existentes ou com pequenas modificações (NHS, 2019).

No entanto, as pressões de teste europeias são tipicamente 2 kPa, assim como no Brasil, segundo a NBR 13.933 (1997). Em outros países, como na Austrália por exemplo, a pressão do queimador não excede 1 kPa, portanto, uma correlação direta com o efeito nos aparelhos australianos não pode ser feita, sem uma investigação adicional (NHS, 2019).

Segundo a *International Energy Agency* (2019), é provável que a maior restrição quanto a mistura esteja no setor industrial, onde muitas aplicações industriais não foram certificadas ou avaliadas em detalhes para a mistura de hidrogênio (IEA, 2019). Os fabricantes de produtos químicos que utilizam gás natural como matéria-prima podem precisar de ajustes nos processos e contratos com fornecedores de gás natural, que estipulam uma especificação restrita do conteúdo de gás. Os sistemas de controle e as vedações das turbinas a gás existentes não são projetados para as propriedades do hidrogênio e podem tolerar menos de 2 % de hidrogênio misturado (ECS, 2015).

Um problema semelhante surge para muitos motores a gás, onde o nível máximo recomendado de hidrogênio misturado é de 5 %. Pequenas modificações nas turbinas e motores existentes podem permitir que eles operem em níveis mais altos de mistura de hidrogênio e novos equipamentos podem ser projetados especificamente para lidar com níveis mais altos, mas esses ajustes demandam tempo e custo (IEA, 2019).

Para Dolci et al., (2019), tanques, turbinas e motores a gás natural veicular (GNV) têm as menores tolerâncias ao hidrogênio. Pequenas adaptações podem aumentar a tolerância da rede e explorar sua capacidade no transporte. Muitas regiões especificam um máximo de 2% de mistura, com algumas outras especificando entre 4% e 6%.

A Alemanha especifica um máximo de 10 %, mas menos de 2 %, se os postos de abastecimento de GNV estiverem conectados à rede. Na França é permitido um máximo de 6 % de H₂ por volume na rede de distribuição de gás, enquanto na Holanda permite-se 10 %. As especificações para certos equipamentos também podem ser restritivas: por exemplo, as normas europeias estipulam que o conteúdo de hidrogênio dos fluxos de gás natural deve ser inferior a 1 % para sistemas de controle e vedações de turbinas a gás. Os padrões também devem considerar uma possível variabilidade nos níveis de mistura de hidrogênio ao longo do tempo (GUANDALINI et al., 2017).

Na Figura 2.10 pode-se visualizar os volumes permitidos de injeção de hidrogênio em outros países além dos mencionados anteriormente (DOLCI et al., 2019).

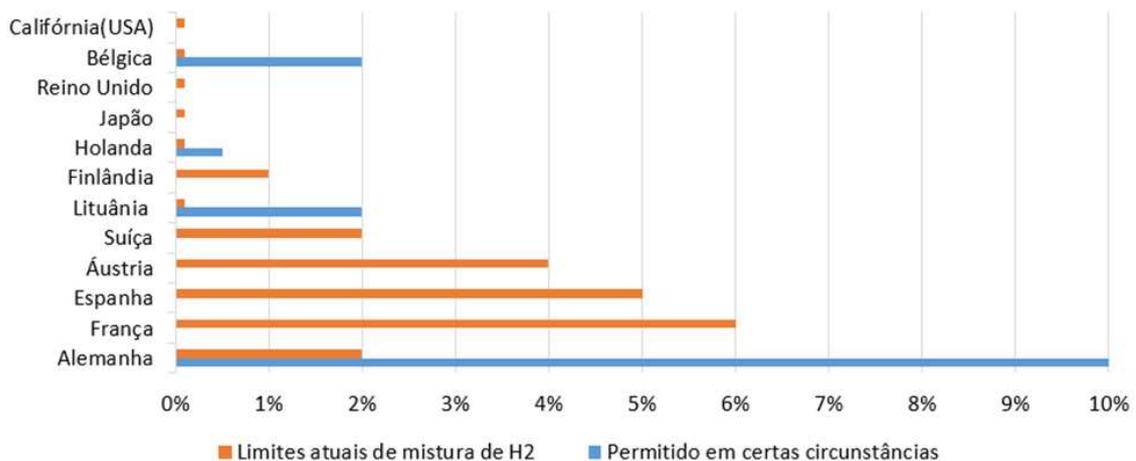


Figura 2.10: Limite de misturas de Hidrogênio em redes de gás natural
Fonte: DOLCI et al. (2019)

2.3.4 Segurança

O hidrogênio é incolor, inodoro e difícil de se detectar. Além disso, a faixa de inflamabilidade é ampla (4 % -75 % em volume) e a energia de ignição mínima é baixa (0,017 MJ), resultando em uma ignição fácil. Por outro lado, a baixa densidade de $0,089 \text{ kg.m}^{-3}$ (0°C , 1 bar) o torna flutuante no ar. Assim, em um ambiente aberto, o hidrogênio é fácil e rapidamente disperso. Porém, em espaços fechados, o acúmulo de hidrogênio próximo ao teto deve ser evitado para se impedir a ignição e deflagração do gás (SAFFERS; MOLKOV, 2014)

Além disso, a detecção de vazamentos é um desafio para o hidrogênio. Na verdade, a chama é invisível, e odorantes como *mercaptanos*, que são normalmente usados para odorização de gás natural, não são adequados para hidrogênio, bem como muitos sensores e analisadores de gás (OGDEN et al., 2018).

O sensor de gás geralmente empregado pelos operadores do sistema de transmissão de gás natural é o *Flame Ionization Detector* (FID). O FID é projetado para a detecção de hidrocarbonetos, mas não é sensível a compostos de hidrogênio. Além disso, a cromatografia gasosa com um detector de condutividade térmica e hélio como um transportador de gás são inadequados para a detecção de hidrogênio, uma vez que sua condutividade térmica é comparável e a resposta não é linear (HOLM, 1999 apud ROZZI et al., 2020).

Na última década, as tecnologias para a construção de sensores baseadas em semicondutores de óxido metálico surgiram como um método de detecção de hidrogênio leve, econômico, rápido, sensível e simples. Os materiais na categoria de semicondutores de óxido metálico (MOS) amplamente utilizados para detecção de hidrogênio são: óxido de zinco (ZnO), dióxido de titânio (TiO_2), óxido de estanho (SnO_2), óxido de tungstênio (WO_3), pentóxido de vanádio (V_2O_5) e óxido de ferro (Fe_2O_3). A forma e o tamanho do MOS desempenham um papel fundamental nas aplicações de adsorção de superfície, como detecção de gás e reações fotocatalíticas. As nanoestruturas como nanofolhas e esferas ocas oferecem uma grande área de superfície, que facilita maiores interações com as moléculas de gás difusivo (CHAUHAN; BHATTACHARYA, 2020).

2.3.5 Projetos com injeção de H_2 na rede de gás natural desenvolvidos no mundo

Muitos países do mundo como Reino Unido, Alemanha, Holanda, França, Austrália, têm investido na tecnologia do P2G com aplicações de H_2 na rede de gás natural. O interesse

nesta tecnologia é decorrente das mudanças nas políticas energéticas desses países (ZAHER et. al., 2019).

a) Holanda

Em 2008, em Ameland, quatorze casas em um bloco de apartamentos foram abastecidas com gás para aquecimento e cocção. Um eletrolisador PEM foi instalado, com capacidade de produção de até $1,05 \text{ Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ de hidrogênio e, no máximo até 20 % em volume de hidrogênio, foi injetado na rede. Nenhum efeito do hidrogênio foi detectado em qualquer uma das tubulações. Os fogões que eram utilizados nas residências passaram em todos os testes de segurança e nenhum problema foi identificado durante a operação (KIPPERS, 2011).

b) EUA - Califórnia

O *National Fuel Cell Research Center* (NFCRC) na Califórnia está realizando um pequeno projeto de pesquisa com injeção de hidrogênio na rede de gás natural. Um eletrolisador PEM de 7 kW é conectado a uma fonte solar fotovoltaica, a fim de avaliar o desempenho operacional do sistema através de uma fonte renovável intermitente. Um outro eletrolisador de 60 kW também foi instalado, que fornece hidrogênio para injeção em uma pequena rede de gás natural “*off-grid*”. Esta configuração é usada para avaliar os impactos físicos da mistura em uma rede de dutos (NATIONAL FUEL CELL RESEARCH CENTER, 2017).

Ainda na Califórnia, um outro projeto está sendo desenvolvido pela *Southern California Gas* e a *San Diego Gas & Electric*, subsidiárias da empresa *Sempra Energy*. Essas empresas entraram com um pedido junto à *California Public Utilities Commission* sobre a autorização de um projeto piloto que testaria a injeção de hidrogênio verde em dutos de polietileno em percentagens de 1 % a 20 %, com início das atividades para o próximo ano (JOHN, 2020).

Embora existam evidências substanciais sugerindo que frações de hidrogênio de até 20 % podem ser permitidas com segurança no fornecimento de gás natural, o Estado da Califórnia ainda não estabeleceu limites de mistura de hidrogênio. Sendo neste caso necessário uma ação oportuna para garantir que os produtores de hidrogênio renovável recebam o mesmo acesso aberto ao sistema de duto de transporte comum que outros tipos de combustível já dispõe (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2020).

Em outro ponto do país, em Nova York, um projeto desenvolvido pela *National Grid* em parceria com a Autoridade de Pesquisa e Desenvolvimento Energético do Estado de Nova York e o *Stony Brook Institute* avalia o potencial de incluir e armazenar hidrogênio renovável em sua infraestrutura de gás existente (JOHN, 2020).

Em novembro do presente ano o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) apresentou um novo projeto colaborativo de pesquisa e desenvolvimento (P&D) conhecido

como *HyBlend*TM para abordar as barreiras técnicas para a mistura de hidrogênio em dutos de gás natural. Este projeto de dois anos foi selecionado pelo *Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office* (HFTO) do *U.S. Department of Energy's Hydrogen* no *Office of Energy Efficiency and Renewable Energy* (EERE) por meio da Chamada CRADA H₂ @ Scale 2020 (NREL, 2020).

O projeto *HyBlend* é organizado em três tarefas de pesquisa, cada uma liderada por laboratórios nacionais com pesquisas e capacidades existentes nessa área (NREL, 2020):

- Compatibilidade com hidrogênio de tubulações e dutos: *Sandia National Laboratories* e *Pacific Northwest National Laboratory* conduzirão avaliações para estimar a vida útil de tubos de metal e polímero e materiais de dutos (por exemplo, aço e polietileno) quando as misturas são usadas. Essas informações serão incorporadas a um modelo disponível publicamente que pode ser usado para estimar a vida útil do duto de acordo com as principais premissas de engenharia;

- Análise do ciclo de vida: *Argonne National Laboratory* irá analisar as emissões do ciclo de vida de tecnologias que usam misturas de hidrogênio e gás natural;

- Análise técnico-econômica: o NREL quantificará os custos e oportunidades para a produção e mistura de hidrogênio na rede de gás natural, bem como outras alternativas, como o gás natural sintético.

c) França

O projeto GRHYD, em Dunquerque, que começou a operar em 2017, tem o objetivo de injetar hidrogênio produzido por eletrólise em uma rede de gás que abastece cerca de 200 novas residências. O nível de mistura de injeção será aumentado para níveis de 6 %, 13 % e, finalmente, 20 % em volume proporcional. A taxa de fornecimento de eletricidade da rede elétrica será variada para simular os efeitos de um fornecimento renovável variável (ENGIE, 2018).

d) Reino Unido

Aquecimento de ambientes e água para edifícios no Reino Unido representam 40 % do consumo total de energia e 20 % das emissões de gases de efeito estufa. O Comitê Nacional de Mudanças Climáticas argumenta que será necessário eliminar essas emissões por volta de 2050, para cumprir as metas da Lei de Mudanças Climáticas (LEEDS CLIMATE COMMISSION, 2019).

Neste escopo, em julho de 2016, o relatório *H21 Leeds City Gate* foi lançado em Westminster. Utilizando a quarta maior cidade da Inglaterra como um projeto, este estudo pioneiro de viabilidade, liderado pela *Northern Gas Networks*, confirmou que a conversão da

rede de gás do Reino Unido para 100 % de hidrogênio era tecnicamente possível e poderia ser entregue a um custo realista. A ideia surgiu com o Programa de Substituição de Redes de Ferro, implantado em 2002, promovendo a substituição da rede existente que apresenta cerca de 200 anos de uso para tubos de polietileno, como forma de adequação do sistema de distribuição de gás do Reino Unido considerado adequado para o transporte de hidrogênio puro (NORTHERN GAS NETWORKS, 2020).

Neste estudo, foram propostos alguns parâmetros, conforme verificado na Figura 2.11 (NORTHERN GAS NETWORKS, 2020):

- O hidrogênio seria fornecido por meio de uma capacidade de produção de 1.025 MW, via 4 reformadores de metano a vapor de 256 MW cada, localizados em Teesside, devido ao seu acesso à captura e armazenamento de carbono (CCS);
- A demanda anual total, em um ano de pico, seria de 6,4 TWh;
- O armazenamento diário de cerca de 4.000 MWh será fornecido por meio de cavernas de sal em Teesside;
- Armazenamento inter-sazonal de 700.000 MWh será fornecido através de cavernas de sal na região de Humber;
- 1,5 Milhão de toneladas de CO₂ seriam capturados a cada ano.

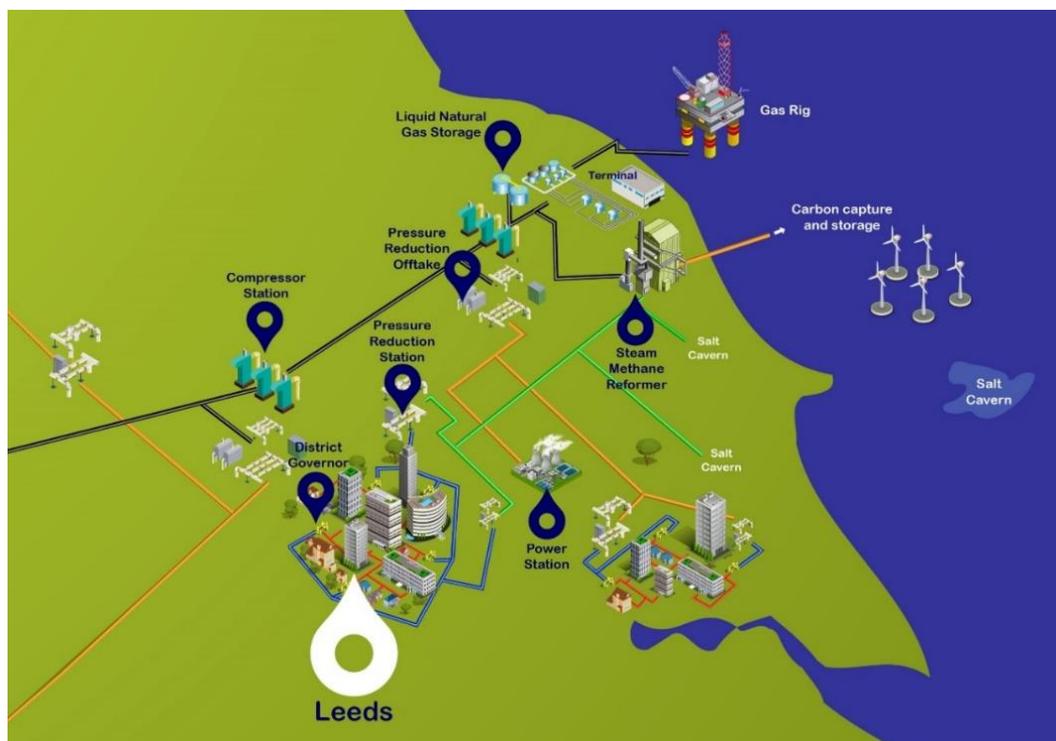


Figura 2.11: Proposta do Projeto H21 Leeds City Gate
Fonte: NORTHERN GAS NETWORKS (2020)

e) Alemanha

O projeto *Energiepark* em Mainz, Alemanha, é o maior projeto HIGG (injeção de H₂ na rede de gás) em operação, com capacidade de eletrólise de 3,75 MW. A entrada de eletricidade está disponível tanto da rede quanto de um parque eólico próximo e o hidrogênio é injetado na rede de gás de 6 – 8 bar, em níveis de mistura de até 15 % (ENERGIEPARK MAINZ, 2018).

Existem também vários projetos de balanceamento de carga elétrica que ainda não entraram em operação. Vários deles são de escala semelhante a projetos existentes, como o projeto *RH2-PTG*, o projeto *HPEM2GAS* e um projeto executado pela *EnergieDienst* em Wyhlen (QUARTON; SAMSATLI, 2018).

Desde maio de 2020, a *GRTgaz SA* e *Creos Deutschland GmbH*, empresas de gás natural, estão colaborando para criar uma infraestrutura de hidrogênio 100 % puro. O Projeto *Mosel Saar Hydrogen Conversion* (MosaHYc) se concentrará na conversão de dois dutos existentes em uma infraestrutura de hidrogênio puro de 70 km, conectando Völklingen (Alemanha), Carling (França), Bouzonville (França) e Perl (Alemanha), capaz de transportar até 20.000 m³.h⁻¹ (60 MW) de hidrogênio puro. Essa infraestrutura formará a espinha dorsal de um *hub* de hidrogênio regional que promoverá a criação de um vale de hidrogênio entre os dois países, Figura 2.12 (GRTGAZ, 2020).

