



Gustavo Arturo Riveros Godoy

Rodovia do hidrogênio Brasil - Paraguai: estudo técnico, econômico e ambiental

27/2013

**CAMPINAS
2013**



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

Gustavo Arturo Riveros Godoy

Rodovia do hidrogênio Brasil - Paraguai: estudo técnico, econômico e ambiental

Orientador: Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero

Co-orientador: Dr. Paulo Fabrício Palhavam Ferreira

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA PELO ALUNO GUSTAVO ARTURO
RIVEROS GODOY E ORIENTADA PELA PROFA. DRA.
CARLA KAZUE NAKAO CAVALIERO.



ORIENTADORA

**CAMPINAS
2013**

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

R524r Riveros Godoy, Gustavo Arturo
Rodovia do hidrogênio Brasil - Paraguai: estudo técnico, econômico e ambiental / Gustavo Arturo Riveros Godoy. --Campinas, SP: [s.n.], 2013.

Orientador: Carla Kazue Nakao Cavaliero
Coorientador: Paulo Fabrício Palhavam Ferreira.
Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Hidrogênio como combustível. 2. Transporte - Transito de passageiros. 3. Água - Eletrolise. 4. Células a combustível. 5. Créditos de carbono. I. Cavaliero, Carla Kazue Nakao, 1971-. II. Ferreira, Paulo Fabrício Palhavam. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

Título em Inglês: Hydrogen highway Brazil – Paraguay: technical, economic and environmental analysis

Palavras-chave em Inglês: Hydrogen highway, Passenger transport, Water electrolysis, Fuel cells, Carbon trade

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Ennio Peres da Silva, Sérgio Valdir Bajay, Janine Padilha Botton, Samuel Nelson Melegari de Souza

Data da defesa: 19-02-2013

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

TESE DE DOUTORADO

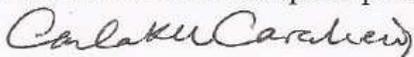
**Rodovia do hidrogênio Brasil - Paraguai:
estudo técnico, econômico e ambiental**

Autor: Gustavo Arturo Riveros Godoy

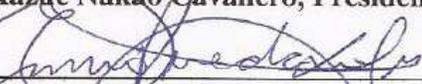
Orientadora: Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero

Co-orientador: Dr. Paulo Fabrício Palhavam Ferreira

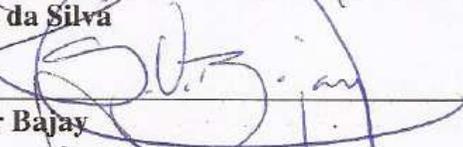
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese:



Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero, Presidente
FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Ennio Peres da Silva
IFGW/UNICAMP



Prof. Dr. Segio Valdir Bajay
NIPE/UNICAMP



Prof. Dra. Janine Padilha Botton
UNILA



Prof. Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza
UNIOESTE

Campinas, 19 de fevereiro de 2013

Dedicatória

Aos meus pais, meus irmãos Néstor e John (*in memorian*), a minha filha Alison Micaela e a minha esposa Mariela.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às quais presto minha sincera homenagem:

A minha orientadora Profa. Dra. Carla Cavaliero, que me mostrou os caminhos a serem seguidos, pela confiança, muita paciência e apoio desde o Mestrado. Obrigado pelos seis anos de orientação. Também, ao co-orientador deste trabalho, Paulo Ferreira, muito obrigado.

Aos meus pais, Anibal e Nona, que me ensinaram o valor do estudo, pelo incentivo em todos os momentos e pelos valiosos ensinamentos de vida.

Aos meus caros amigos paraguaios, que sempre acreditaram em mim: José Luis, Nelson Portillo, Agustín Méndez, Claudia Santiviago, Juan Carlos Espinola, à Prof. María Amalia pelos sempre bons conselhos de vida.

A todos os professores e colegas do Departamento de Energia, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho, pessoas que sempre lembrarei com muita alegria: Glauber, Ricardo, Juan, Reynaldo, Mauro, Herculano, Andrea, Danilo, Ellen, Mariana, Jéssica, Natália, Elisa, Regiane e outros com quem compartilhei horas dentro e fora das salas de aulas.

À ITAIPU Binacional e à Faculdade de Ciências Químicas da UNA pelo apoio financeiro durante esses anos de Mestrado e Doutorado.

Aos caros amigos do LH2, ao Prof. Ennio, Davi, Gabriel, Cristiano, Newton, Dimitri, entre outros colegas que conheci nestes anos de vida no Brasil.

Aos bons amigos da Republica Vila Ka'ú: Rafa, Brunão, Saulo, Eric, Victor, Bozo.

A minha esposa, pelo apoio constante e pela paciência, sobretudo na última etapa da elaboração desta tese.

A todos: muito obrigado!!

*“Existem duas maneiras de
viver: Pode viver como se nada
fosse um milagre, ou viver como
se tudo o fosse”.*

Albert Einstein

Resumo

A utilização de hidrogênio em veículos com células a combustível apresenta-se como uma solução que pode causar baixos impactos ambientais, além de poder trazer maior segurança energética, uma vez que pode ser produzido através de recursos energéticos disponíveis em cada país. Neste contexto, e considerando que o transporte de passageiros configura-se como um serviço público fundamental para a integração entre as regiões e os países, nessa tese focou-se no estudo técnico, econômico e ambiental da implementação de uma rodovia preparada para atender a demanda de hidrogênio no setor de transporte coletivo de passageiros. O trajeto escolhido foi a rota que une a cidade de Assunção/Paraguai com a cidade de São Paulo/Brasil. Especial ênfase foi dada ao custo de instalação e operação das estações de hidrogênio produzido através da eletrólise da água. Na análise colocaram-se duas possibilidades, sendo elas, i) a introdução de apenas um ônibus movido a hidrogênio, situação denominada de substituição mínima; e ii) a substituição de toda a frota que atende a rota em estudo, denominando-a como substituição máxima. O custo de implementação da primeira situação é de aproximadamente US\$ 5,0 milhões e o custo operacional anual é de cerca de US\$ 1,0 milhão. Com a segunda situação, o custo de implementação aumenta para US\$ 17 milhões e a operação anual fica em torno de US\$ 5,0 milhões. No caso do Paraguai, o custo do hidrogênio varia entre 8,50 US\$/kg e 18,66 US\$/kg. No caso do Brasil, estimou-se entre 17,07 US\$/kg e 28,30 US\$/kg. A análise ambiental considerou as emissões evitadas de carbono com a substituição de óleo Diesel por hidrogênio eletrolítico em toda a frota de veículos. Para tanto, foi utilizada uma metodologia aprovada pela UNFCCC no âmbito dos projetos de MDL e que poderia ser aplicada para empreendimentos como o proposto na tese, obtendo-se como estimativa uma redução de emissões de 2.098 tCO₂/ano.

Palavras Chave: Hidrogênio como combustível; transporte de passageiros; eletrólise da água; células a combustível, créditos de carbono.