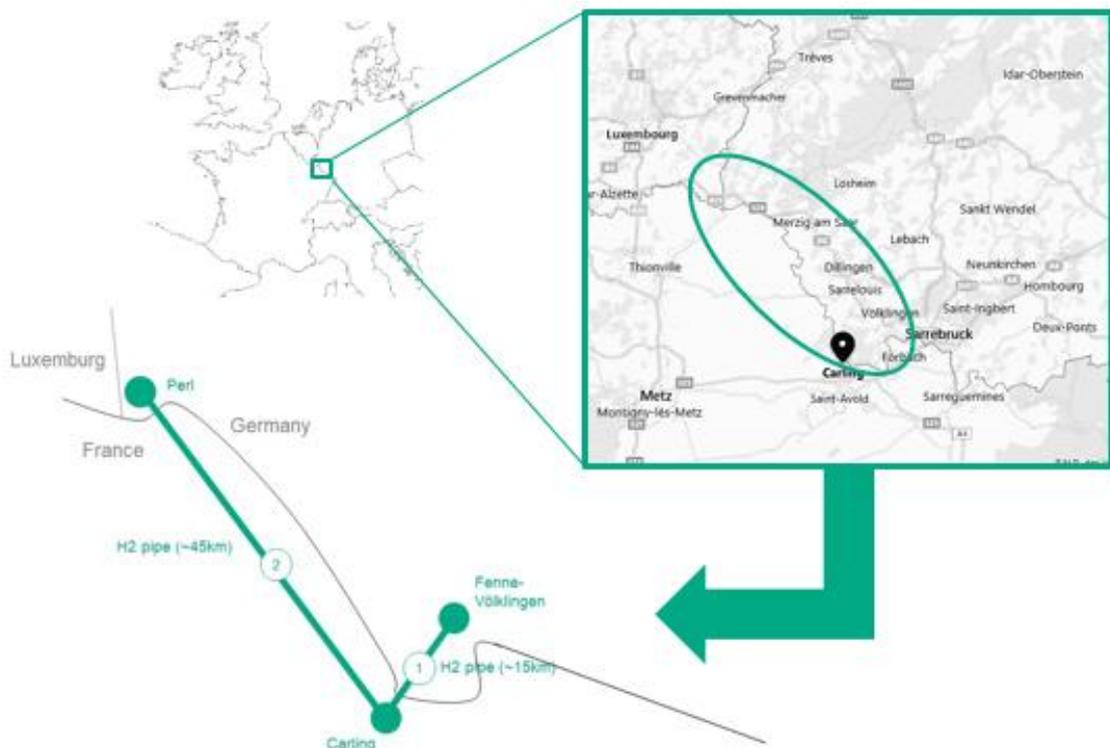


Figura 2.12: Projeto *Mosel Saar Hydrogen Conversion*
Fonte: GRTgaz (2020)

Uma outra iniciativa na Alemanha é o Parque energético de Bad Lauchstädt com início de operação em 2020, Figura 2.13. Produção, transporte, armazenamento e uso econômico de hidrogênio verde serão investigados em escala industrial no Triângulo Químico da Alemanha Central, através de uma grande usina de eletrólise de até 35 MW, com produção de H₂ verde usando eletricidade renovável de um parque eólico. Armazenado em uma caverna de sal especialmente equipada, o hidrogênio verde poderá alimentar a rede de hidrogênio da indústria química com sede na Alemanha Central, por meio de um gasoduto realocado e usado para soluções de mobilidade urbana (ENERGIE PARK BAD LAUCHSTAEDT, 2019).



Figura 2.13: Parque energético de Bad Lauchstädt
Fonte: ENERGIE PARK BAD LAUCHSTAEDT (2019)

f) Austrália

A Austrália pretende maximizar a redução do custo da eletricidade para produzir hidrogênio, com foco no hidrogênio verde, com o custo nivelado do hidrogênio produzido pela eletrólise oscilando entre \$ 2,29 - \$ 3,10.kg⁻¹ até 2025 (ARENA, 2020).

Em fevereiro de 2020, a *Australian Renewable Energy Agency* (ARENA) anunciou o investimento de US\$ 1,28 milhão (R\$ 6,9 milhão) em financiamento para a *Australian Gas Networks Limited* (AGN), parte do *Australian Gas Infrastructure Group* (AGIG), para estabelecer o *Australian Hydrogen Centre*, que investigará mistura de hidrogênio em dutos de gás natural no Sul da Austrália. O projeto realizará estudos de viabilidade e compartilhará conhecimentos voltados para a integração do hidrogênio nas redes de gás existentes (ARENA, 2020).

Como parte do projeto, o *Australian Hydrogen Centre* irá explorar a viabilidade de misturar 10 % de H₂ nas redes de gás natural existentes em cidades regionais que serão selecionadas durante o estudo. Este trabalho também considerará a viabilidade de converter as redes estaduais de gás em 100 % de hidrogênio. Os resultados dos estudos abordarão os obstáculos técnicos, econômicos e regulatórios para a mistura de hidrogênio em redes de gás

natural e subsidiarão o estudo da viabilidade detalhada subsequente e o projeto para análise de uma decisão de investimento (ARENA, 2020).

Um resumo deste e de outros projetos ativos podem ser visualizados no Quadro 2.7 (IEA, 2020).

Nome do projeto	País	Ano de início	Tipo de Tecnologia	Capacidade instalada (MW)	Nm ³ Hz/hora
Energiepark Mainz	Alemanha	2015	PEM	6	1.277
Markham Energy Storage, Ontario	Canadá	2018	PEM	2,5	532
Uniper/E-ON WindGas Falkenhagen Hydrogen Pilot Project	Alemanha	2013	PEM	2	360
PtG plant Hamburg-Reitbrook	Alemanha	2013	PEM	1,5	319
Hassfurt	Alemanha	2016	PEM	1,25	266
HYPOS (Leipzig)	Alemanha	2013	ALK	1,25	277,77
INGRID	Itália	2012	PEM	1,15	240
Jupiter 1000	França	2018	PEM	1	200
P2G plant Erdgas Schwaben	Alemanha	2013	ALK/ PEM/ SOEC	1	212,77
HyDeploy	Reino Unido	2019	ALK	0,5	106
H2BER (Berlin airport)	Alemanha	2014	ALK PEM	0,5	108,70
Hybrid Power Plant Enertrag, Prenzlau	Alemanha	2011	PEM	0,5	108,70
Regio Energie Solothurn/Aarmat hybrid plant	República Checa	2015	PEM	0,282	60
HPEM2GAS (R&D)	Alemanha	2016	ALK	0,2	43
ATCO clean energy innovation hub	Austrália	2019	ALK	0,15	32
RWE PtG plant Ibbenbüren	Alemanha	2013	PEM	0,15	32
Cotbus	Alemanha	2012	PEM	0,12	30
GRHYD	França	2018	PEM	0,047	10
Hydrogen mini grid system Yorkshire (Rotherham)	Reino Unido	2012	PEM	0,03	6,52
Hanau, Wolfgang Industrial Park	Alemanha	2014	ALK	0,03	4
Rozenburg Power2Gas Phase 2	Holanda	2019	PEM	0,007	1

Quadro 2.7: Projetos ativos de P2G com injeção na rede de gás natural no mundo
Fonte: IEA Hydrogen Project Database (2020)

2.4 Comercialização e distribuição de gás natural no Brasil

A Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural (ANP) caracteriza gás natural como uma substância constituída por hidrocarbonetos que permanecem em estado gasoso nas condições atmosféricas normais. Dentre os seus constituintes os que apresentam maiores proporções são hidrocarbonetos metano (CH_4), com taxas acima de 70 %, etano (C_2H_6) e, em menores proporções, o propano (C_3H_8), com taxas frequentemente inferior a 2 % (ANP, 2020).

De acordo com o art. 6º da Lei 9.478, de 06/08/1997, gás natural é todo hidrocarboneto que nas condições atmosféricas normais encontra-se em estado gasoso, sendo proveniente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros. No que se refere a sua composição, apresenta a presença de teores de hidrocarbonetos parafínicos, além de componentes não hidrocarbonetos. Os hidrocarbonetos que constituem o gás natural em maiores proporções são: metano (C1), etano (C2), propano (C3) e butano (C4). Geralmente, os hidrocarbonetos que estão entre pentano (C5) e dodecano (C12), encontrados em menores proporções, é denominado de C5+. Já os principais constituintes não hidrocarbonetos incluem o nitrogênio (N_2), dióxido de carbono (CO_2), água (H_2O), gás sulfídrico (H_2S) e compostos de enxofre (ANP, 2020).

Em relação a sua classificação, no Brasil o gás natural apresenta dois tipos de categorias: associado e não associado. O gás associado, presente no reservatório geológico, apresenta-se dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma capa de gás. Desse modo, é adotado primeiramente a produção do óleo, sendo o gás empregado para manter a pressão do reservatório. O gás não-associado refere-se ao que está sem a presença do óleo e da água no reservatório; geralmente encontrado na camada rochosa, possibilitando a produção basicamente de gás natural. Nesse âmbito, o gás natural produzido no Brasil é predominantemente de origem associada ao petróleo e tem emprego em diversos setores, dentre eles o de geração de energia termelétrica e o de segmento industrial (ANP, 2020).

O setor de gás natural dispõe de normas regulatórias para o setor e promovem tanto a garantia de segurança no transporte dos gases quanto a qualidade do produto oferecido. Dentre as normas regulamentadoras vigentes, temos a que designa os requisitos essenciais e os mínimos padrões de segurança operacional para os dutos terrestres (oleodutos e gasodutos), através da Resolução ANP nº 6/2011, o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT) (ANP, 2011) e a Resolução ANP nº 16 de 2008, que estipula as diretrizes para a comercialização e o transporte de gás natural dentro das especificações requeridas, proporcionando a garantia de condições de entrega acordadas entre todas as partes envolvidas (ANP, 2008).

2.4.1 Normas Regulamentadoras do gás natural no Brasil

A Resolução ANP nº 16 de 2008, estabelece que o gás natural proveniente da extração de reservatório, constituído a partir de uma mistura de hidrocarbonetos que contém em maior proporção metano, etano, propano e, em menores proporções hidrocarbonetos superiores, tendo ainda em menores quantidades componentes inertes do ponto de vista da aplicação, tais como nitrogênio e dióxido de carbono, bem como traços de outros constituintes (ANP, 2008). Outro tópico estabelecido nessa norma é que o gás natural deve exibir concentrações limitadas de componentes potencialmente corrosivos (sulfeto de hidrogênio, dióxido de carbono e água), promovendo a segurança e a integridade dos equipamentos (ANP, 2008).

Em um dos itens da Resolução ANP nº 16 determina que o transportador, pessoa jurídica autorizada pela ANP a operar as instalações de transporte de gás natural, tem a obrigação de realizar análises do produto e a emitir o Boletim de Conformidade com os resultados da análise e os limites da especificação das seguintes características: Poder Calorífico Superior; Índice de Wobbe; teores de metano, etano, propano, butano e mais pesados; inertes (N_2+CO_2); dióxido de carbono, oxigênio dentre outros parâmetros. No Quadro 2.8, é possível verificar os parâmetros utilizados para as especificações do gás natural distribuído no Brasil e descritos na resolução da ANP nº 16 de 2008.

Característica	Unidade	Limite (Região do País)					
		Norte		Nordeste		Centro-Oeste, Sudeste e Sul	
		Min.	Max.	Mín.	Max.	Mín.	Max.
PCS	$kJ.m^{-3}$	34,0	38,4	35,0	43	35,0	43,0
Índice de Wobbe	$kJ.m^{-3}$	40,5	45	46,5	53,5	46,5	53,5
Metano, mín.	% mol	68,0		85,0			
Número de metano, mín.	-	-		65			
Etano, máx.	% mol	12,0		12,0			
Propano, máx	% mol	3,0		6,0			
Butano e mais pesados, máx	% mol	1,5		3,0			
Inertes (N_2+CO_2)	% mol	18,0		8,0		6,0	
Gás sulfídrico (H_2S)	$mg.m^{-3}$	10,0		13,0		10,0	
CO_2 , máx	% mol	3,0		3,0		3,0	
Enxofre total, máx	$mg.m^{-3}$	70					
Ponto de orvalho de água a 1 atm, máx	$^{\circ}C$	-39		-39		-45	

Quadro 2.8: Especificação do Gás Natural segundo resolução da ANP N° 16 de 2008
Fonte: ANP (2008)

Conforme descrito no Quadro 2.8, a norma ANP nº 16 (2008) estabelece os limites tanto para o poder calorífico superior (PCS) e o índice de Wobbe (IW) dentre os outros parâmetros, conforme a região onde está localizado o gasoduto. De acordo com a NBR 15.213 (2005), o PCS é a quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar, à pressão constante, enquanto o IW expressa a relação entre o PCS e a densidade relativa do gás (ABNT, 2005).

Esses índices são os principais parâmetros para a permutabilidade de gases combustíveis e suas faixas permitidas são especificadas para o fornecimento de gás e serviços de transporte, de acordo com as regras específicas do país e padrões internacionais de rede (ANP, 2008).

O cálculo desses parâmetros é descrito na Norma Brasileira, NBR 15.213 e 14.903. A NBR 14.903 determina a composição química por cromatografia em fase gasosa do gás natural, enquanto a NBR 15.213, baseada nas normas internacionais ISO 6.976, descreve o cálculo de propriedades físico-químicas a partir da composição do gás natural. Neste estudo, serão analisados o PCS e o índice de Wobbe, conforme Equação 2.1 e 2.2 (ABNT, 2005).

$$PCS = \sum_{j=1}^N x_j \times PCS \quad (\text{Equação 2.1})$$

$$IW = \frac{PCS}{\sqrt{d}} \quad (\text{Equação 2.2})$$

Onde:

PCS é o poder calorífico superior do gás real em base volumétrica;

x_j é a fração molar do componente j ;

W é o índice de Wobbe do gás real;

d é a densidade relativa do gás real.

No entanto, a NBR 15.213 (2005) não especifica a quantidade permitida de gás hidrogênio, de forma que esse gás, em princípio (há necessidade de se verificar as características da tubulação de gás, válvulas, compressores etc.), pode ser acrescentado ao gás natural, desde que não altere os indicadores citados.

2.5 Estrutura da rede de gás natural no Brasil

O cenário nacional de sistemas de transporte de gás natural é composto de malhas interligadas e sistemas isolados. A malha nacional de gasodutos de transporte interligadas conecta capitais e cidades costeiras, desde o Ceará até o Rio Grande do Sul, no sentido Norte-

Sul (com um ramal indo do Rio de Janeiro a Minas Gerais) e o Estado do Mato Grosso do Sul a São Paulo, no sentido Oeste-Leste (BRASIL, 2019).

A malha interligada é constituída pelas malhas do Nordeste e do Sudeste, assim como os gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 3). Os gasodutos Lateral-Cuiabá, Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 1) e Urucu-Coari-Manaus (assim como o Polo de Processamento de Urucu) são considerados sistemas isolados. Merece registro também o sistema isolado do Maranhão, na Bacia do Parnaíba, cujo volume produzido de gás natural é enviado para uma unidade de tratamento e utilizado localmente, nas usinas termelétricas (UTES) do Complexo Parnaíba, próximo das instalações de produção (BRASIL, 2019).

No Quadro 2.9 é possível verificar as especificações da rede nacional de gasodutos de transporte de gás natural, que possui uma extensão de 11,7 mil km e 110 dutos (ANP, 2020).

Produtos Movimentados	Dutos em operação		
	Função	Quantidade	Extensão (km)
Gás Natural	Transferência	62	2.246
	Transporte	48	9.486
Total		110	11.732

Quadro 2.9: Quantidade e extensão de dutos em operação
Fonte: Adaptado de ANP (2020)

Segundo o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2020), no ano de 2019 o país teve acréscimo de 9,5 % na produção de gás natural em relação ao seu ano de 2018, apresentando uma produção de 123 milhões de $m^3 \cdot dia^{-1}$. A produção de gás natural proveniente das reservas do pré-sal também apresentou um crescimento da participação no setor, com 57,9 % do total nacional. Em relação ao consumo, o Brasil registrou queda de 0,2 %, totalizando 35,8 bilhões de m^3 , ocupando a 29ª posição no ranking de maiores consumidores de gás natural (ANP, 2020).

Na Figura 2.14 tem-se a representação de toda a infraestrutura da rede de dutos de transporte de gás natural no país (ANP, 2020).

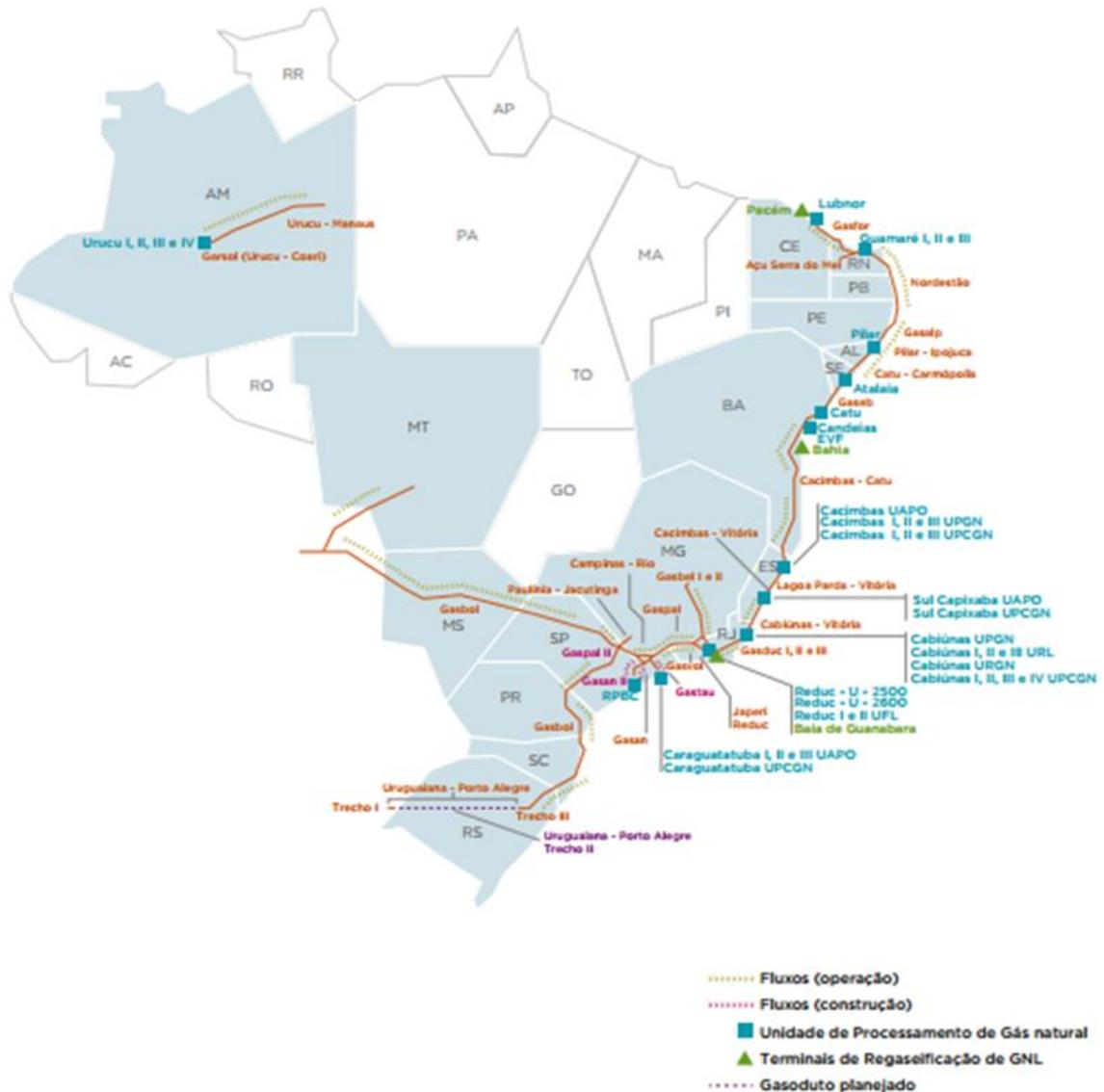


Figura 2.14: Rede de dutos de transporte de gás natural no país
Fonte: ANP (2020)

2.6 Empresas que atuam no setor de gás natural

Atualmente o Brasil possui cinco empresas que atuam no setor de transporte de gás natural, que segundo a ANP tem a autorização de operar as instalações de transporte do setor de gasodutos (ANP, 2008). Segundo a Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto – ATGÁS, essa infraestrutura tem função de promover a movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionárias estaduais de distribuição de gás natural. A infraestrutura de dutos de transporte de gás natural é composta, além dos gasodutos em si, por instalações necessárias à segurança, proteção e

operação do gasoduto, compreendendo, mas não se limitando, as seguintes: pontos de recebimento, pontos de entrega, estações de interconexão, estações de compressão (ATGAS, 2020).