Abstract

The use of hydrogen in fuel cell vehicles is presented as a solution that may cause less environmental impact and as a mean of addressing energy security, considering it can be produced by energy resources available in each country. In this context, considering the passenger transport as a service in the public interest for integration between regions and countries, this thesis focused on technical, economic and environmental analysis by implementing a highway prepared to cover the hydrogen demand in the passenger transportation sector. The chose route is that one joins Asuncion/Paraguay and São Paulo/Brazil. Special emphasis on the installation and operation costs of hydrogen stations produced through the water electrolysis was given. Two possibilities were set, i) the introduction of only one hydrogen-powered bus, condition called minimal substitution, and ii) replacing the whole fleet that serves the route, called as maximal substitution. The implementation cost of the first one is roughly US\$ 5.0 million and an annual operating cost of about US\$ 1.0 million. In the second situation, the implementation cost amounts to US\$ 17 million and annual operating around \$ 5.0 million. In the case of Paraguay, hydrogen production cost varies between 8.50 US\$/kg and 18.66 US\$/kg. In the case of Brazil, the estimated costs vary between 17.07 US\$/kg and 28.30 US\$/kg. The environmental analysis performed verified the availability of an approved CDM methodology and its applicability for similar proposals, a reduction of emissions equal to 2098 tCO₂/year, was estimated.

Key Words: Hydrogen highway; passenger transport; water electrolysis; fuel cells, carbon trade.

Lista de Ilustrações

Figura 2.1 – Diagrama simplificado de produção de hidrogênio e sua aplicação energética.....	11
Figura 2.2 - Estrutura básica de um eletrolisador.....	15
Figura 2.3 - Trabalho de compressão adiabático do hidrogênio e metano frente à pressão.....	20
Figura 2.4 - Esquema de armazenamento em sistema de cascata de pressão.....	22
Figura 2.5 - Sistema de abastecimento de hidrogênio da Stuart Energy.....	24
Figura 2.6 – Esquema de uma célula a combustível de tipo PEM.....	25
Figura 2.7 – Fuel Cell Bus P1 (1993).....	27
Figura 2.8 – <i>Greenbus</i> , fabricado em parceria pela Van Hool e a MAN (1994).....	28
Figura 2.9 – Ônibus híbrido hidrogênio-gasolina MAN city bus (1996).....	28
Figura 2.10 – NEBUS (1997).....	29
Figura 2.11 – Ballard P4 ZEBus (1999).....	29
Figura 2.12 – <i>Citaro Fuel Cell Bus E4</i> (2009).....	30
Figura 2.13 - Ônibus a hidrogênio produzidos anualmente (1994-2008).....	32
Figura 2.14 – Ônibus brasileiro a hidrogênio (2009).....	35
Figura 2.15 – Perspectivas de custo dos ônibus com células a combustível.....	38
Figura 2.16 – Mapa projetado da rodovia do hidrogênio do SHHP.....	41
Figura 2.17 – Frota de 15 Toyota Prius Hydrogen chegando a Noruega.....	42
Figura 2.18 – Estação de abastecimento de hidrogênio no Sul da Califórnia, EUA.....	45
Figura 2.19 – Veículos movidos a hidrogênio que participaram do <i>Hydrogen Road Tour</i> , 2009.....	46
Figura 2.20 - Ciclo de um projeto de MDL.....	56
Figura 2.21 – Projetos de MDL aprovados no setor de transportes, classificados por país.....	58
Figura 3.1 - Diagrama da metodologia de pesquisa da Tese.....	63
Figura 4.1 – Imagem de satélite da Rota traçada.....	80
Figura 4.2 – Imagem de satélite do Terminal Rodoviário de Assunção.....	81
Figura 4.3 – Imagem de satélite do Terminal Rodoviário de Tietê.....	82
Figura 5.1 - Esquema básico de uma estação de hidrogênio.....	88

Figura 5.2 - Pontos chaves para a instalação das estações de abastecimento de hidrogênio.....	89
Figura 5.3 – Esquema de operação para o ônibus com células a combustível introduzido.....	92
Figura 5.4 - Esquema operacional com a entrada em operação de dois ônibus com células.....	95
Figura 6.1 – Comparação do custo de instalação de estações de produção/abastecimento de hidrogênio.....	116
Figura 6.2 – Composição do custo do hidrogênio produzido.....	120
Figura 6.3 – Custo comparativo do quilômetro rodado.....	122
Figura 6.4 – Análise de sensibilidade do custo de produção do hidrogênio.....	125

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Comparação entre os eletrolisadores alcalinos e tipo PEM.....	17
Tabela 2.2 – Características físicas e operacionais comparadas entre o ônibus brasileiro a hidrogênio e o Citaro Fuel Cell Bus.....	34
Tabela 2.3 – Projetos de demonstração da tecnologia do hidrogênio no setor veicular em diferentes regiões do planeta.....	37
Tabela 2.4 – Etapas do projeto California Hydrogen Highway Network.....	44
Tabela 2.5 – Estações de abastecimento de hidrogênio ao redor do mundo.....	47
Tabela 2.6 - Custo de estações de hidrogênio segundo capacidade e região.....	51
Tabela 4.1 - Frota e frequência de viagens das empresas de transporte habilitadas para o percurso Assunção – São Paulo.	83
Tabela 4.2 - Potencial localização dos pontos de reabastecimento de hidrogênio.....	85
Tabela 5.1 – Tempo estimado de chegada e retorno do ônibus nas estações de abastecimento....	91
Tabela 5.2 – Tempo mínimo e máximo de reabastecimento em cada estação no caso da substituição mínima.....	93
Tabela 5.3 – Tempo de chegada dos ônibus em cada estação na substituição máxima.....	96
Tabela 5.4 – Capacidade das estações de abastecimento e dos sistemas de eletrólise.....	97
Tabela 5.5 – Características técnicas dos cilindros de armazenamento de referência.....	98
Tabela 5.6 – Sistema de armazenamento para as diferentes estações.....	98
Tabela 5.7 – Dimensionamento do sistema de compressão para cada estação.....	99
Tabela 6.1 - Parâmetros econômicos e financeiros selecionados.....	102
Tabela 6.2 – Custos dos eletrolisadores.....	103
Tabela 6.3 – Especificações técnicas dos eletrolisadores de referência.....	104
Tabela 6.4 – Potencial de produção dos eletrolisadores e demanda diária.....	105
Tabela 6.5 – Custo com o sistema de eletrólise para cada estação (substituição mínima).....	105
Tabela 6.6 – Custo com o sistema de eletrólise para cada estação (substituição máxima).....	106