Em relação aos volumes de gás natural transportados no país, os valores são expressos no Painel Dinâmico de Movimentação de Gás Natural em Gasodutos de Transporte, pela Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM), disponibilizados na plataforma digital da ANP. Nesta plataforma, os dados estão distribuídos nas seguintes categorias: gasoduto, transportador, tipo de unidade (ponto de entrega e ponto de recebimento), unidade (localidade) e a variável, que se refere aos volumes diários realizados, programados e solicitado em $\text{m}^3.\text{dia}^{-1}$ (ANP, 2020).

2.6.1 Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG)

O gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), que é administrado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), com 2.593 km de extensão, transporta o gás natural proveniente da Bolívia até o mercado brasileiro, passando por 136 municípios em cinco estados: Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (TBG, 2020).

Segundo dados referentes às médias dos meses de janeiro e fevereiro de 2020, a quantidade de gás natural transportada foi de 16,7 milhões de $\text{m}^3.\text{dia}^{-1}$ (ANP, 2020).

De acordo com dados da TBG (2017), o gás natural transportado é entregue a sete distribuidoras locais que, juntas, atendem 1,2 milhões de consumidores finais. A companhia também abastece termelétricas e refinarias ao longo do traçado de seu gasoduto.

Assim, a rede de gasodutos da TBG é distribuída por 3 trechos:

- Trecho Norte: referente ao trecho de duto entre Corumbá/MS e Paulínia/SP, com cerca de 1.264 km desenvolvidos. O gasoduto é constituído de tubulação de aço carbono de especificação API 5L X70 de 32 polegadas de diâmetro externo;

- Trecho Replan-Guararema: trecho de duto entre Paulínia/SP – Guararema/SP e com cerca de 155 km. O gasoduto é constituído de tubulação de aço carbono de especificação API 5L X70, de 24 polegadas de diâmetro externo;

-Trecho Sul: duto entre Replan (Paulínia/SP) até Canoas/RS, com cerca de 1.189 km de extensão. O gasoduto é subdividido nas seguintes seções: o trecho Paulínia-Araucária tem cerca de 478 km e o material das tubulações é aço carbono de especificação API 5L X70, de 24 polegadas de diâmetro externo. O trecho Araucária/PR – Biguaçu/SC tem cerca de 279 km e o material é aço carbono de especificação API 5L X70, de 20 polegadas. O trecho Biguaçu/SC-

Siderópolis/SC, tem 180 km e é constituída de tubulação de aço carbono de especificação API 5L X65, de 18 polegadas de diâmetro externo. O trecho Siderópolis/SC-Canoas/RS, com cerca de 252 km, é constituído de tubulação de aço carbono de especificação API 5L X65, de 16 polegadas de diâmetro externo.

Na Figura 2.15 é apresentado o mapa das instalações da TBG (TBG, 2020).



Figura 2.15: Mapa das instalações da TBG
Fonte: TBG (2020)

2.6.2 Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)

A Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) atua no segmento de transporte de gás natural por meio de gasodutos. A TAG é proprietária de importante parcela dos ativos de transporte de gás natural do país, distribuídos entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste, dispondo de uma capacidade contratada de movimentação de gás natural de 74,67 milhões $\text{m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ (TAG, 2020). Segundo dados referentes às médias dos meses de janeiro e fevereiro de 2020, a quantidade de gás natural transportada foi de 27,4 milhões de $\text{m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$, divididos em dois sistemas da TAG (malha Sudeste e Sul) com 21,7 milhões $\text{m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ e TAG (malha Norte) 5,7 milhões $\text{m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ (ANP, 2020).

A origem da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) remonta a 2002, quando sua razão social era Transportadora de Gás Campinas-Cubatão S.A. (TCC). Em 2019, a ENGIE e a *Caisse de dépôt et placement du Québec* (CDPQ) fizeram a oferta vencedora no processo de

aquisição de 90 % de participação na TAG. No dia 13 de junho do mesmo ano, houve o pagamento dos valores envolvidos na transação e aquisição de 90 % do capital social da empresa pela Aliança Transportadora de Gás Participações S.A., formada pela ENGIE e CDPQ, assumindo o controle da empresa (TAG, 2020).

A TAG detém a mais extensa malha de transporte de gás natural do Brasil, com 4.500 km de gasodutos atravessando 10 estados brasileiros e 181 municípios, englobando: 14 pontos de recebimento de gás (incluindo 2 terminais de GNL); 11 estações de compressão; 90 pontos de entrega de gás; atende a 3 refinarias, 8 termelétricas, 2 unidades de fertilizantes e 10 distribuidoras de gás (TAG, 2020).

O sistema de gasodutos da TAG é constituído de tubulações de aço carbono de especificação API 5L X70 e dividido em 5 malhas, sendo:

- Malha Nordeste: o sistema de transporte referente ao Segundo Contrato de Transporte de Gás da Malha Nordeste compreende diversos gasodutos, ramais, 61 pontos de entrega (PEs), 14 pontos de recebimento (PRs) e 7 sistemas de compressão (estações de compressão – ECOMPs e serviços de compressão – SCOMPs), distribuídos entre os estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará (TAG, 2019).

-Pilar-Ipojuca: o sistema de transporte referente ao Segundo Contrato de Transporte Pilar-Ipojuca compreende o trecho da estação de distribuição de gás (EDG) de Pilar/AL à estação de Ipojuca/PE, com 189 km (TAG, 2019).

-GASENE: o sistema de transporte referente ao Segundo Contrato de Transporte GASENE é composto pelos gasodutos Cacimbas/ES - Vitória/ES, Cabiúnas/RJ- Vitória/ES, Cacimbas/ES- Catu/BA. Possui 7 ECOMPs, 6 PRs e 17 PEs (TAG, 2019).

-Atalaia - Laranjeiras: O sistema de transporte referente ao Segundo Contrato de Transporte Atalaia/SE- Laranjeiras/SE, possui 28 km de extensão e interliga a estação de distribuição de gás de Atalaia até a Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados de Sergipe (FAFEN-SE), em Laranjeiras/SE (TAG, 2019).

-Urucu - Coari - Manaus: é composto pelo trecho Urucu/AM - Coari/AM de 280 km com 18 polegadas de diâmetro nominal e pelo trecho Coari/AM - Manaus/AM com 20 polegadas de diâmetro nominal e 383,3 km de extensão. Possui 12 PEs, 2 ECOMPs (TAG, 2019).

Na Figura 2.16, é possível observar a distribuição de gasodutos, (TAG, 2020).



Figura 2.16: Mapa dos Gasodutos da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)
 Fonte: TAG (2020)

2.6.3 Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A (TSB)

A Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB) é uma companhia de capital fechado, constituída em 1999, cuja atividade consiste na prestação de serviço de transporte de gás natural através de gasoduto contratado desde sua propriedade, que interligará as cidades de Uruguaiiana e Canoas no Estado do Rio Grande do Sul, conforme Figura 2.17 (TSB, 2020). Segundo dados referentes às médias dos meses de janeiro e fevereiro de 2020, o volume de gás natural transportado foi de $480 \text{ mil m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ (ANP, 2020).

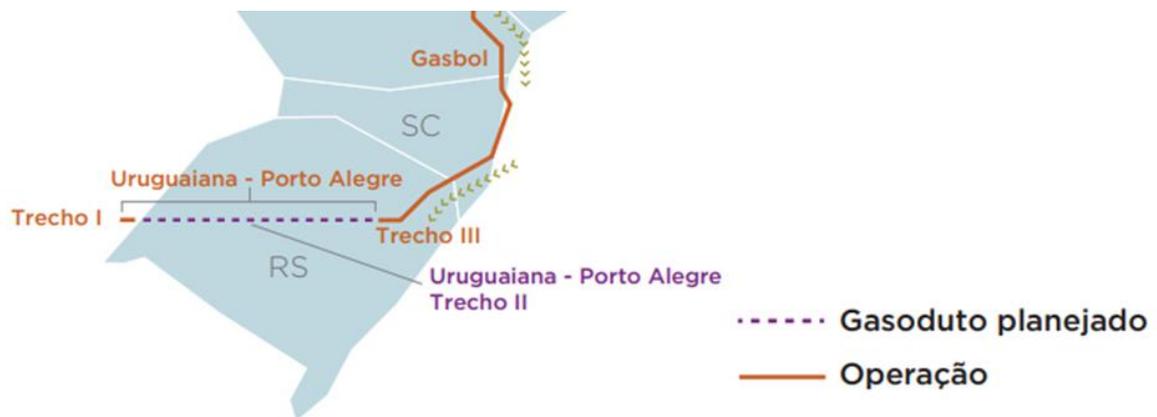


Figura 2.17: Mapa das instalações da TSB
 Fonte: ANP (2020)

A primeira fase do gasoduto, Fase I, foi concluída em maio do ano 2000 e constitui-se de dois trechos de 25 km em cada uma das duas extremidades do gasoduto. Na extremidade oeste, o trecho da TSB está conectado com o gasoduto da Transportadora de *Gás del Mercosur* S.A. – TGM e, na sua extremidade leste, com o gasoduto da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG. Ambos os gasodutos são constituídos do Aço API 5L X70, com diâmetro nominal de 24 polegadas. A companhia mantém contratos de serviços de transporte com a Sulgás, distribuidora de gás natural do Estado do RS, no lado de Uruguaiana, para suprimento à Usina Termelétrica de Uruguaiana e, no lado de Canoas, para transporte do gás boliviano, destinado ao Polo Petroquímico do Sul (TSB, 2020).

2.6.4 GasOcidente do Mato Grosso (GOM)

A GasOcidente do Mato Grosso Ltda (GASOCIDENTE ou GOM) é proprietária do trecho brasileiro do gasoduto que traz gás natural da Bolívia para o estado de Mato Grosso. O Gasoduto Bolívia – Mato Grosso, no seu trecho brasileiro, inicia na fronteira com a Bolívia, no município de Cáceres/MT, e atravessa os municípios de Cáceres, Nossa Senhora do Livramento, Poconé, Várzea Grande e Cuiabá, até a Usina Termoelétrica Cuiabá, (GASOCIENTE, 2020). Segundo dados referentes às médias dos meses de janeiro e fevereiro de 2020, o volume de gás natural transportado foi de 193 mil de m³. dia⁻¹ (ANP, 2020).

A construção do gasoduto Bolívia - Matogrosso foi iniciada em 1999 e concluída em 2001. Sua inauguração foi realizada em 7 de março de 2002 e, desde então, o gasoduto se encontra em operação, transportando gás natural para o estado de Mato Grosso no Brasil. A empresa GOM é parte do Projeto Integrado de Energia Cuiabá, composto de uma usina termoelétrica e um conjunto de gasodutos interligados, que transportam o gás natural desde Chiquitos, na Bolívia, até Cuiabá, no Estado do Mato Grosso, no Brasil (GASOCIENTE, 2020).

O Gasoduto Bolívia – Mato Grosso, Figura 2.18, começa derivando do gasoduto Brasil-Bolívia na localidade de San Jose de Chiquitos na Bolívia e se estende em território boliviano até a cidade de San Matias. O trecho brasileiro do Gasoduto GasOcidente possui um comprimento de aproximadamente 283 km e diâmetro externo de 18 polegadas. O duto inicia na fronteira com a Bolívia, município de Cáceres/MT, atravessando os municípios de Cáceres, Nossa Senhora do Livramento, Poconé, Várzea Grande e Cuiabá, até a Estação de Medição de vazão de gás natural (EMED) Cuiabá, localizada nas instalações da UTE Cuiabá (GASOCIENTE, 2018).

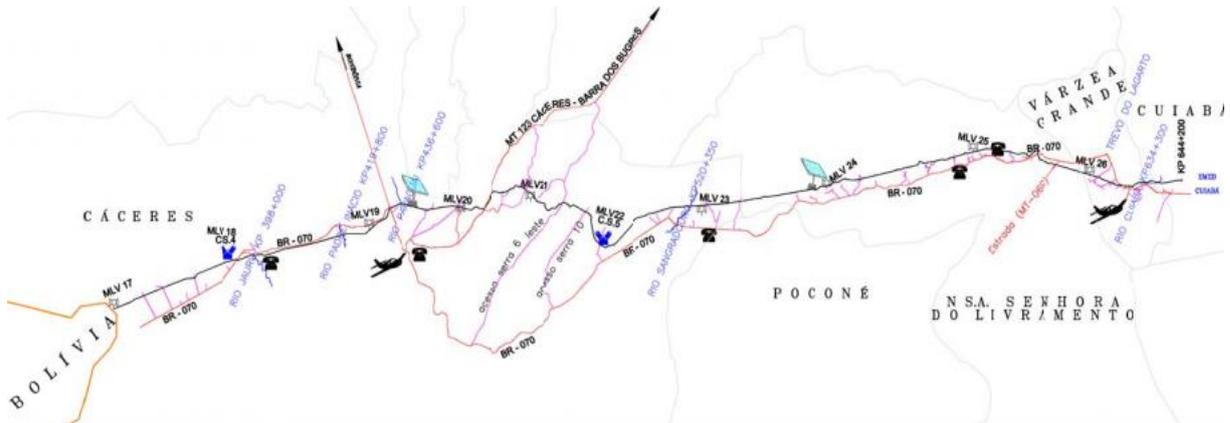


Figura 2.18: Mapa dos Equipamentos GasOcidente
Fonte: GasOcidente (2020)

O gasoduto foi construído com tubos de aço carbono API 5L X65, e está equipado com 10 válvulas de bloqueio de atuação automática, instaladas ao longo do duto a cada 30 km. Não existem estações de compressão instaladas ao longo do gasoduto. A EMED Cuiabá possui dois pontos de medição e entrega, sendo:

- (i) PE Termo Cuiabá, para a entrega à UTE Cuiabá, e,
- (ii) PE MTGás, para a entrega à MTGás. Esses dois pontos de entregas possuem sistemas de medição com medidores ultrassônicos e cromatografia em linha (GASOCIDENTE, 2018).

2.6.5 Nova Transportadora do Sudeste S/A (NTS)

A Nova Transportadora do Sudeste S/A (NTS) transporta gás natural na região Sudeste do país; sua malha de gasodutos possui cerca de 2.000 km, com capacidade de distribuir 158,2 milhões $\text{m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$. Os gasodutos da NTS, Figura 2.19, ligam os estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo (responsáveis por 50 % do consumo de gás no Brasil) ao gasoduto Bolívia-Brasil, aos terminais de GNL e às plantas de processamento de gás (NTS, 2020). Segundo dados referentes às médias dos meses de janeiro e fevereiro de 2020, o volume de gás natural transportado foi de 43,3 milhões de $\text{m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ (ANP, 2020).

A NTS foi criada a partir de um Termo de Compromisso assinado com a ANP, no qual a Petrobras se comprometeu a reestruturar a Transportadora Associada de Gás (TAG) e suas subsidiárias integrais, de forma a criar uma transportadora de gás natural no sudeste do Brasil (NTS) e outra no Norte-Nordeste (NTN), (NTS, 2020).

-GASBEL: é composto pelo gasoduto GASBEL, integrante do Segundo Contrato de Transporte da Malha Sudeste, com 356 km de extensão e 16 polegadas, com 11 PEs, 3 ECOs, interligando a EDG Anel de Gás Residual da REDUC (RJ) a REGAP (MG) (NTS 2018).

-GASDUC III: compreende diversos pontos de entrega 5 PEs e PRs, distribuídos no estado do Rio de Janeiro (NTS 2018).

-GASTAU: 2 PEs, um ponto de recebimento e um sistema de compressão, distribuídos no estado de São Paulo (NTS 2018).

-GASPAJ: compreende um ponto de entrega e um ponto de recebimento, distribuídos no estado de São Paulo e Minas Gerais. (NTS 2018).

2.7 Projeto de Gasodutos

A EPE possui um Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG), com a finalidade de apresentar a viabilidade de implementação de gasodutos de transporte nos próximos anos no Brasil, analisando diversos parâmetros, como demanda e análises técnico-econômicas e socioambientais. Os projetos analisados somam um total de 11 alternativas, divididas em duas classes: gasodutos autorizados e ampliações de gasodutos existentes (EPE, 2019). Dentre as alternativas de gasodutos, será detalhado o projeto do Gasoduto São Carlos/SP - Brasília/DF, em decorrência de sua viabilidade de local para a injeção de hidrogênio, foco do estudo.

2.7.1 Gasoduto São Carlos-SP – Brasília-DF

O gasoduto São Carlos/SP - Brasília/DF conecta o GASBOL, no trecho que este atravessa a cidade paulista de São Carlos/SP, até a cidade de Brasília/DF, Figura 2.20. Neste trajeto o gasoduto atravessa ainda os estados de Minas Gerais e Goiás, passando por importantes cidades como Ribeirão Preto/SP, Uberaba/MG, Uberlândia/MG, Goiânia/GO e Anápolis/GO, antes de chegar a Brasília, promovendo uma opção para a interiorização da oferta do gás natural no país. Esta alternativa inicia-se na ECOMP São Carlos/SP e termina em um ponto de entrega a ser construído em Ceilândia/DF, a 30 km de Brasília (EPE, 2019).

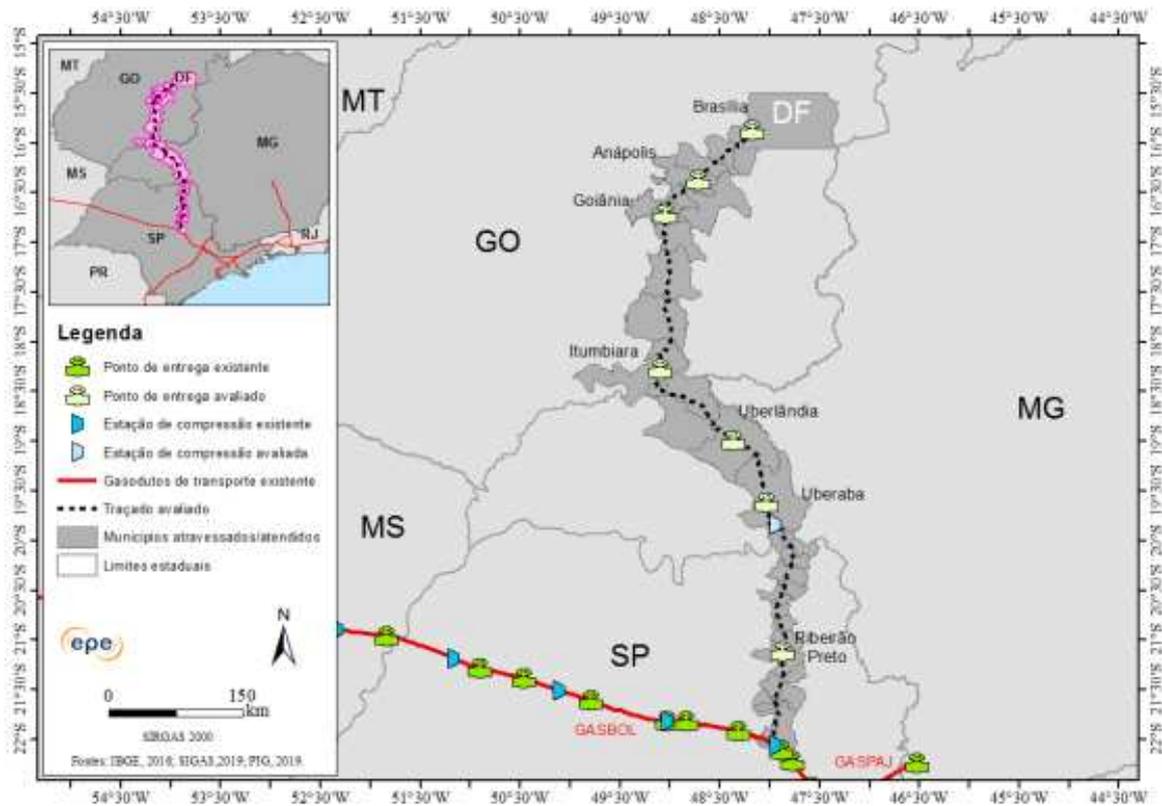


Figura 2.20: Projeto Gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF
Fonte: EPE (2019)

Ressalta-se que a alternativa estudada tem semelhanças de traçado com o projeto da Transportadora de Gás do Brasil Central (TGBC), que possui licenciamento ambiental (LP nº 369/2010) e Licença de instalação - LI n. 982/2013 emitida em 28/11/2013. A demanda potencial total estimada para o gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF é de cerca de 7,4 milhões de $\text{m}^3.\text{dia}^{-1}$ de gás natural, sendo a previsão de transporte de 250 mil $\text{m}^3.\text{dia}^{-1}$ no trecho de Itumbiara /GO (EPE, 2019).

Em função da grande extensão, o gasoduto foi dividido em 3 trechos para facilitar a análise do traçado e as estimativas de custos, sendo o trecho 1 entre São Carlos-SP e Ribeirão Preto/SP (103 km), o trecho 2 entre Ribeirão Preto/SP e Uberaba/MG (170 km) e o trecho 3 entre Uberaba/MG e Brasília/DF (620 km) (EPE, 2019). Em relação ao tipo de aço constituinte das tubulações desse gasoduto, as informações não foram divulgadas, porém pelo histórico de empreendimentos no país, pode-se considerar que será o aço API 5L X70.

De forma a verificar a possibilidade de injeção de hidrogênio na forma de *Power-to-Gas* na rede de distribuição próximas à UHE Porto Primavera e UHE Itumbiara, foi realizado o levantamento descrito no item a seguir.

2.8 Redes de gasodutos de distribuição

Em relação à UHE Porto Primavera, a concessionária que atende a localidade de Rosana/SP é a GasBrasiliano e esta não apresenta rede local de distribuição. Para a UHE Itumbiara, também não há rede de distribuição que atenda a localidade de Itumbiara/GO. Segundo o relatório da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP), o Estado de São Paulo está dividido em três áreas de concessão para prestação de serviços públicos de distribuição de gás natural, conforme mostrado na Figura 2.21.

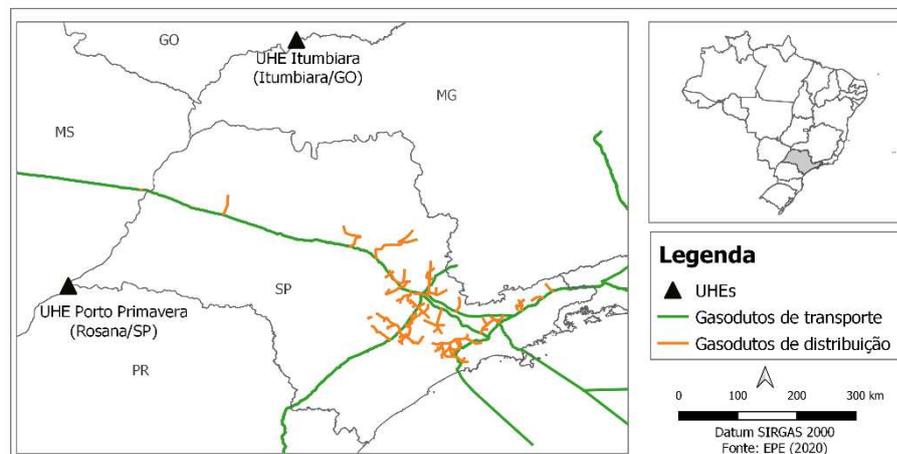


Figura 2.21 -Mapa de concessão de gás natural em São Paulo
Fonte: Elaborado pelo autor(2020)

A área leste do estado de São Paulo, constituída pelas atuais regiões administrativas da Grande São Paulo, São José dos Campos, Santos e Campinas, é administrada pela Concessionária Companhia de Gás de São Paulo (Comgás). Privatizada em abril de 1999, a Comgás conta com aproximadamente 17.000 km de redes em operação e atende mais de 2 milhões de usuários (COMGÁS, 2021).

No ano de 2019, a empresa iniciou o seu projeto de substituição de suas tubulações de ferro fundido para as de polietileno, permitindo assim a diminuição dos custos de manutenção e de sua cadeia produtiva (ABEGAS, 2019). Nessas obras são empregados tubos de polietileno dentro das exigências das normas NBR 14462:2000 e ISO 4437-1:2014 onde os diâmetros mais utilizados são, 40 mm, 63 mm, 125 mm, 180 mm e 250 mm, todos com SDR11 (relação entre diâmetro externo e espessura) na cor amarela PE 80 e laranja no PE 100 (PORTAL DO ABC DO ABC, 2019).

A área sul do estado, constituída pelas atuais regiões administrativas de Sorocaba e Registro, a administração é feita pela Concessionária Gás Natural São Paulo Sul S/A – GNSPS. A Gás Natural SPS iniciou a distribuição de gás natural em 2002. Em 2011, com a mudança da marca, passou a chamar-se Gás Natural Fenosa em São Paulo. Já em 2018 passou a ser chamada Naturgy (NATURGY, 2021). Em dezembro de 2018, acumulou 1.789 km de redes em operação e atendimento a 47.572 usuários. De forma semelhante a outras empresas concessionárias, há um programa de substituição da antiga rede de ferro fundido para polietileno de forma a promover a segurança e confiabilidade de sua rede (ARSESP, 2018).

A concessionária Gás Brasileiro Distribuidora S/A (GBD) é responsável pela administração da porção noroeste, compreendida pelas regiões administrativas de Ribeirão Preto, Bauru, São José do Rio Preto, Araçatuba, Presidente Prudente, Marília, Central, Barretos e Franca. A GBD iniciou a distribuição de gás natural em 2003. Já em dezembro de 2018 totalizou 1.050 km de redes em operação e atendimento a 13.995 usuários (ARSESP, 2018).

O gás natural fornecido pela Gás Brasileiro é proveniente do Gasoduto Bolívia Brasil (GASBOL) nas Estações de Transferência de Custódia, também chamado de *City Gate*. O gás é recebido em alta pressão e sem odor (GASBRASILIANO, 2021).

A rede da concessionária é dividida em dois segmentos. A rede primária, composta de tubulação de aço e conjuntos de válvulas de bloqueio, é a responsável em levar o gás natural a partir da Estação de Odorização (EO) até as Estações de Controle de Pressão (ECP), localizadas nas cidades onde o gás é distribuído. Preferencialmente, a rede primária é projetada na faixa das rodovias que interligam os municípios. Nos municípios onde o gás natural será distribuído, localiza-se a Estação de Controle de Pressão (ECP) que possui a finalidade de reduzir a pressão do gás recebida da rede primária. A ECP inicia a distribuição na cidade através da rede secundária composta, preferencialmente, de tubulação de polietileno de alta densidade e conjunto de válvulas de bloqueio (GASBRASILIANO, 2021).

A norma NBR 14462 (Sistemas para distribuição de gás combustível para redes enterradas - Tubos de polietileno PE 80 e PE 100) estabelece as condições exigíveis para tubos de polietileno PE 80 e PE 100, destinados à execução de redes enterradas de distribuição de gás combustível, com máxima pressão de operação de 7 bar (PE 100/SDR 11) e temperaturas entre 0°C e 25°C (ABNT, 2002). A norma não estabelece limites máximos permitidos de hidrogênio. Conforme verificado no Capítulo 2, tópico 2.3, a utilização de tubos de polietileno para transporte de misturas de gás natural e hidrogênio não apresenta efeitos de deterioração na rede sendo necessário nesse caso, mudanças nas normas reguladoras.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia utilizada para se atingir o objetivo de avaliar quantitativamente o potencial de hidrogênio eletrolítico produzido através de fontes renováveis de energia no Brasil e sua injeção em redes de gás natural, analisando como estudos de caso as capacidades das UHEs Porto Primavera e Itumbiara, em proporções de volume pré-estabelecidas.

Inicialmente foi realizado um levantamento da rede de gasodutos e as empresas que atuam no transporte do gás no contexto nacional, de forma a identificar a demanda média de gás natural transportado na malha integrada e na malha total, os materiais constituintes dos dutos, para posteriormente identificar a percentagem máxima de H₂ para cada gasoduto.

Foram avaliadas as mudanças nos valores dos parâmetros Poder Calorífico Superior, Índice de Wobbe e Percentual Molar Mínimo de Metano a partir da injeção de volumes estabelecidos de hidrogênio na rede de gás natural nacional, com o objetivo de verificar as conformidades com os limites estabelecidos pela norma regulamentadora da ANP. Esses valores fornecerão subsídios para o estabelecimento da capacidade nacional para o desenvolvimento do P2G, em respeito às normas vigentes.

Em relação aos estudos de caso, foram identificadas as redes de gás natural nas regiões no entorno às UHEs Porto Primavera e Itumbiara, de forma a avaliar o volume de gás natural transportado e qual o volume de hidrogênio as UHEs poderiam suprir, a partir do volume proporcional de H₂ injetado na rede de gás natural.

Ainda no estudo de caso, foi realizado o comparativo para as empresas de energia, CESP e FURNAS, que já investiram na infraestrutura de armazenamento de hidrogênio nas UHEs Porto Primavera e Itumbiara, analisando financeiramente, de forma preliminar, se é mais conveniente reconverter o hidrogênio em eletricidade a ser vendida à rede, ou vendê-lo às transportadoras de gás natural. Assim, não foram considerados os custos de aquisição dos equipamentos para produção e distribuição do H₂.

Os dados referentes às redes de gasodutos no contexto nacional, as demandas de cada gasoduto, os materiais constituintes de cada gasoduto, os volumes de H₂ armazenados pelas UHEs Porto Primavera e Itumbiara, a composição do gás transportado e a avaliação local da rede existente foram obtidos da literatura e estão descritas no Capítulo 2. Na Figura 3.1 tem-se o fluxograma do processo de desenvolvimento deste estudo.

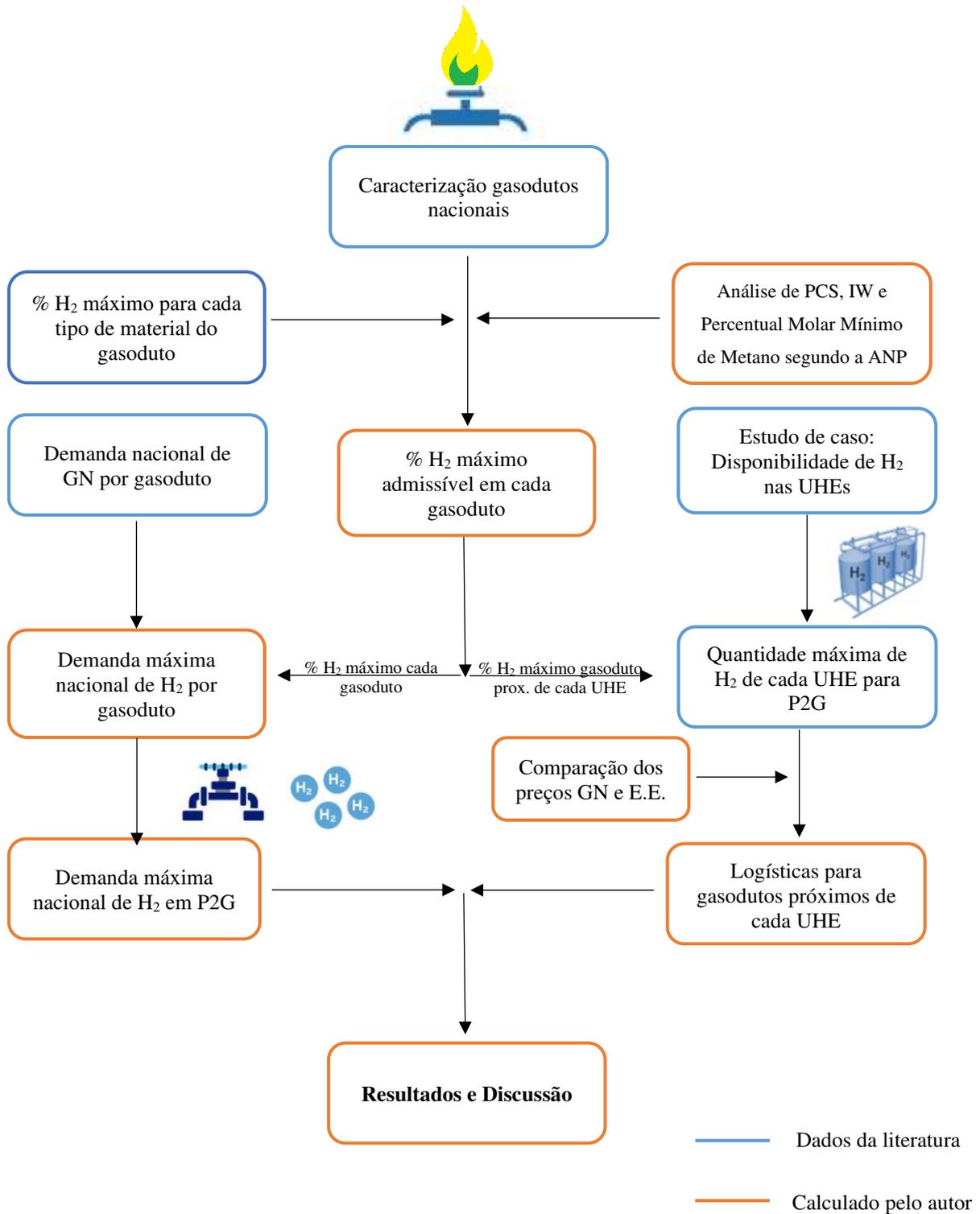


Figura 3.1: Fluxograma para o desenvolvimento do estudo
 Fonte: Elaborado pelo autor

3.1 Caracterização dos gasodutos nacionais

Conforme apresentado no Capítulo 2, foram levantadas as redes de gasodutos e as empresas que atuam no transporte do gás no contexto nacional, de forma a identificar a quantidade média de gás natural transportada na malha total e os materiais constituintes dos dutos, para que posteriormente fosse possível identificar a percentagem máxima de hidrogênio para cada tipo de material do gasoduto.

3.2 Avaliação da variação dos parâmetros Poder Calorífico Superior, Índice de Wobbe e Percentual Molar mínimo de metano

De forma a avaliar as alterações nas especificações do gás natural distribuído no Brasil em um cenário de injeção de hidrogênio eletrolítico, foram calculados os parâmetros, o Poder Calorífico Superior (PCS) e o Índice de Wobbe (IW), conforme descritos na Norma Brasileira NBR 15.213 (2005) (ABNT, 2005). As Equações do PCS e IW foram descritas no Capítulo 2.

O PCS é calculado a partir do somatório de cada fração molecular dos constituintes do gás natural transportado, multiplicado pelos seus respectivos valores de PCS. Em seguida é adicionado valores proporcionais de 1 %, 5 %, 10 % e 20 % de hidrogênio, alterando quantitativamente os valores proporcionais constituintes da mistura do gás, alterando os valores de PCS.

De forma semelhante ao cálculo do PCS, para a realização dos cálculos do IW, foram obtidas as composições do gás natural transportado nos gasodutos através de dados fornecidos pelas empresas transportadoras. Assim, primeiramente foi calculado os valores do PCS com as variações de hidrogênio e suas respectivas densidades relativas. Em seguida é realizado o cálculo do Índice de Wobbe, dividindo o valor do PCS pela raiz quadrada da densidade relativa.

Já o último parâmetro, percentual mínimo molar, é calculado a partir da composição original de metano do gás transportado multiplicado pela proporção de volume de hidrogênio injetado dos gasodutos, conforme Equação 3.1.

$$\% \text{CH}_4\text{mín.} = \% \text{mol CH}_4 \cdot (1 - t_{H_2}) \quad \text{Equação 3.1}$$

Onde:

$\% \text{CH}_4\text{mín.}$ = Metano mínimo (% mol.)