Tabela 6.7 – Custos com o sistema de compressão (substituição mínima).....	106
Tabela 6.8 – Custos com o sistema de compressão (substituição máxima).....	107
Tabela 6.9 – Custo com o sistema de armazenamento (substituição mínima).....	108
Tabela 6.10 – Custo com o sistema de armazenamento (substituição máxima).....	108
Tabela 6.11 - Consumo anual de energia elétrica e água para cada estação (substituição mínima).....	109
Tabela 6.12 - Consumo anual de energia elétrica e água para cada estação (substituição máxima).....	110
Tabela 6.13 – Tarifas elétricas.....	111
Tabela 6.14 – Tarifas de água.....	112
Tabela 6.15 – Custo anual com energia elétrica e água para cada estação do caso substituição mínima.....	112
Tabela 6.16 – Custo anual com energia elétrica e água para cada estação do caso de substituição máxima.....	113
Tabela 6.17 – Custo de instalação das estações na substituição mínima.....	114
Tabela 6.18 – Custo de instalação das estações na substituição máxima.....	115
Tabela 6.19 – Custo com OM e insumos (substituição mínima).....	118
Tabela 6.20 – Custo com OM e insumos (substituição máxima).....	118
Tabela 6.21 - Custo estimado do hidrogênio para as diferentes situações propostas.....	119
Tabela 6.22 – Preço do Diesel considerado para os cálculos.....	122
Tabela 6.23 – Custo energético do óleo Diesel e hidrogênio (substituição mínima).....	123
Tabela 6.24 – Custo energético do óleo Diesel e hidrogênio (substituição máxima).....	123
Tabela 7.1 – Dados de entrada para o cálculo do fator de emissão da linha de base.....	129
Tabela 7.2 – Emissão de CO2 do projeto.....	131
Tabela 7.3. Emissão neta de CO2 evitável com o projeto.....	132
Tabela 7.4 – Impacto da comercialização das RCEs no custo do hidrogênio.....	133

Lista de Abreviaturas e Siglas

Letras Latinas

- C_c – custo anual de capital, operação e manutenção
- C_{cap} – custo de capital de instalação
- C_{con} - custo relacionado a contingências
- C_e – custo anual de energia elétrica
- C_{el} – custo anual de energia elétrica do eletrolisador
- C_{eng} - custo associado à engenharia e supervisão
- C_{GHC} – custo associado à redução de emissões de gases de efeito estufa
- C_H - custo unitário do hidrogênio por quilograma
- C_{INST} - custo total de instalação da estação
- C_{ins} - custo com insumos de produção
- C_{OM} - custo anual de operação e manutenção
- C_p – capacidade de produção da planta de eletrólise
- C_{pab} - capacidade da estação de produção/abastecimento
- C_{pel} - capacidade de produção do sistema de eletrólise
- C_{per} – custo anual de energia elétrica do sistema periférico
- C_{SE} – custo do sistema de eletrólise
- C_{SC} – custo do sistema de compressão
- C_u – custo unitário da planta de eletrólise
- D_E - consumo total de energia elétrica
- d – taxa anual de desconto
- E – energia
- n – tempo de recuperação do capital
- n_{ab} - número mínimo de estações de abastecimento
- N – número de veículos da frota
- OM – taxa anual de operação e manutenção
- P_{AH} - produção anual de hidrogênio

T – temperatura

T_E – tarifa elétrica

t_a – tempo de abastecimento por veículo

t_R – tempo total de abastecimento da frota veicular

V_{H_2} – volume de hidrogênio armazenado

u - tempo de vida dos equipamentos

Y – demanda anual de hidrogênio

Abreviações

CaC - Células a Combustível

CNTP - Condições Normalizadas de Temperatura e Pressão

FRC - Fator de Recuperação de Capital

GEE - Gases de Efeito Estufa

GNV - Gás Natural Veicular

MCFC - *Molten Carbonate Fuel Cell*

MCI - Motor de Combustão Interna

MDL - Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MP - Material Particulado

PAFC - *Phosphoric Acid Fuel Cell*

PEMFC - *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*

PEM - *Proton Exchange Membrane*

RCE - Reduções Certificadas de Emissões

SOFC - *Solid Oxid Fuel Cell*

TIR - Taxa Interna de Retorno

UHE - Usina Hidroelétrica

Siglas

ANFAVEA - Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores

ASU - Assunção

CARB - *Californian Air Resource Board*
CNUMAD - Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente
CUTE - *Clean Urban Transport for Europe*
D.O.E - *Department of Energy*
ECTOS - *Ecological City Transport System*
EMTU - Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos de São Paulo
FINEP - Financiadora de Estudos e Projetos
IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas
IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change*
MIC – *Ministerio de Industria y Comercio*
MME - Ministério de Minas e Energia
PNUD - Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
SP - São Paulo
STEP - *Sustainable Transport Energy Program*

Sumário

1 INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivos do trabalho.....	5
1.1.1. Objetivo principal da Tese	5
1.1.2. Objetivos específicos da Tese	6
1.2. Estrutura da Tese	6
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	9
2.1. A Tecnologia do hidrogênio	10
2.1.1. Desenvolvimento na região.....	12
2.1.2. Eletrolisadores.....	14
2.1.3. Os compressores.....	18
2.1.4. Armazenamento do hidrogênio	21
2.1.5. Sistema de abastecimento.....	23
2.2. A Utilização do hidrogênio e células a combustível no transporte coletivo.....	25
2.2.1 Histórico do uso do hidrogênio no setor de transporte coletivo.....	26
2.2.2. O ônibus a hidrogênio fabricado no Brasil.....	32
2.2.3. Projetos de uso de ônibus movidos a hidrogênio	36
2.2.4. Custo dos ônibus movidos a hidrogênio	38
2.3. Rodovias do hidrogênio	39
2.3.1. Scandinavian Hydrogen Highway Partnership	40
2.3.2. California Hydrogen Highway Network	43
2.3.3 Estações de abastecimento de hidrogênio	46
2.3.4. Custos de uma estação de abastecimento de hidrogênio.....	49

2.4. Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).....	51
2.4.1. Operacionalização do MDL	54
2.4.2. Projetos de MDL no setor de transportes	56
2.4.3. Metodologias de MDL	58
3 METODOLOGIA DE PESQUISA	62
3.1. Definição da rota e do veículo de referência	64
3.2. Localização e caracterização dos pontos de abastecimento.....	65
3.3. Substituição dos ônibus movidos a Diesel.....	66
3.4. Dimensionamento dos pontos de abastecimento	66
3.5. Análise econômica do projeto.....	68
3.5.1. Análise do consumo de energia.....	69
3.5.2. Custo de produção do hidrogênio.....	69
3.5.3. Custos dos principais elementos.....	73
3.6. Análise ambiental do projeto	75
4 A RODOVIA PARAGUAI – BRASIL	78
4.1. A rota escolhida (rota traçada).....	78
4.2. Transporte coletivo de passageiros Brasil – Paraguai - Brasil.....	82
4.3. Os pontos chaves para o reabastecimento veicular do hidrogênio	84
5 DIMENSIONAMENTO DAS ESTAÇÕES DE PRODUÇÃO / ABASTECIMENTO DE HIDROGÊNIO	87
5.1. Introdução dos ônibus a hidrogênio.....	89
5.2. Substituição mínima da frota	90
5.2. Substituição máxima da frota	93
5.3. Sistema de eletrólise	96