$\% \text{mol CH}_4$ = Metano (% mol.)

t_{H_2} = percentual de volume de hidrogênio injetado em gasodutos

Este é o parâmetro mais afetado com a inclusão de H₂, em decorrência do metano ser o constituinte com maior proporção no gás natural transportado que, segundo a Resolução, ANP n° 16, deve possuir os valores mínimos de 68 % para o gás natural transportado na Região Norte e de 85 % para as Regiões Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul.

3.3 Demanda nacional de GN por gasoduto

Para dimensionar a demanda nacional de gás natural por gasoduto, foram coletados dados das médias referentes aos meses de janeiro e fevereiro de 2020 disponíveis no Painel Dinâmico de Movimentação de Gás Natural em Gasodutos de Transporte da ANP. Estes dados foram apresentados no Capítulo 2, tópico 2.6.

Assim, para o cálculo do volume proporcional de hidrogênio que será transportado na rede de gás natural foi necessário realizar o levantamento do volume de gás natural diário da malha no contexto nacional. Um outro parâmetro adotado é o percentual admissível de hidrogênio que pode ser injetado nestes gasodutos, com base na análise realizada do PCI, IW e do percentual molar mínimo de metano e do máximo admitido pelos materiais constituintes dos tubos do gasoduto. Nesse caso, o volume de H₂ é calculado fazendo uma relação entre o PCS do hidrogênio e do gás natural, de forma a entregar ao consumidor final a mesma quantidade de energia, caso o H₂ não fosse injetado no gasoduto. A Equação 3.2 apresenta o volume proporcional de hidrogênio.

$$V_{H_2} = \frac{(t_{H_2} * (V_{GN}))}{1 + \left(t_{H_2} * \left(\frac{PCS_{H_2}}{PCS_{GN}} \right) \right)} \quad \text{Equação 3.2}$$

Onde:

V_{H_2} corresponde ao volume proporcional de hidrogênio que será transportado no gasoduto (Nm³.dia⁻¹)

V_{GN} corresponde ao volume diário realizado pelo gasoduto (Nm³.dia⁻¹)

PCS_{H_2} Poder Calorífico Superior do H₂ (MJ.kg⁻¹) e

PCS_{GN} Poder Calorífico Superior do gás natural (MJ.kg⁻¹)

t_{H_2} = percentual de volume de hidrogênio injetado em gasodutos

Este é o mesmo cálculo realizado para cada gasoduto, conforme o volume diário transportado nos gasodutos nacionais das transportadoras TBG, NTS, GasOcidente, TAG, TSB. A partir desses dados será possível obter o potencial nacional de hidrogênio passível de ser injetado nas redes de GN.

3.4 Estudo de caso: disponibilidade de H₂ em cada UHE para suprir a demanda nacional e local de gás natural

Inicialmente foi necessário identificar o volume de hidrogênio disponível nas UHEs Porto Primavera e Itumbiara. Os dados referentes a esses volumes de H₂ foram obtidos do estudo prospectivo de Furtado Jr. (2019b), com uma produção máxima diária de 1,9 milhão Nm³ de hidrogênio por dia na UHE Porto Primavera e 9,6 milhões de Nm³ H₂ dia na UHE Itumbiara.

De forma a dimensionar as demandas locais de injeção de hidrogênio na forma de *Power-to-Gas* foi necessário realizar um levantamento das empresas transportadoras de gás natural nas proximidades às UHEs Porto Primavera e Itumbiara, do volume de gás produzidos nas UHEs e do volume de gás natural transportado.

O dimensionamento do potencial volume de H₂ armazenado pelas UHEs que pode ser injetado na rede de gás natural, I_{H_2} , foi obtido através da relação entre o volume de hidrogênio requerido e as capacidades de produção diária das UHEs, conforme a seguinte Equação 3.3.

$$I_{H_2} \% = \frac{P_{H_2}}{V_{H_2}} \times 100 \quad \text{Equação 3.3}$$

Onde:

P_{H_2} volume de hidrogênio eletrolítico produzido pela UHE (Nm³.dia⁻¹)

V_{H_2} volume proporcional de hidrogênio que será injetado na rede de gás natural (Nm³.dia⁻¹)

$I_{H_2} \%$ capacidade em percentual de suprimento na forma de *Power-to-Gas* da UHE

Este cálculo é realizado tanto para a demanda local, avaliando as estruturas existentes nas proximidades de ambas as UHEs, quanto para a malha total que corresponde à rede de gasoduto do país.

3.5 Comparação dos preços GN e E.E

Considerando-se os volumes de hidrogênio armazenados nos dois projetos, a partir do estudo prospectivo de Furtado Jr. (2019), foram adotados dois caminhos para se obter o ganho financeiro:

a) Cenário 1, no qual o H₂ armazenado é injetado na rede de gás natural, obtendo-se um ganho financeiro G_{fi} , e

b) Cenário 2, em que o H₂ armazenado nos reservatórios pressurizados é reconvertido através de uma célula a combustível (CaC) em eletricidade, para então ser injetado na rede elétrica, obtendo-se um ganho financeiro G_{fe} .

A modelagem dos caminhos é comum aos dois projetos. No entanto, *inputs* referentes aos volumes de H₂ armazenados e às tarifas praticadas pela venda da energia pelas geradoras à rede são diferentes nos dois projetos e foram obtidos da literatura. Para a UHE de Porto Primavera, a atual tarifa dada pela CESP é de R\$ 257,4 MWh⁻¹ (CCEE, 2020). No caso de Itumbiara, a tarifa de energia elétrica dada por FURNAS é de R\$ 266,4 MWh⁻¹ (CCEE, 2020).

Em relação aos custos de gás natural, os valores utilizados foram os preços referente ao mês de fevereiro das distribuidoras, do segmento industrial, devido à sua maior demanda do mercado consumidor, no valor de 2,16 R\$.m⁻³ (BRASIL, 2020).

O ganho financeiro na utilização do H₂ armazenado e injetado na rede de gás natural, G_{fi} , é obtido através da relação energética do preço praticado por 1 MJ de gás natural pela distribuidora e 1 MJ do hidrogênio eletrolítico, de forma a propiciar ao consumidor final a mesma quantidade de energia que seria recebida antes da mistura dos dois gases, sem perda financeira, conforme verificado na Equação 3.4.

$$G_{fi} = \frac{V_{GN}}{\rho_{GN}} \times \frac{PCS_{H2}}{PCS_{GN}} \quad \text{Equação 3.4}$$

Onde:

G_{fi} corresponde ao ganho financeiro com a venda de 1 kg de H₂ (R\$.kg⁻¹);

V_{GN} o valor de venda do gás natural (R\$.m⁻³);

ρ_{GN} a densidade do gás natural (kg.m⁻³); 293,15K (20°C) e 101,325kPa (1atm)

PCS_{H2} o Poder Calorífico Superior do H₂ (MJ.kg⁻¹) e

PCS_{GN} o Poder Calorífico Superior do gás natural (MJ.kg⁻¹)

O cálculo do ganho financeiro na reconversão de H₂ em eletricidade e injeção na rede elétrica, G_{fe} foi modelado no estudo de Souza (2020), a partir da eficiência da CaC dos projetos, de 40,3 %, no PCS do H₂ de 142 MJ.kg⁻¹, e a venda da eletricidade, segundo o valor de concessão da tarifa média de energia elétrica nas UHEs, conforme verificado na Equação 3.5.

$$G_{fe} = PCS_{H_2} \times \eta_{CaC} \times C_e \quad \text{Equação 3.5}$$

Onde:

G_{fe} o ganho financeiro com a venda de 1 kg de H₂ (R\$. kg⁻¹);

C_e o custo da eletricidade (R\$. MJ⁻¹);

PCS_{H_2} o Poder Calorífico Superior do H₂(MJ.kg⁻¹) e

η_{CaC} a eficiência da célula a combustível

O comparativo da viabilidade entre a opção de vender o gás armazenado nas UHEs para injeção na rede de gás natural, ou de usá-lo na célula a combustível para injeção na rede elétrica, é verificado através da relação da Equação 3.6.

$$C = \frac{G_{fi}}{G_{fe}} \quad \text{Equação 3.6}$$

Onde

C é o comparativo do ganho financeiro;

G_{fi} o ganho financeiro com a venda de H₂ para injeção em rede de gás natural (R\$.kg⁻¹);

G_{fe} o ganho financeiro com a venda de H₂ para a produção de energia elétrica (R\$.kg⁻¹)

3.6 Resultados e discussão

Nesta última etapa é discutida a viabilidade na injeção de H₂ na rede de gás natural no contexto nacional em condições pré-estabelecidas. Foi realizada a análise do comparativo entre os ganhos financeiros em cada projeto, ou seja, nesta sessão foi discutida as vantagens e limitações em se vender o H₂ armazenado pelas UHEs à rede, através da reconversão na célula a combustível ou na injeção na rede de gás natural.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Conforme demonstrado no Capítulo 2, a rede de malhas de transporte de gás natural do país é composta por pontos de recebimento, pontos de entrega, estações de interconexão, estações de compressão e sistemas de compressão e gasodutos. A injeção de volumes proporcionais de hidrogênio nessa infraestrutura promove a fragilização desses sistemas, em decorrência da composição de seus tubos, constituídos de aço carbono, sendo que no país a maioria dos tubos é do tipo API 5L X70. Nesse sentido, foram avaliadas a fim de identificar o limite máximo admissível de injeção de hidrogênio na forma de *Power-to-Gas* dentro dos parâmetros estabelecidos pela ANP, foram avaliadas as variações de percentuais de injeção de H₂ na malha de gasodutos de transporte do país, conforme é descrito nos tópicos seguintes.

4.1 Análise da variação dos parâmetros Poder Calorífico Superior, Índice de Wobbe e Percentual Molar mínimo de Metano

Para este estudo foi necessário avaliar as mudanças nos parâmetros Poder Calorífico Superior, Índice de Wobbe e o percentual Molar mínimo de Metano do gás natural, a partir da injeção de volumes variáveis de hidrogênio, de forma a verificar se estão dentro dos limites estabelecidos pelas normas regulamentadoras.

Logo, foram avaliadas as mudanças decorrentes da injeção de volumes de 1 %, 5 %, 10 % e 20 % de hidrogênio em volume proporcional de gás natural nas redes do país, calculando os novos valores do Poder Calorífico Superior, Índice de Wobbe e o percentual Molar mínimo de Metano utilizando as Equações 2.1, 2.2 e 3.1, de forma a verificar se estão em conformidade aos valores estabelecidos pela norma da ANP nº 16 (2008).

4.1.1 Poder Calorífico Superior (PCS)

Para a realização do cálculo dos valores de PCS, foram obtidas as composições do gás natural transportado nos cinco principais gasodutos do país, com adição de 1 %, 5 %, 10 % e 20 % de H₂, verificando as alterações dos valores, conforme apresentado na Figura 4.1.

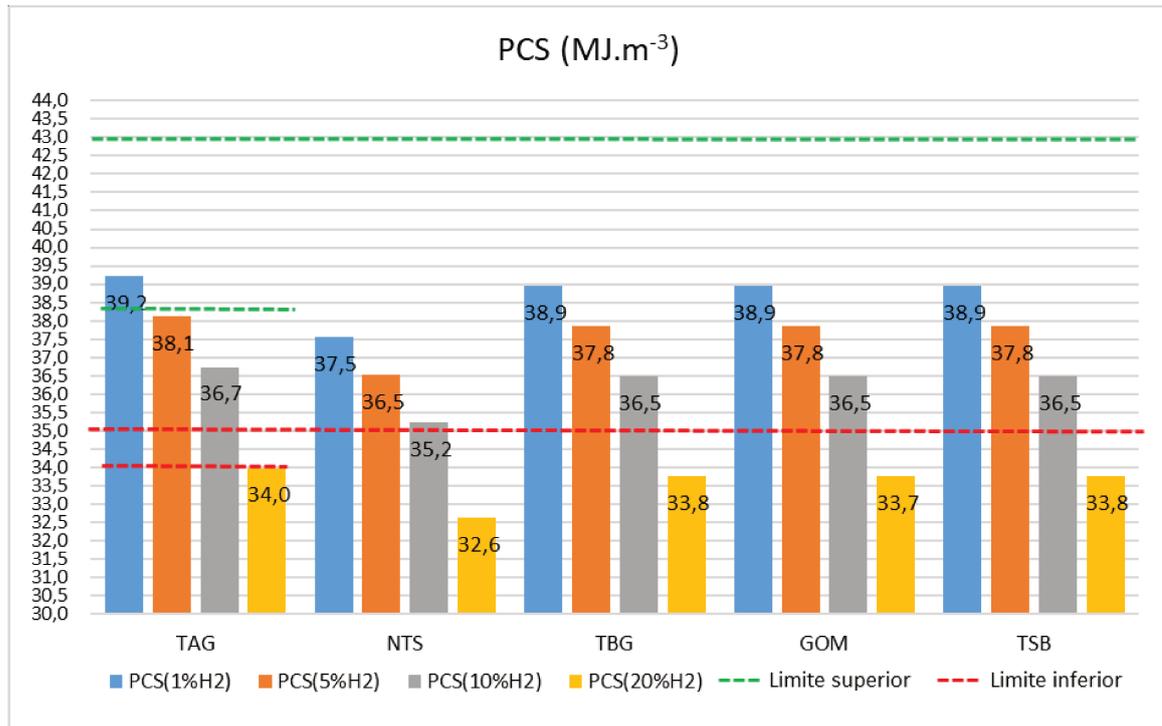


Figura 4.1: Variação dos valores de PCS

Fonte: Elaborado pelo autor

Como se observa, a adição de hidrogênio no gás natural provoca a diminuição nos valores de PCS, conforme o aumento de sua proporção, em decorrência da diferença dos valores de PCS do hidrogênio ($11,89 \text{ MJ.m}^{-3}$) e do metano ($37,04 \text{ MJ.m}^{-3}$), principal constituinte do gás natural. A adição de percentuais de até 20 % de volume proporcional de H_2 promoveu uma grande variação no índice, porém, em 10 % de volume proporcional o gás transportado está dentro dos valores mínimos estabelecidos pela norma da ANP, cujo limite inferior é de 34 MJ.m^{-3} ou $35,0 \text{ MJ.m}^{-3}$, conforme Quadro 2.4 do Capítulo 2. A transportadora TAG apresenta dois limites inferiores de PCS pois o gasoduto Urucu-Coari-Manaus situado no Norte do país possui outros parâmetros de avaliação para o gás natural, segundo a ANP.

Portanto, para as proporções adotadas, os valores encontrados do PCS estão dentro dos parâmetros estabelecidos nas normas regulamentadoras, sendo tecnicamente possível a inclusão desses teores de hidrogênio na rede de gasodutos do país, segundo análise de PCS.

4.1.2 Índice de Wobbe (IW)

O Índice de Wobbe é o segundo critério analisado e relaciona os valores de PCS e a densidade relativa do gás em relação ao ar. De forma semelhante ao cálculo do PCS, para a realização dos cálculos foram obtidas as composições do gás natural transportado nos

gasodutos, através de dados fornecidos pelas empresas transportadoras, com as variações de 1 %, 5 %, 10 % e 20 % de hidrogênio e suas respectivas densidades relativas.

Conforme observado na Figura 4.2, a adição de hidrogênio na mistura de gás natural provoca a diminuição não linear dos valores de IW com o aumento da proporção de hidrogênio na mistura do gás natural transportado, na faixa de proporção. Essas alterações têm relação com a diminuição dos valores de PCS e a de sua densidade relativa.

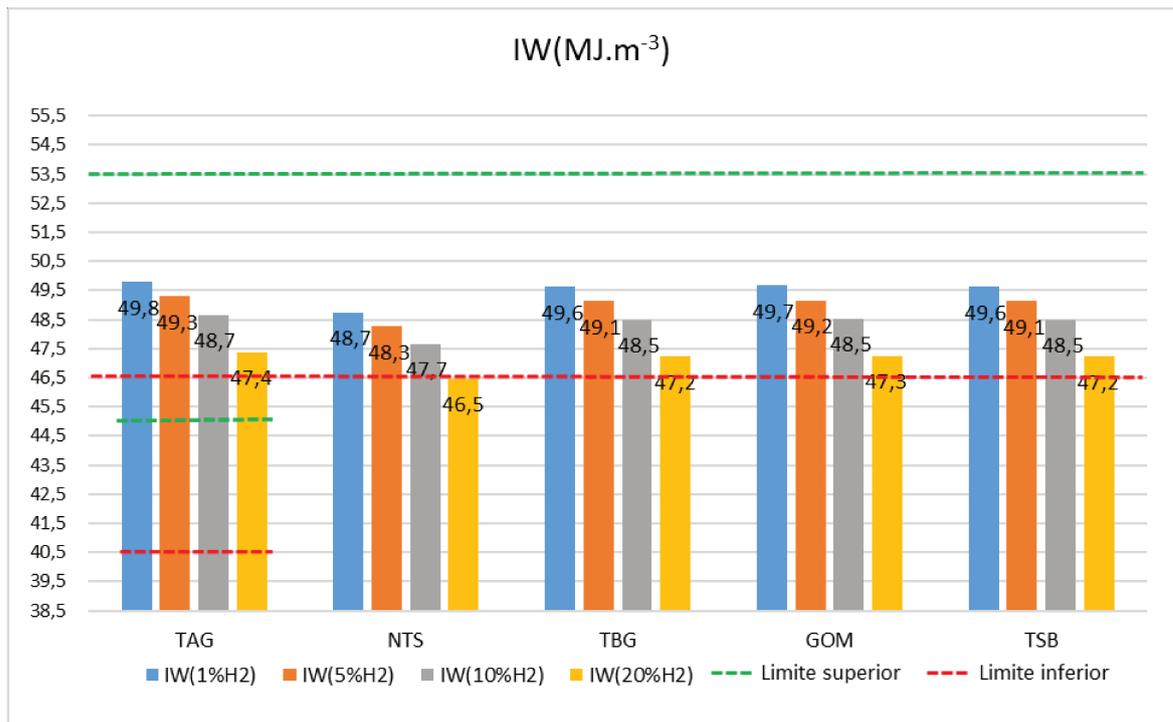


Figura 4.2: Variação dos valores do IW

Fonte: Elaborado pelo autor

Logo, os valores encontrados para injeção de 20 % de hidrogênio, o IW está dentro dos parâmetros estabelecidos nas normas regulamentadoras, para o limite superior de 53,5 MJ.m⁻³ e inferior de 40,5 MJ.m⁻³ para região Norte e 46,5 MJ.m⁻³ para as demais regiões, sendo tecnicamente possível a inclusão desse teor de hidrogênio na rede de gasodutos do país. Da mesma forma que ocorre no PCS, a transportadora TAG apresenta dois limites inferiores de IW pois o gasoduto Urucu-Coari-Manaus situado no Norte do país possui outros parâmetros de avaliação para o gás natural, segundo a ANP.