5.4. Sistema de armazenamento.....	97
5.5. Sistema de compressão	99
5.6. Sistema de abastecimento	100
6 ANÁLISE ECONÔMICA DO EMPREENDIMENTO	101
6.1 Parâmetros econômicos e financeiros.....	101
6.2. Custo dos equipamentos	102
6.2.1. Custo do sistema de eletrólise alcalina.....	103
6.2.2. Custo do sistema de compressão	106
6.2.3. Custo do sistema de armazenagem.....	107
6.3. Custo dos insumos para a produção do hidrogênio	108
6.4. Custo de investimento para instalação da rodovia do hidrogênio.....	113
6.4.1 Custo mínimo de instalação da rodovia do hidrogênio	114
6.4.2 Custo máximo de instalação da rodovia do hidrogênio	115
6.5. Custo das estações de produção/abastecimento.....	116
6.6. Custo de produção do hidrogênio	117
6.7. Custo do quilômetro rodado	121
6.8. Análise de sensibilidade.....	124
7 ANÁLISE AMBIENTAL DO PROJETO.....	127
7.1. Metodologia selecionada	127
7.2. A emissão da linha de base do projeto.....	129
7.3. Comercialização das RCEs	131
8 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	134
8.1 Sugestões para trabalhos futuros.....	139
9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	140

ANEXO A - Metodologia de MDL: <i>AMS-III.S Versão 4.0</i>	155
ANEXO B - Planilha: Pontos chaves para a instalação dos postos de abastecimento de hidrogênio	160
ANEXO C - Motor do veículo de referência movido a óleo Diesel	162

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas têm se intensificado a preocupação com o atual paradigma energético e as discussões em torno da sustentabilidade do uso da energia ganharam importância em diferentes âmbitos e setores, inclusive no setor de transportes. Essa preocupação se deve, em parte, pela alta dependência do petróleo e derivados, cujas principais reservas encontram-se centralizadas em determinadas regiões do mundo e com preços instáveis, influenciados, em grande parte, por fatores políticos. Em outra parte, a queima intensiva, como fonte de energia para os veículos, produz gases que, ao serem emitidos para a atmosfera, contribuem para a degradação da qualidade do ar, inclusive afetando a saúde da população, e também para a intensificação do efeito estufa, apontado como principal responsável pela mudança global do clima.

Bicalho (2011) afirma que “não basta reconhecer a necessidade de incorporar a variável ambiental no debate, mas reconhecer a necessidade de incorporá-la como uma questão de primeira ordem, em igualdade de condições com o tema energético por excelência que é a segurança energética”. Assim, considerando a grande importância social, econômica e ambiental do setor de transportes, os planejadores e tomadores de decisões devem analisar estratégias para alavancar uma mudança gradual de paradigma no setor: a introdução de alternativas que favoreçam não apenas ganhos em eficiência, mas que também sejam ambientalmente menos impactantes à qualidade de vida da população local e global.

Dentro deste contexto, uma alternativa que vem sendo analisada refere-se ao uso do hidrogênio. O hidrogênio é o elemento químico mais abundante do universo, porém se encontra em concentrações extremamente baixas na atmosfera terrestre, menor que 0,1%, sendo necessário extraí-lo de outras substâncias para utilizá-lo. Por isso, o hidrogênio é um vetor energético e não uma fonte de energia primária.

O hidrogênio pode ser obtido tanto de combustíveis fósseis quanto de fontes renováveis. No entanto, para promover a mudança de paradigma e garantir menores impactos ambientais, considera-se a segunda opção mais interessante e estratégica, inclusive para o atendimento energético do setor de transporte coletivo de passageiros.

No Brasil, três importantes elementos que alavancariam a utilização do hidrogênio no transporte coletivo podem ser verificados: o primeiro refere-se à liderança dentre os países da América do Sul no desenvolvimento de pesquisas sobre o uso do hidrogênio. Através do “Roteiro para a Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil” (MME, 2005), elaborado sobre a coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME), foram elencadas as diretrizes para a criação de um modelo de desenvolvimento de mercado para o hidrogênio e, especificamente no caso do setor de transporte, ênfase especial é destinada ao transporte coletivo.

O segundo refere-se ao tamanho da frota do transporte coletivo, o qual, segundo a ANFAVEA (2011), é de cerca de 500.000 ônibus. Cerca de aproximadamente 50 mil destes realizam o transporte coletivo de longa distância nacional e internacional, número esse considerável e que indica o grande potencial para a introdução de uma tecnologia incipiente, como a do hidrogênio.

E por fim, mas não menos importante, o Brasil é o terceiro maior mercado para ônibus no mundo, depois da China e da Índia, e é considerado um dos principais fabricantes de ônibus, tanto para atender o mercado interno como para sua exportação (BFCB, 2009). Este fato estimula o setor empresarial a buscar constantes inovações que possibilitem manter sua participação no mercado nacional e internacional.

Além disso, considerando a localização geográfica do Brasil, o transporte terrestre tanto nacional como internacional configura-se como um serviço de interesse público fundamental para

a integração entre as regiões e os países. Vale ressaltar que o país é signatário, junto com outros seis países da América Latina, do Acordo sobre Transporte Internacional Terrestre¹ e, em particular, o Brasil mantém com o vizinho Paraguai um intenso movimento fronteiriço através do transporte coletivo de passageiros².

No entanto, uma transição de uso de ônibus movidos com derivados de petróleo para ônibus movidos a hidrogênio depende tanto do processo de produção do hidrogênio e, de sua utilização nos veículos (GRANOVSKII et al, 2006), como da implementação de uma adequada infraestrutura de estações de abastecimento (M. QADRAN, 2008) que satisfaça a demanda de energia. Em função dos elevados custos ainda associados à produção e utilização do hidrogênio, alguns países vêm buscando superar esses entraves econômicos através do estímulo à pesquisa e desenvolvimento (P&D) e da implementação de programas para atender a demanda energética de setores específicos, como o setor de transportes. Uma iniciativa nesse sentido foi realizada no Brasil com o Projeto “Ônibus Brasileiro a Hidrogênio”, o primeiro do tipo na América Latina.

Outros países já vêm desenvolvendo projetos e programas que buscam, por exemplo, criar uma infraestrutura de abastecimento de hidrogênio. O Estado da Califórnia, nos Estados Unidos, é um dos pioneiros e desde 1990 mantém um forte estímulo ao desenvolvimento de uma rede urbana de postos de abastecimento de hidrogênio. Na Europa, várias cidades participaram de projetos de demonstração da tecnologia, sendo que atualmente a Alemanha conta com o maior número de estações ainda em operação. Ainda na Europa, a região escandinava (Noruega, Suécia e Dinamarca) faz parte do maior projeto de integração regional através do hidrogênio, que busca o estabelecimento de uma malha rodoviária regional preparada para o abastecimento de hidrogênio veicular.

¹ Decreto nº 99.704, de 20 de novembro de 1990, dispõe sobre a execução no Brasil do Acordo sobre Transporte Internacional Terrestre, entre o Brasil, a Argentina, a Bolívia, o Chile, o Paraguai, o Peru e o Uruguai.