4.1.3 Percentual Molar mínimo de metano

Outro parâmetro analisado foi o percentual molar mínimo do metano, principal constituinte do gás natural. Após a injeção de volumes proporcionais de H₂ no gás natural

transportado, esses valores são relativamente os mais afetados, devido a sua maior participação em % mol no gás natural, conforme verificado na Figura 4.3.

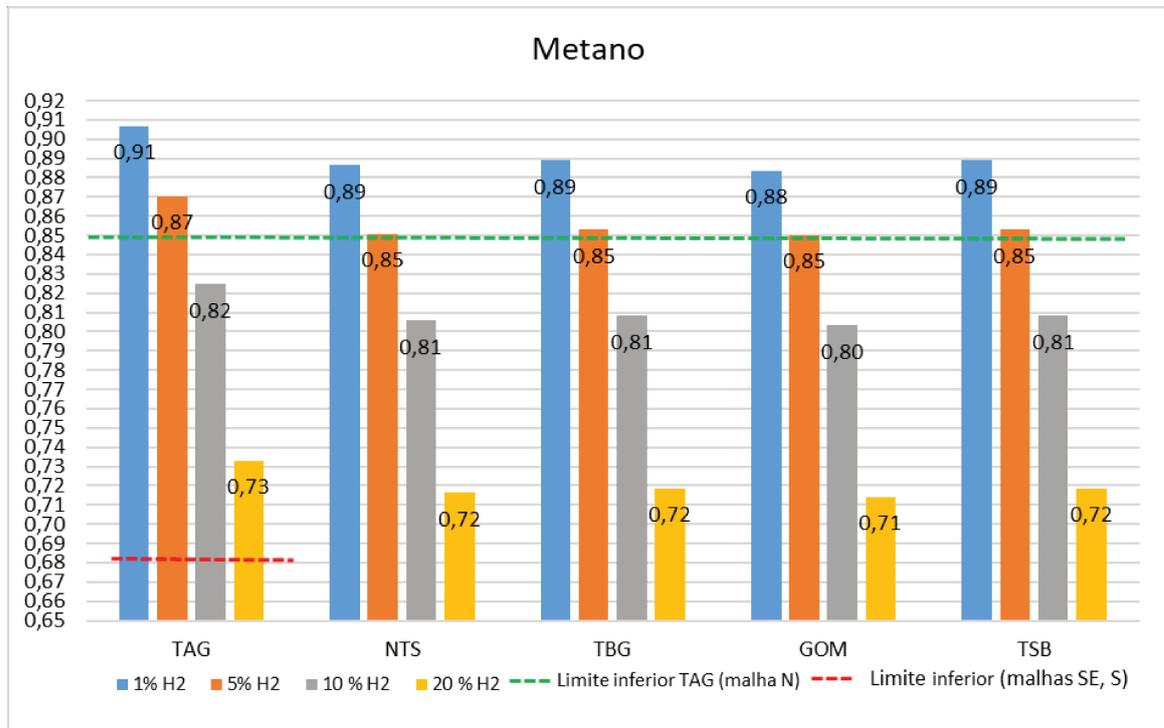


Figura 4.3: Percentual molar mínimo de Metano
Fonte: Elaborado pelo autor

Portanto, observa-se que a injeção de até 5 % de H₂ nos gasodutos das transportadoras do país está dentro das normas estabelecidas pela ANP, para todas as redes. A transportadora TAG apresenta dois limites inferiores, como nos outros índices, sendo que os parâmetros da região Norte, seria possível percentuais até 20 %, ou seja, para a maioria das redes do país, a injeção de valores superiores a 5 % de H₂, necessita de mudanças nas normas regulamentadoras, de forma a contemplar essa redução do teor de metano.

4.1.4 Susceptibilidade dos aços ao hidrogênio

Outro fator relacionado ao máximo permitido para injeção de H₂ na rede de gás natural, na forma de *Power-to-gas*, é o tipo de aço constituinte dos gasodutos existentes na malha nacional. Conforme verificado no Capítulo 2, os gasodutos, em sua grande maioria, são constituídos de aço API 5L X70, sendo verificado em estudos que a injeção de até 1 % de volumes proporcionais de hidrogênio no gás natural não provoca, a princípio, processos de

fragilização do aço, porém, a inclusão de maiores volumes proporcionais pode provocar fissuras no gasoduto, sendo a principal causa de falhas do serviço.

Portando, analisando-se os quatro critérios adotados, PCS, IW, percentual de metano e fragilização dos aços, foi estabelecido o percentual máximo de 1 % de volume proporcional de hidrogênio para a avaliação do potencial técnico nacional de P2G, bem como na estimativa dos estudos de caso para as duas UHE's. Para a elevação desse percentual, tratamentos e/ou substituição dos tubos seriam necessários, bem como a mudança dos limites dos parâmetros estabelecidos pela regulamentação atual. Como esse limite é dado pelo tipo de aço utilizado na grande maioria dos gasodutos, principalmente nas redes primárias, poder-se-ia ampliar esse limite caso o hidrogênio seja injetado na rede secundária, muitas das quais constituídas de tubulação de polietileno, cujo limite é um teor de 10 % em volume de hidrogênio, conforme indicado no Quadro 2.5. Nesse caso, o limite passaria a ser de 5 % em volume, em vista do teor de metano estabelecido pela ANP.

Para se ir além desses 5 %, seria necessária a modificação da norma da ANP nº 16 (2008), reduzindo o teor mínimo de metano no gás natural, para um percentual molar mínimo de metano de pelo menos 0,80. Isso permitiria a injeção de até 10 % em volume de H₂ no gás natural, que voltaria a limitada pelo material da tubulação. Os atuais limites do PCS e do IW estabelecidos na norma não seriam comprometidos até esse valor de 10 %.

4.2 Potencial técnico nacional de H₂ por gasoduto

Segundo o Boletim Mensal de acompanhamento da ANP dos volumes transportados de gás natural, referentes às médias dos meses de janeiro e fevereiro de 2020, o país possui uma demanda média de aproximadamente 88 milhões de m³.dia⁻¹ de gás natural, sendo distribuídos em sistemas isolados e na malha interligada que, juntos, compõem a malha total de gasodutos do país, conforme observado no Quadro 4.1 (BRASIL, 2020).

Empresa transportadora	Volume diário transportado (m ³ .dia ⁻¹)	Máximo de H ₂ admissível (m ³ .dia ⁻¹)
GASBOL (TBG)	16,7 mi	166.163
NTS	43,3 mi	432.032
GASOCIDENTE	193,3 mil	1.927
TAG (malha Norte)	5,7 mi	57.052
TAG (malha Sudeste e Sul)	21,7 mi	215.987
TSB	480 mil	4.785
Total	88,1 mi	877.947

Quadro 4.1: Volume transportado nos gasodutos

Fonte: Adaptado BRASIL (2020)

Assim, a partir dos dados referentes aos volumes transportados de gás natural, a quantidade total diária de H₂ que pode ser transportada, considerando a injeção de 1 % em volume de hidrogênio é de aproximadamente 878 mil m³.dia⁻¹, conforme observado no Quadro 4.1.

4.2.1 Demanda máxima nacional de H₂ por gasoduto

A partir dos dados referente aos volumes transportados pelos gasodutos e utilizando a Equação 3.2, é possível dimensionar os volumes de hidrogênio eletrolítico requeridos para suprir a demanda estabelecida de volume proporcional em cada gasoduto.

Para a transportadora TBG, utilizando o volume diário transportado de gás natural apresentado no Quadro 4.1 e considerando a injeção de 1 % de hidrogênio, é requerido um volume de 166.163 m³.dia⁻¹, conforme observado na Equação 4.1.

$$V_{H_2} = \frac{(0,01 * (16.667.666))}{(1 + (0,01 * \frac{11,89}{39,22}))} = 166.163 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1} \quad \text{Equação 4.1}$$

Para a transportadora NTS, é requerido um volume de 432.032 m³.dia⁻¹, considerando a injeção de 1 % de hidrogênio, observado na Equação 4.2.

$$V_{H_2} = \frac{(0,01 * (43.333.333))}{(1 + (0,01 * \frac{11,89}{39,48}))} = 432.032 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1} \quad \text{Equação 4.2}$$

Para a transportadora GasOcidente, é requerido um volume de 1.927 m³.dia⁻¹, considerando a injeção de 1 % de hidrogênio, observado na Equação 4.3.

$$V_{H_2} = \frac{(0,01 * (193.333))}{(1 + (0,01 * \frac{11,89}{39,21}))} = 1.927 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1} \quad \text{Equação 4.3}$$

Para a transportadora TAG, na malha Sudeste e Nordeste é requerido um volume de 215.987 m³.dia⁻¹, considerando a injeção de 1 % de hidrogênio, observado na Equação 4.4.

$$V_{H_2} = \frac{(0,01 * (21.666.667))}{(1 + (0,01 * \frac{11,89}{37,80}))} = 215.987 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1} \quad \text{Equação 4.4}$$

Para a transportadora TAG, na malha Norte, é requerido um volume de 57.052 m³.dia⁻¹, considerando a injeção de 1 % de hidrogênio, observado na Equação 4.5.

$$V_{H_2} = \frac{(0,01 * (5.722.333))}{(1 + (0,01 * \frac{11,89}{34,82}))} = 57.052 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1} \quad \text{Equação 4.5}$$

Por fim para a transportadora TSB, é requerido um volume de 4.785 m³.dia⁻¹, considerando a injeção de 1 % de hidrogênio, observado na Equação 4.6.

$$V_{H_2} = \frac{(0,01 * (480.000))}{(1 + (0,01 * \frac{11,89}{39,22}))} = 4.785 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1} \quad \text{Equação 4.6}$$

4.3 Estudo de caso: disponibilidade de H₂ em cada UHE

A partir dos volumes de hidrogênio que podem ser transportados pelos gasodutos e utilizando as capacidades máximas de hidrogênio que podem ser produzidos e armazenados do estudo prospectivo realizado por Furtado Jr. (2019b) nas UHEs Porto Primavera e Itumbiara, foi possível calcular a capacidade em percentual de suprimento de H₂ na rede de gás natural nacional.

Assim, para o suprimento de toda a rede de gasodutos de gás natural, utilizou-se o cenário ótimo de produção máxima da UHE Porto Primavera e a quantidade total diária de H₂ que pode ser transportada nos gasodutos nacionais. Dessa forma, a UHE Porto Primavera tem o potencial de suprimento de H₂ em sua totalidade, conforme Equação 4.7.

$$I_{H_2}\% = \frac{1.900.000 \text{ (m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}\text{)}}{877.947 \text{ (m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}\text{)}} \times 100 = 100 \% \quad \text{Equação 4.7}$$

Já a UHE Itumbiara também apresenta o potencial de suprimento de H₂ de 100 % da rede de gás natural nacional, uma vez que sua produção de hidrogênio, conforme Furtado Jr (2019b), pode chegar a 9,6 milhões de m³.dia⁻¹ de H₂, dez vezes maior que o potencial nacional passível de ser injetado na rede de gasodutos.

Deve-se lembrar que os estudos de Furtado Jr (2019b) considera a maximização do uso de cada hidroelétrica associada de forma híbrida à energia solar fotovoltaica junto aos reservatórios, utilizando os entornos ou as próprias superfícies aquáticas. Já os cálculos aqui apresentados consideram todo o hidrogênio sendo destinado à aplicação P2G, sendo razoável supor que as empresas proprietárias das UHEs iriam operar o sistema de forma a obter o máximo de retorno financeiro, em função das demandas contratadas de energia elétrica (reconversão do hidrogênio) e H₂ injetado na rede de GN, ou seja, o gás produzido seria dividido entre essas duas aplicações.

Após o dimensionamento para o contexto nacional, foi realizado o suprimento das demandas locais de hidrogênio para cada UHE, a partir da rede de gasoduto mais próxima a cada uma, de forma a diminuir custos relacionados à infraestrutura e transporte.

4.4 Estudos de caso: dimensionamento do volume de H₂ requerido para suprir o potencial local de H₂

De forma a dimensionar os potenciais locais de injeção de hidrogênio na forma de *Power-to-Gas*, foi necessário realizar um levantamento das empresas transportadoras de gás natural nas proximidades às UHEs Porto Primavera e Itumbiara e dos respectivos volumes de gás natural transportado.

4.4.1 UHE Porto Primavera e UHE Itumbiara

A UHE Porto Primavera e a UHE de Itumbiara não possuem em suas proximidades redes de dutos de transporte de gás natural, sendo necessário identificar, junto às empresas transportadoras, qual o local mais próximo onde seja possível injetar hidrogênio na rede. O ponto que apresenta maior proximidade e possibilidade de injeção para ambas UHEs é o trecho do GASBOL que passa pela cidade de Três Lagoas/MS, divisa com o estado de São Paulo. O mapa apresentado na Figura 4.4 mostra o local de interconexão, situado a uma distância de 232 km da UHE Porto Primavera e de 373 km da UHE Itumbiara, em linha reta.

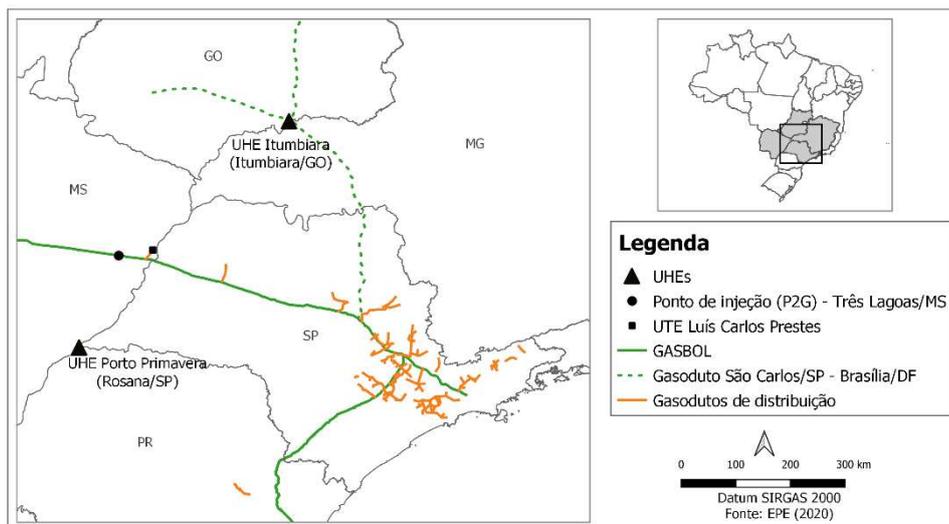


Figura 4.4: Ponto de injeção no GASBOL

Fonte: Elaborado pelo autor.

Através dos dados divulgados pela empresa transportadora TBG, neste possível ponto de injeção há uma estação de compressão do trecho norte do GASBOL, no seguimento Corumbá – Paulínia. Nesse município existe uma Usina Termelétrica, UTE Luís Carlos Prestes, com capacidade de geração de 350 MW. A usina opera em ciclo combinado desde 2012, aproveitando o máximo da energia do gás natural (BRASIL, 2020).

Segundo dados dos meses de janeiro e fevereiro de 2020, o volume de gás natural transportado no trecho de Três Lagoas/MS foi de 1,15 milhões $\text{m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ (ANP, 2020). Nesse caso a UHE Porto Primavera e a UHE de Itumbiara tem a capacidade de suprir a demanda local do trecho.

Um outro ponto que apresenta maior proximidade com a UHE Itumbiara é o Gasoduto São Carlos-Brasília. Conforme descrito no Capítulo 2, este empreendimento foi autorizado e está em fase de implementação. Segundo dados do projeto, este gasoduto possui um ponto de entrega em Itumbiara/GO, o que beneficiaria a injeção de hidrogênio nos volumes estabelecidos à rede local de gás natural. Segundo dados estimados pelo Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG), o volume de gás a ser transportado no trecho de Itumbiara do Gasoduto São Carlos - Brasília é de 250 mil $\text{m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$, sendo tecnicamente possível o suprimento da demanda para a UHE necessário para injeção de hidrogênio na forma de *Power-to-Gas*.

Segundo Furtado Jr. (2019b), a capacidade máxima de produção e armazenamento de H_2 na UHE Itumbiara é de 9,6 milhões de $\text{Nm}^3 \text{H}_2$ dia. Com base neste valor e nos volumes de H_2 requeridos, conclui-se que, para atender a demanda nacional referente a 1 % em volume de hidrogênio ($877.947 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$), 9 % do H_2 disponível na UHE Itumbiara seria utilizado para

suprir esta demanda referente à injeção de hidrogênio na forma de *Power-to-Gas* e 91 % estaria disponível para produção de eletricidade.

De forma semelhante ao cenário utilizado na UHE de Itumbiara, Furtado Jr. (2019c) estimou o potencial de produção e armazenamento de 1,9 milhões de Nm³ H₂ dia na UHE Porto Primavera. Desta forma, para suprir a demanda nacional referente a 1 % em volume de hidrogênio (877.947 m³.dia⁻¹), a UHE Porto Primavera utilizaria cerca de 46 % do H₂ disponível para injeção de hidrogênio na forma de *Power-to-Gas* e o restante, 54 %, estaria disponível para produção de eletricidade. A figura 4.5 apresenta os resultados referentes aos usos finais do H₂ disponível em cada UHE.

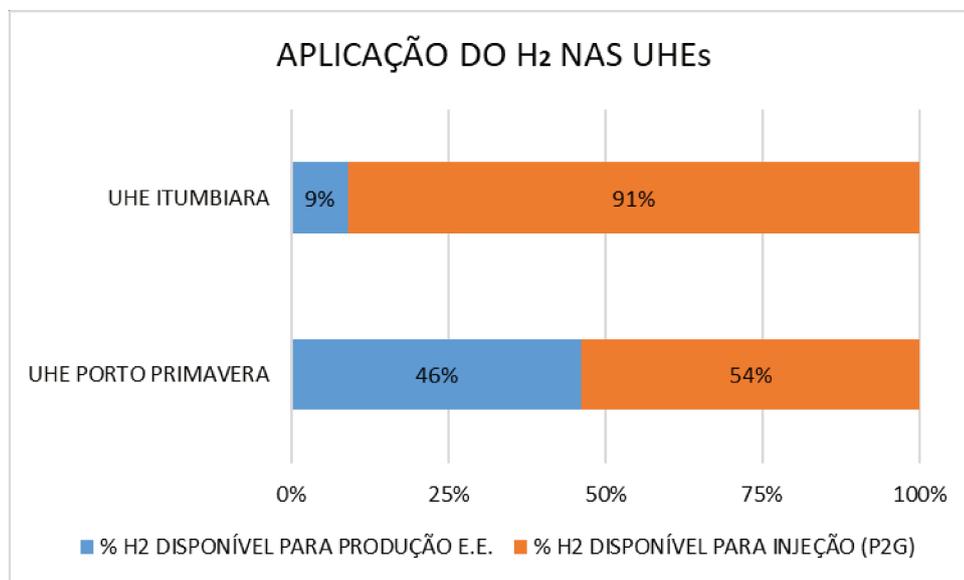


Figura 4.5 Uso final do H₂ disponível em cada UHE

Fonte: Elaborado pelo autor

4.5 Comparação dos preços GN e E.E.

Em relação ao comparativo dos preços de venda entre o gás natural e a energia elétrica, o ganho financeiro relacionado à venda do hidrogênio eletrolítico para a injeção em gasodutos de gás natural, G_{fi} , levando em consideração os critérios energéticos, é de aproximadamente 9,59 R\$.kg⁻¹, conforme verificado na equação 4.8.

$$G_{fi} = \frac{2,16 \text{ R}\$. \text{m}^{-3}}{0,615 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}} \times \frac{142 \text{ MJ} \cdot \text{kg}^{-1}}{52 \text{ MJ} \cdot \text{kg}^{-1}} = 9,59 \text{ R}\$. \text{kg}^{-1} \quad \text{Equação 4.8}$$

O valor é o mesmo para as duas UHEs analisadas, devido ao preço único para o gás natural. Este valor de venda do hidrogênio em R\$.kg⁻¹ equivale ao mesmo valor em R\$.MJ⁻¹ do gás natural, ou seja, 0,058 R\$.MJ⁻¹. Em termos volumétricos, esse valor corresponde a 0,71 R\$.m⁻³, bastante inferior aos 2,16 R\$.m⁻³ do gás natural, devido às diferenças de poder calorífico volumétrico entre os dois gases. No Quadro 4.2 são mostrados todos os parâmetros e valores calculados.

Gás	Valor (R\$.m ⁻³)	MJ.kg ⁻¹	R\$.kg ⁻¹	R\$.MJ ⁻¹
GN	2,16	52	2,90	0,056
H ₂	0,71	142	7,92	0,056

Quadro 4.2: Valores energéticos relacionados aos gases
Fonte: Elaborado pelo autor

O cálculo do ganho financeiro na reconversão de H₂ em eletricidade e injeção na rede elétrica, G_{fe} , foi obtido pela eficiência da CaC dos projetos, de 40,3 %, no PCS do H₂ de 142 MJ.kg⁻¹, e o valor de venda da eletricidade, segundo o valor de concessão da tarifa média de energia elétrica nas UHE de Porto Primavera e UHE Itumbiara, conforme verificado na Equação 4.9 e 4.10.

$$G_{fe} = 142 \text{ MJ.kg}^{-1} \times 0,403 \times 0,0715 \text{ R}$. \text{MJ}^{-1} = 4,09 \text{ R}$. \text{kg}^{-1} \quad \text{Equação 4.9}$$

$$G_{fe} = 142 \text{ MJ.kg}^{-1} \times 0,403 \times 0,0740 \text{ R}$. \text{MJ}^{-1} = 4,23 \text{ R}$. \text{kg}^{-1} \quad \text{Equação 4.10}$$

Logo, os ganhos financeiros relacionados à produção de eletricidade utilizando o hidrogênio eletrolítico, G_{fe} , nas UHEs Porto Primavera e Itumbiara, são de 4,09 e 4,23 R\$.kg⁻¹ respectivamente. O preço de venda da UHE de Itumbiara é superior ao preço de venda da UHE de Porto Primavera em decorrência do valor do MWh praticado nas usinas.

O comparativo da viabilidade, Equações 4.11 e 4.12, entre os dois cenários indica que a injeção em gasodutos é cerca de duas vezes mais vantajosa em ambas as UHEs, se comparado com a reconversão de H₂ em eletricidade, conforme observado no Quadro 4.3.

$$C = \frac{9,59}{4,09} = 2,34 \quad \text{Equação 4.11}$$

$$C = \frac{9,59}{4,23} = 2,27$$

Equação 4.12

UHE	Cenário 1 G_{fi} (R\$.kg⁻¹)	Cenário 2 G_{fe} (R\$.kg⁻¹)	Comparativo
Porto Primavera (SP)	9,59	4,09	2,34
Itumbiara (GO)	9,59	4,23	2,27

Quadro 4.3: Comparativo dos cenários

Fonte: Elaborado pelo autor

Apesar da diferença dos valores, ambas UHEs apresentam vantagem na injeção do hidrogênio eletrolítico na tubulação de gás natural.

5 CONCLUSÃO

Diante dos resultados apresentados, pode-se concluir que os objetivos gerais e específicos deste estudo foram alcançados, visto que buscou-se realizar a caracterização dos gasodutos nacionais, seus componentes e a demanda diária transportada em toda sua malha. Foram realizados cálculos dos potenciais local e nacional de H₂ passíveis de serem injetados na rede de gás natural e verificou-se a viabilidade de suprimento tanto nas redes de transporte quanto na rede de distribuição das UHE de Porto Primavera e UHE Itumbiara. Em seguida, foi realizada uma análise do potencial ganho pelas empresas de energia CESP e FURNAS além do comparativo entre a utilização do H₂ na injeção em gasodutos ou produção de eletricidade.

Com base nos resultados obtidos nesse estudo, demonstra-se que é possível injetar volumes proporcionais de H₂ na forma de P2G na rede de gasodutos nacionais, na proporção de 1 % segundo as normas estabelecidas pela ANP e pela análise de fragilização dos aços. A empresa CESP com capacidade de produção de 1,9 milhões m³.dia⁻¹, 3,5 trilhões m³ anuais e FURNAS, 9,6 milhões m³.dia⁻¹, 693,5 bilhões m³ anuais apresentam capacidade de suprir a demanda local de injeção e valores significativos da demanda nacional na forma de P2G, que foi estimada em 878 mil m³.dia⁻¹.em termos comparativos. Segundo a CGEE, a produção nacional estimada para o ano de 2015 de H₂ foi de 12,5 bilhões de m³ anuais, demonstrando o potencial de suprimento destas empresas.

Outro ponto analisado foi a avaliação de cenários de venda e uso final do H₂, sendo financeiramente viável a injeção de H₂ em gasodutos, em comparação à utilização para geração de eletricidade, desconsiderando os custos de transporte e condicionamento do hidrogênio que será injetado na forma de *Power-to-Gas*.

Em relação às vazões máximas de H₂ que podem ser injetadas na forma de P2G, verificou-se que a inclusão de valores até 10 % para o PCS e 20 % para o IW de percentual de volume, respectivamente, promoveu diferenças no gás transportado, no entanto, manteve-se dentro das especificações estabelecidas em dois parâmetros das normas da ANP. Em relação aos outros parâmetros analisados, o percentual mínimo de metano admissível pela norma estabelecida da ANP é de 5 % de volume de H₂ injetado e o limite máximo permitido pelo aço dos gasodutos, segundo a norma API 5L X70 é de até 1 % de volume de H₂ injetado. Logo, é tecnicamente possível a inclusão de teores de hidrogênio, acrescentando um percentual renovável no gás transportado. Nesse sentido, para inclusão de maiores teores de hidrogênio será necessário mudança nos componentes, manutenções preventivas regulares na rede, de forma a proporcionar um transporte seguro da mistura de gases.

Com relação aos estudos de caso, constatou-se que no cenário de injeção de 1 % de H₂, a UHE de Porto Primavera tem a capacidade de suprir 100 % da demanda nacional de H₂ e 100 % da demanda local no trecho de Três Lagoas-MS do Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL) e 100 % da demanda total do gasoduto GASBOL. Já a UHE de Itumbiara, tem a capacidade de suprir 100 % da demanda nacional, 100 % da demanda local tanto no trecho de Três Lagoas-MS do GASBOL quanto da demanda estimada do futuro empreendimento, Gasoduto São Carlos-Brasília, no trecho de Itumbiara-GO além de 100 % da demanda total do GASBOL.

Em relação ao cenário comparativo do uso final do H₂ e sua injeção na rede de gás natural ou a utilização para geração de energia elétrica, os valores obtidos para cada projeto de P&D analisado apresentou pequenas diferenças devido aos valores das tarifas de energia elétrica onde estão localizadas as usinas. A tarifa da UHE de Porto Primavera é de R\$ 257,4 MWh e a UHE Itumbiara é de R\$ 266,4 MWh. Ambas apresentam uma relação mais que duas vezes favorável à injeção do H₂ na rede de gás natural, quando comparado na opção de injetar na rede de energia elétrica. Entretanto, deve-se considerar ainda que há custos adicionais a serem ponderados relativos ao transporte (gasodutos) e conexão da tubulação de H₂ à rede de gás natural.

A injeção de H₂ na forma de P2G na rede de gás natural pode desempenhar um papel crucial na descarbonização de sistemas de energia. Projetos de P2G podem garantir a flexibilidade para a rede elétrica que é influenciada pela intermitência e flutuação das fontes de energia renováveis. Os resultados demonstraram que o país possui um mercado promissor para o desenvolvimento dessa tecnologia, que apresenta como base a utilização do hidrogênio como vetor energético. Há uma projeção do crescimento da demanda mundial de H₂ que, em diversos cenários, coloca o país como um dos potenciais exportadores, em vista de sua malha energética ser predominante de fonte renovável.

No entanto, é necessário a realização de mais estudos que analisem os impactos relacionados com a injeção de H₂ na atual rede de gasodutos, uma vez que o gás e sua composição é um parâmetro crucial para a verificação de aspectos regulatórios o qual certifica todos os equipamentos que constitui a infraestrutura da rede de transporte e rede de distribuição até o consumidor final. Portanto, é necessária uma mudança nas normas vigentes de forma a propiciar as adequações necessárias na infraestrutura existente caso sejam implementados projetos de injeção de H₂ na rede de gasodutos do país.

5.1 Sugestão de trabalhos futuros

No propósito de planejar futuros estudos relacionados com a tecnologia de *Power-to-gas* e uso de hidrogênio na matriz energética nacional, alguns tópicos relacionados a essa temática são sugeridos:

- Estimar a demanda nacional de hidrogênio na cadeia produtiva, englobando todos os setores, de forma a verificar a capacidade de expansão desse mercado e promover a utilização de hidrogênio verde;

- Viabilizar a criação de uma rede de infraestrutura para transporte de hidrogênio verde que promova o desenvolvimento dessa tecnologia no país, permitindo a instalação de empreendimentos conectados a uma malha de abrangência nacional.

- Analisar as normas reguladoras relacionadas ao desenvolvimento de um mercado exportador de hidrogênio verde, desde sua produção até a exportação de forma a desenvolver um mercado competitivo;

- Revisar as normas reguladoras incluindo padrões técnicos para injeção de hidrogênio em tubulações de gás natural, considerando todos os gasodutos que compõe a malha nacional.

- Enumerar os aspectos financeiros relacionados a trocas e manutenção de componentes em decorrência da inclusão de H₂ na rede de gasodutos.

<<http://www.anp.gov.br/transporte-gas-natural/5953-painel-dinamico-de-movimentacao-de-gas-natural-em-gasodutos-de-transporte>>.

ARENA, Australian Renewable Energy Agency (2020). **Hydrogen potential for local gas networks in SA and Victoria**. Disponível em < <https://arena.gov.au/news/hydrogen-potential-for-local-gas-networks-in-sa-and-victoria/>>

ARSESP. Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo. **Relatório anual de atividades 2018**. Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/Documentosgerais/RELATORIO_ANUAL_DE_ATIVIDADE_S_2018.pdf>.

ARYAL N; PEDERSEN R. Gas conditioning and grid operation. Technologies and-status of methanation of biogás. **Journal Future Gas**, 2017.

ATGÁS, Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto – **ATGÁS, O gás natural**, 2020. Disponível em <http://atgas.org.br/o-gas-natural/>.

BRANAN, C.R. **Metallurgy**. In Rules of Thumb for Chemical Engineers, 4th ed.; Branan, C.R., Ed.; Gulf Professional Publishing: Burlington, NY, USA, 2005; pp. 277–299.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Boletim Mensal De acompanhamento da Indústria de Gás Natural, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Brasília: MME, 2020.

BUTTLER, ALEXANDER & HARTMUT, SPLIETHOFF. **Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017.

CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, **Roadmap for the Deployment and Buildout of Renewable Hydrogen Production Plants in California, Final Project Report**. Disponível em: <https://cafc.org/sites/default/files/Roadmap-for-Deployment-and-Buildout-of-RH2-UCI-CEC-June-2020.pdf>

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2020). **Resultado consolidado dos leilões - 06/2020**. Disponível em https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_655524

COMMITTEE ON CLIMATE CHANGE. **Hydrogen in a Low-Carbon Economy**; Committee on Climate Change: London, UK, 2018.

CSIRO, Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation. **National Hydrogen Roadmap, Pathways to an economically sustainable hydrogen industry in Australia**, 2020. Disponível em <<https://www.csiro.au/~media/News-releases/2018/Hydrogen-Roadmap/Fig1.jpg>>

CHAUHAN, P; BHATTACHARYA, S. Hydrogen gas sensing methods, materials, and approach to achieve parts per billion level detection: A review. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2019. Disponível em <44. 26076-26099. 10.1016/j.ijhydene.2019.08.052.>

CHEHADE, Z. et al. Review and analysis of demonstration projects on Power-to-X pathways in the world. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2019.

COCHRAN, J.; et al. **Flexibility in 21st Century Power Systems**; National Renewable Energy Lab: Golden, CO, USA, 2014.

COMGÁS. Companhia de Gás de São Paulo (Comgás). **Comgás em números – Comgas**. Disponível em: <<https://www.comgas.com.br/a-comgas/comgas-em-numeros/>>. Acesso em: 20 Jan. 2021.

DE VRIES, H.; MOKHOV, A. V.; LEVINSKY, H. B. The impact of natural gas/hydrogen mixtures on the performance of end-use equipment: Interchangeability analysis for domestic appliances. **Appl. Energy** 2017, v. 208, 1007–1019.

DOLCI, F., et al. Incentives and legal barriers for Power-to-Hydrogen pathways: An international snapshot. **International Journal of Hydrogen**, 2019.

ENEA Consulting. **The Potential of Power-to-Gas**. Paris, France, 2016. Disponível em < <https://www.enea-consulting.com/en/the-potential-of-power-to-gas/> >

EPE, Empresa de Pesquisa Energéticas. **Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte**. Rio de Janeiro, 2019.

EPE, Empresa de Pesquisa Energéticas. **Balanco Energético Nacional 2020 - Ano base 2019**. Rio de Janeiro, 2020a.

EPE, Empresa de Pesquisa Energéticas. **Balanco Energético Nacional 2020 - Relatório Síntese / Ano Base 2019**. Rio de Janeiro, 2020b.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Wemap EPE**. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>>

EUROGAS. **Eurogas discussion paper for the gas package (2020)**, 2018. Disponível em < <https://eurogas.org/website/wp-content/uploads/2018/10/18PP309-Eurogas-discussion-paper-for-2020-gas-package-October-2018.pdf> >

ECS, European Committee for Standardization. **European standard: Gas infrastructure – Quality of gas – Group H**, 2015. Disponível em < <https://standards.globalspec.com/std/10009928/din-en-16726> >

ENERGIEPARK MAINZ. **Energiepark Mainz**, Online (2018). Disponível em <<http://www.energiepark-mainz.de/en/>>

ENERGIEPARK BAD LAUCHSTÄDT. **Reallabor zur intelligenten Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung von grünem Wasserstoff** (2019). Disponível em < <https://energiepark-bad-lauchstaedt.de> >

ENGIE. **The GRHYD demonstration project - ENGIE**, Online (2018). Disponível em <<https://www.engie.com/en/innovation-energy-transition/digital-control-energy-efficiency/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project/>>

EGIG. **Gas Pipeline Incidents: 10th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 - 2018)**. Groningen, the Netherlands: 2018.

FCH JU. **Study on early business cases for H₂ in energy storage and more broadly power to H₂ applications**, 2017. Disponível em < www.fch.europa.eu/sites/default/files/P2H_Full_Study_FCHJU.pdf >

FGV CERI, Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas. **Transporte de Gás natural no Brasil, aspectos regulatórios**. 2019. Disponível em < <https://ceri.fgv.br/sites/default/files/publicacoes/2019-01/cartilha-transporte-de-gas-natural-no-brasil-aspectos-regulatorios-fgv-ceri-jun-2016.pdf> >

FURTADO JR, J. C. et. al. **Sizing of a hydrogen electric energy storage system associated with hydro and solar power generation**. Anais. Hypothesis XIV, abr. 2019a.

FURTADO JR, J. C. et. al. Sistemas de armazenamento de energia na forma de hidrogênio para a geração elétrica. **Conferência Armazenamento Energético em Geração Distribuída**, jun. 2019b.

FURTADO JR, J. C. et. al. Integração da geração hidroelétrica e solar fotovoltaica através de um sistema de armazenamento de energia elétrica a hidrogênio junto à UHE Itumbiara. **Anais.. XXV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, nov. 2019c.

GASBRASILIANO. **Rede de Distribuição - GasBrasiliano**. Disponível em: <<https://www.gasbrasiliano.com.br/a-empresa/rede-de-distribuicao/>>. Acesso em: 20 Jan. 2021.

GASOCIDENTE, GasOcidente do Mato Grosso Ltda. **Mapa Geral dos Equipamentos**, 2020. Disponível em <<http://www.gasocidentemt.com.br/www/docs/Mapa%20Geral%20de%20Equipamentos%20GOM.pdf>>

GASOCIDENTE, GasOcidente do Mato Grosso Ltda. **Simulação Termo Hidráulica - Transporte do volume**, 2018 Disponível em: http://www.gasocidentemt.com.br/plataformaEletronica/simulacaoTermoHidraulicaGen_v2.pdf

GL NOBLE DENTON. Pöyry Management Consulting. **Gas Quality Harmonisation-Cost Benefit Analysis**; European Commission: Brussels, Belgium, 2012.