² Segundo dados da Direção Nacional de Transporte do Paraguai, entre 2006 e 2009 registrou-se uma média de passageiros por via terrestre entre o Brasil e o Paraguai de 46.392 pessoas.

No entanto, por conta das ainda tímidas iniciativas para a criação da infraestrutura de abastecimento de hidrogênio, poucos relatórios encontram-se disponíveis publicamente, informando os custos reais das estações de hidrogênio e, mesmo os existentes, apresentam grande variação nos valores. O real conhecimento dos custos também dificulta a construção de novas estações e leva à postergação da utilização do hidrogênio como opção energética no setor de transporte.

Considerando o aspecto ambiental, o hidrogênio produzido a partir de fontes renováveis pode garantir menores impactos, já que as reações químicas necessárias para reconvertê-lo em energia produzem somente água como produto final, ou seja, não há emissão de gases poluentes ou gases de efeito estufa (GEE). Dentro do atual panorama mundial, no qual as negociações pós Protocolo de Quioto buscam dar maior ênfase à inserção de fontes renováveis de energia na matriz dos países, o uso do hidrogênio proveniente dessas fontes configura-se como uma alternativa importante no desenvolvimento de projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). O MDL é um dos principais mecanismos para se viabilizar estratégias de redução de emissões de carbono dentro do marco do Protocolo de Quioto.

Dessa forma, as vantagens qualitativas associadas ao uso do hidrogênio; as condições para a sua utilização no setor de transporte coletivo, incluindo uma maior integração energética entre o Brasil e os países da região, através deste vetor de energia, estabelecendo-se como exemplo regional e mundial; a necessidade de quantificar os aspectos econômicos e de infraestrutura da implantação de postos de produção/abastecimento de hidrogênio; e de quantificar os ganhos ambientais decorrentes da comercialização de créditos de carbono obtidos no âmbito do MDL; são as principais motivações para o desenvolvimento dessa tese de doutorado.

A fim de definir o escopo do trabalho, optou-se nessa tese por considerar a rota que une a cidade de Assunção/Paraguai à cidade de São Paulo/Brasil. Além da nacionalidade paraguaia e do grande fluxo de passageiros existente entre essas cidades, uma das grandes motivações para a escolha dessa rota foi o apoio institucional da Universidade Nacional de Assunção e o apoio financeiro da empresa ITAIPU Binacional.

Em 2011, o Parque Tecnológico da ITAIPU Binacional assinou um acordo com a Universidade de Gênova, na Itália, para realizar um estudo de viabilidade de produção e uso massivo de hidrogênio no Paraguai (ITAIPU, 2012). Ao mesmo tempo, no âmbito acadêmico, a Universidade Nacional de Assunção, principal instituição de educação superior no Paraguai, há vários anos promove seminários e cursos sobre a tecnologia do hidrogênio (DIARIO UH, 2007) e planeja montar um laboratório experimental dentro da Faculdade de Ciências Químicas. Assim, aliando os aspectos, concluiu-se que a rota mais adequada deveria beneficiar ambos os países através das suas principais cidades: Assunção/Paraguai e São Paulo/Brasil.

Cabe ressaltar que para a estimativa do custo de produção do hidrogênio não foi colocada como variável o custo de aquisição dos ônibus a hidrogênio, considerando que não é um custo direto relacionado à produção. E por fim, a análise ambiental se restringiu ao estudo do impacto global associado às mudanças climáticas, tendo sido estimada apenas a emissão evitada de carbono considerando que o empreendimento se enquadraria como um projeto de MDL ao substituir o consumo de óleo Diesel da frota completa por hidrogênio eletrolítico.

1.1. Objetivos do trabalho

Os objetivos perseguidos no desenvolvimento deste trabalho podem ser divididos em principal e secundários.

1.1.1. Objetivo principal da Tese

O principal objetivo desta tese é realizar de forma sistematizada o estudo técnico, econômico e ambiental da implantação de uma rodovia preparada para atender a demanda de

hidrogênio no setor de transporte coletivo de passageiros, tomando como trajeto a rota que une a cidade de Assunção/Paraguai à cidade de São Paulo/Brasil e dando especial ênfase à instalação e operação das estações de produção/abastecimento do hidrogênio. Denominou-se esta proposta como “Rodovia do Hidrogênio Brasil – Paraguai”.

1.1.2. Objetivos específicos da Tese

Constituem-se objetivos específicos do trabalho os seguintes pontos:

- Identificar os pontos-chaves para a instalação de postos de hidrogênio ao longo da rota escolhida;
- Estimar o custo de instalação de estações de produção/abastecimento do hidrogênio para uso veicular;
- Estimar o mínimo e o máximo custo de implementação da “Rodovia do Hidrogênio Brasil – Paraguai”, baseado no tamanho da frota;
- Estimar as emissões de carbono evitadas com a implementação da rodovia considerando-o um projeto de MDL;
- Analisar o impacto da comercialização dos créditos de carbono no custo final do hidrogênio.

1.2. Estrutura da Tese

O trabalho estrutura-se em sete capítulos:

O Capítulo 2 trata da revisão bibliográfica, apresentando os principais elementos considerados no desenvolvimento do trabalho. Este capítulo contém informações sobre o ônibus

de referência utilizado no estudo; os projetos que utilizam hidrogênio no setor de transporte coletivo, dando ênfase aos empreendimentos que promovam a implementação de uma rodovia do hidrogênio; os sistemas que compõem uma estação de hidrogênio, fazendo um breve resumo quanto ao custo de instalação das mesmas; e, finalmente, os projetos e metodologias de MDL aplicados ao setor de transporte.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia de pesquisa, indicando todas as ferramentas utilizadas para a coleta de informações; a lógica da sequência das atividades executadas; e as considerações adotadas para o desenvolvimento das etapas.

O Capítulo 4 trata das características da rota escolhida; as principais considerações que sustentaram a sua escolha; a localização dos pontos-chaves para a instalação dos postos de abastecimento de hidrogênio; e as características dos locais escolhidos.

O Capítulo 5 aborda a análise técnica do empreendimento. Apresenta-se o esquema operacional das empresas que operam no trajeto selecionado; o dimensionamento mínimo e máximo da infraestrutura necessária para implementar o projeto, incluindo todos os elementos para a instalação dos postos de produção/abastecimento ao longo da rodovia e o critério levado em consideração para a disposição dos mesmos.

O Capítulo 6 foca a análise econômica das situações definidas: substituição mínima e máxima da frota. Apresentam-se os parâmetros econômicos e financeiros selecionados e os resultados econômicos estimados no desenvolvimento desta tese, bem como a análise de sensibilidade da variação do custo de instalação, do custo com insumo, da taxa anual de desconto e do tempo de recuperação do capital no custo final do hidrogênio.

O Capítulo 7 foca especificamente a análise ambiental, sob o ponto de vista do chamado MDL Programático, apresentando as estimativas das emissões evitadas com a substituição máxima da frota de veículos a óleo Diesel por hidrogênio eletrolítico considerando a aplicação da metodologia aprovada pelo IPCC e adequada ao caso em estudo.

O Capítulo 8 apresenta as conclusões desta tese e as sugestões para trabalhos futuros.

E finalmente, o Capítulo 9 contém as referências bibliográficas utilizadas para a execução desta tese.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica da tese se concentra em quatro tópicos: a tecnologia do hidrogênio; a utilização do hidrogênio em células a combustível em ônibus; as Rodovias do Hidrogênio existentes e sua infraestrutura e o MDL como mecanismo de flexibilização para reduzir as emissões de GEE. Com relação à tecnologia do hidrogênio, apresenta-se uma breve resenha do desenvolvimento na região e um resumo da obtenção do hidrogênio a partir da água, contrastando a eletrólise alcalina e do tipo PEM.

No que se trata da utilização do hidrogênio no setor de transportes, apresenta-se um levantamento de dados sobre as células a combustível e sua aplicação veicular, especificamente em ônibus, mostrando a evolução deste tipo de veículo e a comparação do ônibus brasileiro a hidrogênio com o *Citaro Fuel Cell Bus*³. Para facilitar a escrita e leitura, daqui para frente o *Citaro Fuel Cell Bus* será chamado simplesmente de Citaro.

Além disso, especial atenção é dada ao que se refere às denominadas “Rodovias do Hidrogênio”, mostrando alguns pontos importantes deste tipo de empreendimento. Considerando que as estações de abastecimento do hidrogênio configuram-se como elemento crucial no planejamento destas rodovias, a sua infraestrutura também é tratada nesse tópico.

E por fim, quanto ao estudo sobre o MDL, são elencadas as características e a operacionalização do mecanismo; os projetos aprovados no setor de transportes e as metodologias adotadas para contabilizar as emissões evitadas no setor.

³ É o principal ônibus com células a combustível conhecido mundialmente e que já foi utilizado em numerosos projetos de demonstração da tecnologia do hidrogênio.

2.1. A Tecnologia do Hidrogênio

A tecnologia do hidrogênio refere-se ao conjunto de dispositivos e conhecimentos que possibilitam o aproveitamento do hidrogênio como vetor energético. Compreende toda a cadeia de utilização: produção, armazenamento, transporte, distribuição e uso final.

As formas de obtenção do hidrogênio são bastante flexíveis, sendo esta uma de suas características mais interessantes. Segundo Aguer e Miranda (2007), atualmente a principal rota tecnológica para sua obtenção é a reforma de hidrocarbonetos, embora os pesquisadores afirmem que, no futuro, o procedimento que se imporá para aplicações energéticas é a eletrólise da água. No entanto, na atualidade apenas 4% do hidrogênio produzido em nível mundial provém dessa rota (OECD/IEA, 2004).

Pode, ainda, ser obtido diretamente da biomassa (via reforma catalítica ou gaseificação, seguido de purificação) como, por exemplo, etanol, resíduos urbanos, rejeitos da agricultura, entre outros. Na década de 2000 grande atenção foi dada à obtenção de hidrogênio por meios biológicos (MELIS, 2002; AMOS, 2004; ASADA et al., 2006; VIJAYARAGHAVAN, 2009) e vários projetos de pequena escala foram desenvolvidos, alguns atingindo relativo sucesso (OECD/IEA, 2004).

A Figura 2.1 apresenta um diagrama simplificado de produção de hidrogênio a partir de diferentes fontes de energia e as principais aplicações energéticas.

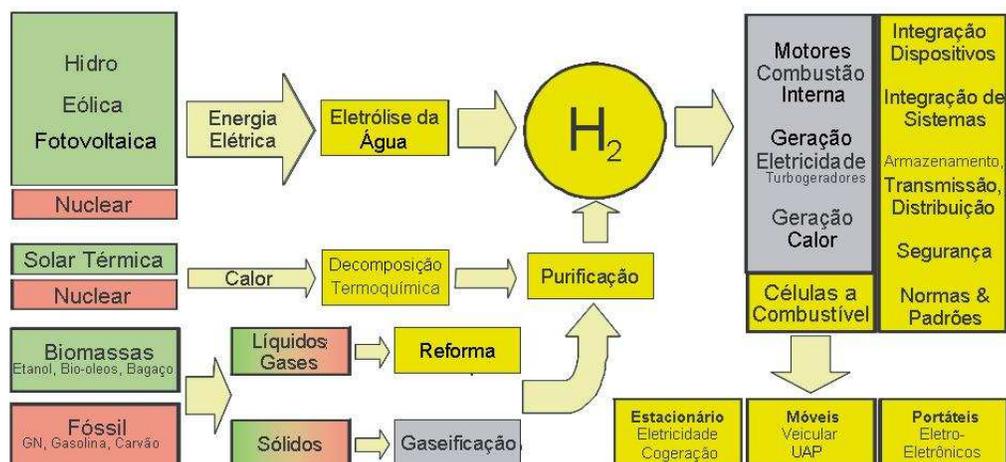


Figura 2.1 – Diagrama simplificado de produção de hidrogênio e sua aplicação energética.

Fonte: SILVA et al, 2003.

Nessa tese é analisado apenas o processo denominado eletrólise da água, que corresponde ao processo eletroquímico ocorrido ao passar-se uma corrente elétrica contínua por um meio aquoso, possibilitando a decomposição da água e a liberação de hidrogênio e oxigênio.

O hidrogênio pode ser produzido no mesmo local onde será utilizado (*in situ*) ou sua distribuição pode ser feita através de gasodutos ou por meio de caminhões (em forma gasosa ou líquida). Vários estudos têm focado na logística de distribuição do hidrogênio, sendo que um dos principais foi realizado por Yang e Ogden (2006), o qual relaciona o modal de menor custo em função da demanda diária (kg/dia) e da distância de distribuição (km). Riveros (2008) também analisou diferentes modais de produção/distribuição, porém para o caso específico do transporte urbano da cidade de Foz do Iguaçu.

Quanto ao armazenamento do hidrogênio, existem várias formas de contê-lo, opções essas que são detalhadas na seção 2.1.4.

2.1.1. Desenvolvimento na região

Quanto ao desenvolvimento da tecnologia do hidrogênio na região, o Brasil é o líder em pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica (P&D&I) no assunto, sendo o primeiro a contar com um documento oficial visando estruturar uma economia energética baseada no hidrogênio. O documento, denominado “Roteiro para a estruturação da economia do hidrogênio”, apresenta as diretrizes para a criação de um modelo de desenvolvimento de mercado para este vetor energético.

Segundo um trabalho desenvolvido pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE, 2010), diversos grupos brasileiros de P&D&I sediados em universidades e centros de tecnologia têm contribuído para o desenvolvimento desta tecnologia no País. Existe uma concentração de esforços nas áreas de: células a combustível de membrana condutora de prótons (PEMFC); células a combustível de óxido sólido (SOFC); e catalisadores e sistemas para reforma de etanol.