GONDAL, I.A.; SAHIR, M.H. Prospects of natural gas pipeline infrastructure in hydrogen transportation. **Int. J. Energy Res.** 2011, 36, 1338–1345.

GONDAL, I. Hydrogen integration in power-to-gas networks. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2018. Disponível em < 10.1016/j.ijhydene.2018.11.164.>

GÖTZ, M. et. al. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. **Renewable Energy**, 2016.

GONZALEZ, A., MCKEOGH, E.; GALLACHOIR, B. O. The role of hydrogen in high wind penetration energy systems: The Irish case. **Renewable Energy**, 2003, 471–489 p.

GUANDALINI, G.; COLBERTALDO, P.; CAMPANARI, S. Dynamic modeling of natural gas quality within transport pipelines in presence of hydrogen injections. **Applied Energy**, v. 185, p. 1712–1723, 2017.

GRTgas. **Hydrogen**: signing of a collaboration agreement between GRTgaz SA and Creos Deutschland GmbH (2020). Disponível em < <http://www.grtgaz.com/en/press/press-releases/news-details/article/hydrogene-lancement-du-projet-mosahyc.html>>

GTI, Gas Technology Institute. **Review studies of hydrogen use in natural gas distribution systems**. Final Report NREL. In: Melaina, M. W; Antonia, O; Penev, M. Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues. n. 2, 2010.

HAESLONCKX, D.; D’HAESELEER, W. The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2007.

HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen Scaling Up**. Hydrogen Council: Brussels, Belgium, 2017.

HODGES, W. et. al. **Injecting hydrogen into the gas network – a literature search**, **Health and Safety Laboratory**, Buxton, 2015.

HOLLADAY, J.D.; HU, J.; KING, D.L.; WANG, Y. **An overview of hydrogen production technologies**. *Catal. Today* 2009, 139, 244–260.

HOLM, T. **Aspects of the mechanism of the flame ionization detector**. *J. Chromatogr. A* 1999, 842, 221–227.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **Hydrogen: A renewable energy perspective**. Tokyo, Japan, 2019.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **Hydrogen from Renewable Power: Technology Outlook for the Energy Transition**. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018a.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Hydrogen from renewable power**. Abu Dhabi, 2018. Disponível em < https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf>

IEA, International Energy Agency. **Technology Roadmap—Hydrogen and Fuel Cells**. Paris, France, 2015.

IEA, International Energy Agency. **World Energy Prices**, Paris, 2018. Disponível em <<https://webstore.iea.org/worldenergy-prices-2018>>.

IEA, International Energy Agency. **Full lifecycle emissions intensity of global coal and gas supply for heat generation**, 2018.

IEA, International Energy Agency. **The Future of Hydrogen: seizing today's opportunities**. [S.l: s.n.], 2019a. Disponível em: < <https://webstore.iea.org/global-ev-outlook-2019>>.

IEA, International Energy Agency. **World Energy Investment**. Paris, 2019a. Disponível em < www.iea.org/wei2019/>.

JEFF ST. JOHN. **Green Hydrogen in Natural Gas Pipelines: Decarbonization Solution or Pipe Dream?**, 2020. Greentechmedia.com. Disponível em: <<https://www.greentechmedia.com/articles/read/green-hydrogen-in-natural-gas-pipelines-decarbonization-solution-or-pipe-dream>>.

CAPELLE, J. GILGERT, I. DMYTRAKH, G. PLUVINAGE. Sensitivity of pipelines with steel API X52 to hydrogen embrittlement *Int. J. Hydrogen Energy*, 2008, v. 33, pp. 7630-7641

JENTSCH, MAREIKE & TROST, TOBIAS & STERNER, MICHAEL. Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario. **Energy Procedia**, 2014.

JUDD, R., PINCHBECK, D. Hydrogen admixture to the natural gas grid, in: **Compendium of Hydrogen Energy**. Elsevier, 2016. pp. 165–192.

KIPPERS, M.J; DE LAAT, J.C; HERMKENS, R.J.M; OVERDIEP, J J. Pilot project on hydrogen injection in natural gas on island of Ameland in the Netherlands. In: **Proceedings of the International Gas Research Conference**, vol. 2, 2011. pp. 1163–1177.

KHATIR, N.; ABDELKRIM, L. Effect of hydrogen addition to methane on ICE emissions and performances: A brief review. **J. Sci. Res. Rev.** 2013, 2, 75–80.

KOUCHACHVILI, L.; ENTCHEV, E. *Power to gas and H2 /NG blend in SMART energy networks concept*. **Renewable Energy**, 2018.

KUCZYNSKI, S.; ŁACIAK, M.; OLIJNYK, A.; SZURLEJ, A.; WŁODEK, T. Thermodynamic and technical issues of hydrogen and methane-hydrogen mixtures pipeline transmission. **Energies**. 2019, 12, 569.

KURDYUMOV, V.N.; FERNÁNDEZ, E.; LIÑÁN, A. **Flame flashback and propagation of premixed flames near a wall**. In Proceedings of the Combustion Institute, Edinburgh, UK, 2000, 1883–1889 p.

LEEDS CLIMATE COMMISSION (2019). **Hydrogen conversion**: potential contribution to a low Carbon Future for Leeds. Disponível em <<https://www.leedsclimate.org.uk/sites/default/files/LCC%20Hydrogen%20Position%20Paper.pdf>>

MELAINA, M. W; ANTONIA, O; PENEV, M. **Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues**. National Renewable Energy Laboratory, 2013. 131 p.

MENG, B. C. et. al. Han Hydrogen effects on X80 pipeline steel in high-pressure natural gas/hydrogen mixtures. **Int. J. Hydrogen Energy**, v. 42, pp. 7404-7412, 2017.

NATIONAL FUEL CELL RESEARCH CENTER. **Power-to-gas**: Dynamic operation of electrolyzer systems and integration with central plant, Factsheet, 2017. Disponível em <http://www.nfrcr.uci.edu/3/research/researchsummaries/pdf/JMS_v1_JB_P2G_Research_Summary.Final_092617_816am.pdf>

NATURGY. Naturgy Energy Group S.A. **Nossa companhia, História São Paulo**. Disponível em: <<https://www.naturgy.com.br/br/conhecamos/a+companhia/nossa+companhia/historia/1297092536017/historia+sao+paulo+.html>>. Acesso em: 20 jan. 2021.

NREL, National Renewable Energy Laboratory. **HyBlend Project To Accelerate Potential for Blending Hydrogen in Natural Gas Pipelines**, 2020. Disponível em <<https://www.nrel.gov/news/program/2020/hyblend-project-to-accelerate-potential-for-blending-hydrogen-in-natural-gas-pipelines.html>>

NHS, National Hydrogen Strategy. **Hydrogen in the gas distribution networks report**, Australia, 2019. Disponível em <http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/nhs-hydrogen-in-the-gas-distribution-networks-report-2019_0.pdf>

NITSCHKE-KOWSKY, P. **Impact of Hydrogen Admixture on Installed Gas Appliances 2012**. Disponível em <<http://members.igu.org/old/IGU%20Events/wgc/wgc-2012/wgc-2012-proceedings/working-committee-papers/working-committee-woc5/expert-forum-5.b/impact-of-hydrogen-admixture-on-installed-gas-appliances/view/++widget++form.widgets.download/@@download/Petra-Nitschke-Kowsky-%25E2%2580%2593-Werner-We%25C3%259Fing.pdf>>

NORTHERN GAS NETWORKS (2020). **H21 NIC – Phase 1**. Disponível em <<https://www.h21.green/projects/h21-nic-phase-1/>>

NTS, Nova Transportadora do Sudeste S/A. 2020. **Mapa das Instalações**. Disponível em: <https://nts-v2-staging.s3.amazonaws.com/static/images/map2.png>.

NTS, Nova Transportadora do Sudeste S/A. 2020. Histórico. Disponível em: <https://www.ntsbrasil.com/pt/%23quem-somos/>

NTS, Nova Transportadora do Sudeste S/A. 2018. **RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO TERMO-HIDRÁULICA DO GASTAU**. Disponível em: <https://silo.tips/download/rsth-gastau>

NTS, Nova Transportadora do Sudeste S/A. 2018.**RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO TERMO-HIDRÁULICA GASDUC III**. Disponível em: <https://silo.tips/download/rsth-gasduc-iii>

NTS, Nova Transportadora do Sudeste S/A. 2018.**RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO TERMO-HIDRÁULICA GASPAJ**. Disponível em: <https://silo.tips/download/rl-956000-6521-940-nts-0050-rsth-gaspaj>

NTS, Nova Transportadora do Sudeste S/A. 2018.**RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO TERMO-HIDRÁULICA MALHA SUDESTE**. Disponível em: <https://silo.tips/download/rsth-mse>

OGDEN, J.; JAFFE, A.M.; SCHEITRUM, D.; MCDONALD, Z.; MILLER, M. Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature. **Energy Policy**, 2018, 115, 317–329.

PANFILOV, M. Underground and pipeline hydrogen storage, in: **Compendium of Hydrogen Energy**. Elsevier, 2016. pp. 91–115.

PENEV, M.; MELAINA, M.; BUSH, B.; MURATORI, M.; WARNER, E.; CHEN, Y. **Low-Carbon Natural Gas for Transportation: Well-to-Wheels Emissions and Potential Market Assessment in California**; National Renewable Energy Laboratory (NREL): Golden, CO, USA, 2016.

PG&E gas R&D and innovation. **Hydrogen Technical Analysis**, 2018. Disponível em <https://www.pge.com/pge_global/common/pdfs/for-our-business-partners/interconnection-renewables/interconnections-renewables/Hydrogen_TechnicalAnalysis.pdf>

PORTAL DO ABCDOABC. **Comgás renova rede e faz novas expansões com tubos de Polietileno**. Disponível em: <<https://www.abcdoabc.com.br/abc/noticia/comgas-renova-rede-faz-novas-expansoes-tubos-polietileno-86761>>. Acesso em: 20 Jan. 2021.

QUARTON & SAMSATLI. Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling? University of Bath, Claverton Down, United Kingdom. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2018.

RIEDEL, V. F. Análise técnica de um sistema de armazenamento de energia elétrica produzida por fontes renováveis utilizando sistemas de baterias e células a combustível a hidrogênio. **Dissertação (mestrado)**. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas, SP: [s.n.], 2019.

ROBINIUS. M. et al. Linking the Power and Transport Sectors—Part 1: The Principle of Sector Coupling. **Energies**, 2017. 10(7): p. 956.

ROBERTSON, I.M.; SOFRONIS, P.; NAGAO, A.; MARTIN, M.L.; WANG, S.; GROSS, D.W.; NYGREN, K.E. Hydrogen embrittlement understood. **Metall. Mater. Trans. B** 2015, 46, 1085–1103.

ROZZI, E; MINUTO, F. D; LANZINI, A; LEONE, P. Green Synthetic Fuels: Renewable Routes for the Conversion of Non-Fossil Feedstocks into Gaseous Fuels and Their End Uses. **Energies** 2020, 13(2), 420.

ONU, Organização das Nações Unidas. **Adoção do Acordo de Paris**. [S.l: s.n.], 2015.

SABA, Sayed & Müller, Martin & Robinius, Martin & Stolten, Detlef. (2017). The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. **International Journal of Hydrogen Energy**.

SAFFERS, J.B.; MOLKOV, V.V. Hydrogen safety engineering framework and elementary design safety tools. **Int. J. Hydrog. Energy** 2014, 39, 6268–6285.

- SAPOUNTZI, F. M. et al. Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas. **Progress in Energy and Combustion Science**, 2017. Disponível em <https://www.researchgate.net/publication/308578569_Electrocatalysts_for_the_generation_of_hydrogen_oxygen_and_synthesis_gas>
- SCHIEBAHN, S. et al. *Power to gas*: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2015, 40, 4285–4294.
- SDANGHI, G; MARANZANA, G; CELZARD, A; FIERRO, V. Towards Non-Mechanical Hybrid Hydrogen Compression for Decentralized Hydrogen Facilities. **Energies**, MDPI, 2020, v.13, n. 12, pp.3145.
- SHIVA, S. K.; HIMABINDU, V. Hydrogen production by PEM water electrolysis – a review. **Mat Sci Energy Technol**, 2019.
- SIEMENS. Power-to-X: the pathway to a carbon-free world. **Special Technology Supplement**. 2019. Disponível em <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:7165ae31-cf98-4d94-b965-e82e49fa29df/power-to-x-article-supplement.pdf>
- SILVA, E. P. da. **Fontes Renováveis de Energia - Produção de energia para um desenvolvimento sustentável**. Livraria da Física: Campinas, SP, 2014.
- SIMONIS, B.; NEWBOROUGH, M. Sizing and operating power-to-gas systems to absorb excess renewable electricity. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2017.
- SOUZA, A. B. B. Análise comparativa do potencial da utilização de energia elétrica armazenada na forma de hidrogênio para aplicação energética e veicular. **Dissertação (mestrado)**. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas, SP: [s.n], 2020.
- SPEIRS, J. P et al. A greener gas grid: what are the options, **Report Sustainable Gas Institute** (2017)
- TAG, **Transportadora Associada de Gás S.A.**, 2019 Disponível em: <<https://media.ntag.com.br/uploads/2019/10/Folder-TAG-Por.pdf>>
- TAG, **Transportadora Associada de Gás S.A.**, 2019. Relatório de simulação Termo hidráulica da malha Nordeste Disponível em: https://media.ntag.com.br/uploads/2019/09/RSTH_MNE_1.pdf
- TAG, **Transportadora Associada de Gás S.A.**, 2020. Relatório de simulação Termo hidráulica da malha GASENE Disponível em: https://media.ntag.com.br/uploads/2019/09/RSTH_GASENE.pdf
- TAG, **Transportadora Associada de Gás S.A.**, 2020. Relatório de simulação Termo hidráulica da malha Atalaia-Laranjeiras Disponível em: https://media.ntag.com.br/uploads/2019/09/RSTH_GAL.pdf
- TAG, **Transportadora Associada de Gás S.A.**, 2020. Relatório de simulação Termo hidráulica da malha Urucu-Manaus Disponível em https://media.ntag.com.br/uploads/2019/09/RSTH_Urucu-Manaus.pdf
- TBG, Transportadora Brasileira gasoduto Bolívia-brasil S.A. **Guia de Convivência (2020)**. Disponível em: <http://www.tbg.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C9FA42944514ED601446955B82D64>>.

TBG, Transportadora Brasileira gasoduto Bolívia-brasil S.A (2020). **Mapa Gasoduto**. Disponível em: < <http://www.tbg.com.br/mapa-gasoduto/>>.

TBG, Transportadora Brasileira gasoduto Bolívia-brasil S.A , **Relatório: Simulação termo hidráulica – recebimento de gás por meio das EMED de MUTUN /GASCAR**, 2017.

Disponível em:

<http://www.tbg.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A80811260C009470166C5DABAF74B1D>

TSB, **Características técnicas e operacionais das instalações de transporte (2020)**

Disponível em: <http://www.tsb.com.br/Biblioteca/bibArq000438.pdf>

TIMMERBERG, S.; KALTSCHMITT, M. Hydrogen from renewables: Supply from North Africa to Central Europe as blend in existing pipelines – Potentials and costs. **Applied Energy**, 2019.

Tuan, Tuan & Park, Jaeyeong & Kim, Woo & Nahm, Seung & Beak, Un. (2019). Effect of low partial hydrogen in a mixture with methane on the mechanical properties of X70 pipeline steel. **International Journal of Hydrogen Energy**. 45.

URSÚA, A.; GANDÍA, L.M.; SANCHIS, P. Hydrogen production from water electrolysis: Current status and future trends. **Proc. IEEE** 2011, v.100, p. 410–426.

QADRAN, M. et al. Role of power-to-gas in an integrated gas and electricity system in Great Britain. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2015.

YOUCAI, Z. **Municipal solid waste incineration process and generation of bottom ash and fly ash**. In Pollution Control and Resource Recovery: Municipal Solid Wastes Incineration; Youcai, Z., Ed.; Butterworth-Heinemann: Oxford, UK, 2017.

ZAHER, C. et al. Review and analysis of demonstration projects on power-to-X pathways in the world. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier, 2019.

APÊNDICE

APÊNDICE A - PLANILHA DOS CÁLCULOS DOS PARÂMETROS

PCS E IW

	H2	NC4	C1	C3	NC5	CO2	C2	O2	N2	D. Rel
PCS(Mj/Nm³)	11,889	119,660	37,044	99,290	147,040		64,910			
PCI(Mj/Nm³)										
M(kg.kmol-1)	2,000	58,123	16,043	44,097	72,150	44,010	30,070	31,980	28,010	
Composição 1 (NTS)	-	0,0048	0,8954	0,0186	-	0,0151	0,0600		0,0065	0,625
Composição 2 (TAG)	-	-	0,9162	0,0004	-	0,0100	0,0589	-	0,0145	0,598
Composição 3 (TBG)	-	0,0004	0,8980	0,0191	0,0012	0,0149	0,0590	-	0,0071	0,621
Composição 4 (GOM)	-	0,0038	0,8925	0,0170	0,0008	0,0140	0,0599	-	0,0071	0,620
Composição 5 (TSB)	-	0,0004	0,8980	0,0191	0,0012	0,0149	0,0590	-	0,0071	0,621

Transportadora	PCS					IW				
	PCS(0%H2)	PCS(1%H2)	PCS(5%H2)	PCS(10%H2)	PCS(20%H2)	IW(0%H2)	IW(1%H2)	IW(5%H2)	IW(10%H2)	IW(20%H2)
NTS	39,48	39,2	38,1	36,7	34,0	49,9	49,8	49,3	48,7	47,4
TAG	37,80	37,5	36,5	35,2	32,6	48,9	48,7	48,3	47,7	46,5
TBG	39,22	38,9	37,8	36,5	33,8	49,8	49,6	49,1	48,5	47,2
GOM	39,21	38,9	37,8	36,5	33,7	49,8	49,7	49,2	48,5	47,3
TSB	39,22	38,9	37,8	36,5	33,8	49,8	49,6	49,1	48,5	47,2

Percentual Mínimo de Metano				
Transportadora	1% H2	5% H2	10 % H2	20 % H2
TAG	0,91	0,87	0,82	0,73
NTS	0,89	0,85	0,81	0,72
TBG	0,89	0,85	0,81	0,72
GOM	0,88	0,85	0,80	0,71
TSB	0,89	0,85	0,81	0,72