O projeto “Ônibus Brasileiro a Hidrogênio” é outro claro exemplo de desenvolvimento da tecnologia no País, que permitirá a demonstração da viabilidade técnica e operacional do ônibus a célula a combustível. A Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos de São Paulo S. A. (EMTU) é a coordenadora nacional do projeto, que tem direção do MME e conta com recursos do *Global Environment Facility* (GEF), aplicados por meio do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD) e da Financiadora de Estudos e Projetos (Finep). Montado no Brasil graças à formação de um consórcio entre empresas nacionais e estrangeiras⁴, o projeto visa mostrar a estrutura de produção e abastecimento de hidrogênio à sociedade brasileira (BFCF, 2009) e poderá consolidar o Brasil como líder absoluto na região e na América Latina quanto ao desenvolvimento e uso da tecnologia do hidrogênio.

⁴ O consórcio é formado pelas seguintes empresas: AES Eletropaulo, Ballard, EPRI, Hydrogenics, Marcopolo, Nucellsys, Petrobras, Tuttotrasporti.

No caso do Paraguai, apesar de não existir ainda uma lei que promova o desenvolvimento da tecnologia, nos últimos anos a possibilidade de aproveitar a abundante energia elétrica do país para produção de hidrogênio tem sido discutida em vários âmbitos. Conforme comentado anteriormente, em 2011, o Parque Tecnológico da ITAIPU Binacional assinou um acordo com a Universidade de Gênova, na Itália, para realizar um estudo de viabilidade de produção e uso massivo de hidrogênio no País (ITAIPU, 2012). Ao mesmo tempo, no âmbito acadêmico, a Universidade Nacional de Assunção, principal instituição de educação superior do país, há vários anos promove periodicamente seminários e cursos sobre a tecnologia do hidrogênio (DIARIO UH, 2007) e tem planejado montar um laboratório experimental dentro da Faculdade de Ciências Químicas.

A Argentina, conta com uma lei nacional (Lei 26.123/2006) de incentivo ao desenvolvimento científico e tecnológico de toda a cadeia de produção e utilização do hidrogênio como vetor energético. Dentro deste contexto, várias universidades e agências de pesquisa têm desenvolvido trabalhos na área de produção de hidrogênio, uso de misturas com gás natural para combustão e P&D em células de combustível, principalmente as de alta temperatura. Na Universidade Nacional de La Plata, por exemplo, existem vários grupos de trabalho⁵ na área de armazenamento, produção, otimização da eficiência de células a combustível, mas que atuam de forma isolada um dos outros. O país também conta com uma planta de produção e laboratório de hidrogênio, localizada em Pico Truncado, na Patagônia, onde estão sendo desenvolvidos vários trabalhos (PICO TRUNCADO, 2012).

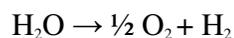
No Uruguai, a Agência Nacional de Pesquisa e Inovação (ANII) tem liberado verba para o desenvolvimento de projetos na área do uso do hidrogênio como vetor energético (ANII, 2012), porém são projetos pontuais, já que o país ainda não conta com um plano nacional de inserção do hidrogênio na matriz energética. Assim, os esforços dos pesquisadores envolvidos nestes projetos configuram-se como passo inicial, porém significativo, para o futuro desse país.

⁵ Foi realizada uma visita aos distintos grupos em dezembro de 2010.

No caso do Chile, em 2008 foi promulgada uma Lei de Incentivo ao Uso de Energias Renováveis que, no entanto, não expressa especificamente o incentivo ao uso do hidrogênio como vetor energético. Especialistas acreditam que a lei poderá incentivar o desenvolvimento da tecnologia, porém atualmente ainda existem poucos trabalhos na área. A Pontifícia Universidade Católica de Chile possui uma linha de pesquisa na área de armazenamento do hidrogênio (CABRERA et al, 2010), mas praticamente não existem pesquisas de outros aspectos da tecnologia.

2.1.2. Eletrolisadores

O dispositivo onde ocorre a reação eletroquímica de decomposição da água denomina-se eletrolisador. O processo da eletrólise é uma reação de oxirredução oposta àquela que ocorre numa célula a combustível, sendo, portanto, um fenômeno físico-químico não espontâneo (CASTELLAN, 1999) e que exige a aplicação de uma força eletromotriz para permitir a reação seguinte.



Esta força é provida pela energia elétrica, que pode ser gerada em usinas hidroelétricas, geotérmicas, eólicas ou solar fotovoltaica, assim como em termoelétricas e nucleares (OECD/IEA, 2004). Esta flexibilidade em relação à fonte de energia permite que cada país escolha a melhor maneira de produzi-lo, segundo suas próprias disponibilidades.

Atualmente são produzidos três tipos de eletrolisadores, disponíveis comercialmente (IVY, 2004). Dois deles utilizam uma solução alcalina, normalmente hidróxido de potássio (KOH), e são chamados de eletrolisadores alcalinos ou, também, eletrolisadores convencionais. Estas unidades podem ser do tipo unipolar (tipo tanque) ou bipolar (tipo filtro-prensa), que

basicamente refere-se à disposição dos eletrodos (SILVA, 1991; IVY, 2004). A diferença principal destes tipos de arranjos diz respeito à condução de eletricidade no interior da célula.

O terceiro tipo utiliza eletrólitos sólidos baseados em uma membrana iônica semelhante ao teflon, denominada Náfion (membrana de ácido perfluorsulfônico). Estas unidades são denominadas de Eletrolisadores de Polímero Sólido, ou tipo PEM, referido-se ao tipo de membrana que separa aos eletrodos.

Na Figura 2.2 mostra-se a estrutura básica deste dispositivo, formada por um eletrodo positivo e um eletrodo negativo, separados por um eletrólito. Essencialmente, a diferença entre os eletrolisadores é o tipo de condutor iônico utilizado, ocorrendo em todos eles a mesma reação final.

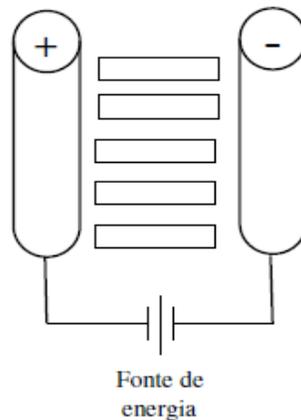


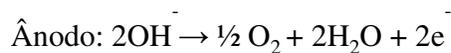
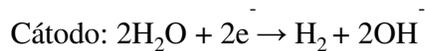
Figura 2.2 - Estrutura básica de um eletrolisador.

Fonte: Elaboração própria.

Os eletrolisadores devem receber um fluxo contínuo de água. O requerimento de qualidade da água difere entre equipamentos, dependendo do fabricante. Algumas unidades incluem o sistema de purificação da água dentro de sua unidade de geração de hidrogênio,

enquanto outros exigem um deionizador externo, ou unidade de osmose reversa, antes da água alimentar o dispositivo (H2NITIDOR, 2012).

O eletrolisador que por mais tempo tem sido utilizado, sobretudo na indústria, é o do tipo alcalino. Os eletrodos normalmente utilizados são feitos em níquel, ou aço niquelado, com uma cobertura catalítica que pode ser um metal nobre como a platina, ródio, irídio, entre outros. Nestes dispositivos, e considerando que a água é um condutor iônico muito pobre, torna-se necessário a adição de um eletrólito para aumentar sua condutividade. Assim, na eletrólise alcalina, o eletrólito mais empregado é o hidróxido de potássio (KOH), em uma concentração entre 25-30% em massa. As reações verificadas nos eletrodos são as seguintes:



Com relação ao tipo de arranjo dos eletrolisadores alcalinos, podem ser monopolares ou bipolares. Na atualidade são preferidos os do tipo bipolar, pois permitem montar equipamentos mais compactos e eficientes (LYMBEROPOULOS, 2005). Além disso, este tipo de eletrolisador apresenta a possibilidade de trabalhar em pressões mais altas (pressurização dentro da unidade), o que permite dispensar o uso de compressores em aplicações que requeiram o gás a pressões intermediárias.

Os eletrolisadores tipo PEM foram desenvolvidos entre as décadas de 1970 e 1980, ou seja, eles são relativamente novos em comparação ao tipo alcalino. Como já foi mencionado, o eletrólito que separa os eletrodos é um polímero capaz de transportar prótons e normalmente a membrana utilizada é o Nafion 117, fabricado pela DuPont. O material utilizado nos eletrodos basicamente é grafite com cobertura de platina e em projetos mais recentes também aparecem misturas de óxidos como eletrocatalisadores (LYMBEROPOULOS, 2005). Este tipo de eletrolisador ainda apresenta um custo elevado se comparado com os eletrolisadores do tipo alcalino.

A Tabela 2.1 mostra as vantagens e desvantagens entre os dois tipos de eletrolisadores detalhados.

Tabela 2.1 - Comparação entre os eletrolisadores alcalino e tipo PEM.

Tipo de eletrolisador	Eletrolisador alcalino	Eletrolisador PEM
Vantagens	Tecnologia consolidada. Grande número de fabricantes. Sistemas de grande porte instalados em diferentes locais. Tempo de vida elevado.	Eletrólito em forma sólida (possibilita a pressurização dentro do sistema). Ausência de substâncias cáusticas. Maior eficiência.
Desvantagens	Eletrólito em forma líquida (cáustico). Impossibilidade de alta pressurização dentro do sistema.	Alto custo. Pouca experiência no uso. Necessidade de água ultra pura (1µSiemens comparado com 5µSiemens do eletrolisador alcalino). Tempo de vida das membranas ainda limitada.

Fonte: Elaborado a partir de LYMBEROPOULOS (2005).

Quanto ao requerimento energético, atualmente os eletrolisadores atingem uma eficiência que varia entre 75% a 90%, com um gasto energético de 4,0 a 5,0 kWh por m³ de hidrogênio produzido (IVY, 2004).

Vários são os modelos comerciais disponíveis, tanto do tipo alcalino como do tipo PEM. O estudo de Ivy (2004), realizado para o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) apresentou o melhor resumo a este respeito, detalhando unidades de eletrólise de cinco companhias e capacidades de produção que vão desde 0,9 kg/dia até a máxima capacidade disponível comercialmente, 1.046 kg/dia. Atualmente já existem modelos de maior capacidade, de cerca de 1.500 kg/dia (NREL, 2009).

No caso do Brasil, um dos maiores obstáculos à viabilidade econômica do hidrogênio obtido através da eletrólise é a falta de eletrolisadores fabricados no País, ou mesmo na região, o

que aumenta notavelmente o custo de produção. De acordo com Riveros (2008), o custo dos equipamentos da planta de eletrólise, principalmente o custo do eletrolisador, representa o principal componente do custo final do hidrogênio. Ivy (2004) afirma que, para instalações de pequena capacidade, o impacto no custo final de produção é muito significativo e, portanto, a economia de escala tem grande importância no planejamento de plantas de produção.

Segundo o estudo da OECD-IEA (2004), ainda existem vários aspectos da eletrólise que se configuram como desafios de P&D, tais como: desenvolvimento de novos catalisadores (maior eficiência e menor custo); otimização da superfície de eletrodos utilizando nanotecnologia; transporte eletrônico e cinética de reação de superfície de óxidos metálicos dopados; materiais cerâmicos para processos de alta temperatura; modificações da superfície das membranas de intercâmbio de prótons; eletrólise de alta pressão; eletrólise em fase vapor, entre outros aspectos.

2.1.3. Os compressores

Uma vez produzido o hidrogênio, para seu armazenamento em forma gasosa torna-se necessário um sistema de compressão. No caso da utilização veicular, este componente garante que o hidrogênio gerado atinja a pressão desejada para, posteriormente, realizar o abastecimento dos veículos.

Na maioria dos projetos de demonstração de uso do hidrogênio no setor de transporte coletivo optou-se pela forma de gás comprimido a 350 bar (CUTE, 2004; Hyfleet:CUTE, 2010). Existem, ainda, projetos que visam demonstrar a viabilidade técnica e econômica do uso de hidrogênio comprimido a 700 bar (WONG, 2005), cuja densidade permitirá aumentar a autonomia dos veículos com células a combustível (LINDE, 2010).

Existem vários tipos de compressores: alternativo do tipo diafragma, alternativo do tipo pistão, de parafusos e turbocompressores de um, dois ou mais estágios. Na atualidade são poucas

as empresas que fabricam compressores destinados para trabalhar exclusivamente com hidrogênio. Segundo Ferreira (2007), deve-se considerar este fato como o componente mais crítico dentro do sistema de produção e abastecimento do hidrogênio. A continuação algumas empresas que fabricam compressores para este gás.

A RIX Industries (RIX, 2012) conta com uma ampla gama de compressores, desde fluxos pequenos, como 25 m³/h, até compressores industriais com fluxo de trabalho da ordem de 6.800 m³/h.

A PdcMachines é outra empresa dedicada à fabricação de compressores para hidrogênio, com ampla participação em projetos de demonstração da tecnologia. Esta empresa fabrica compressores do tipo de diafragma, com fluxos de trabalho de até aproximadamente 1.500 m³/h (PDC, 2012).

A Hydro-Pac é outra empresa que fabrica compressores para hidrogênio. A empresa oferece compressores hidráulicos de estágio simples, multiestágio e híbridos, livres de lubrificantes e com sistemas de resfriamento com água (HYDRO-PAC, 2012).

Existem outras empresas que oferecem compressores para hidrogênio, normalmente até pressão média (abaixo de 100 bar), como a *Brotie Technology Company*, a *Indian Compressors Ltda*, entre outras.

Quanto à energia necessária para o processo de compressão, o valor aceito é um assunto bastante discutido. Devido à baixa densidade do hidrogênio, mais energia será requerida se comparado com o metano. Isso pode ser verificado na Figura 2.3, a qual compara a compressão adiabática entre estes dois gases e apresenta a energia necessária em função da pressão final desejada.

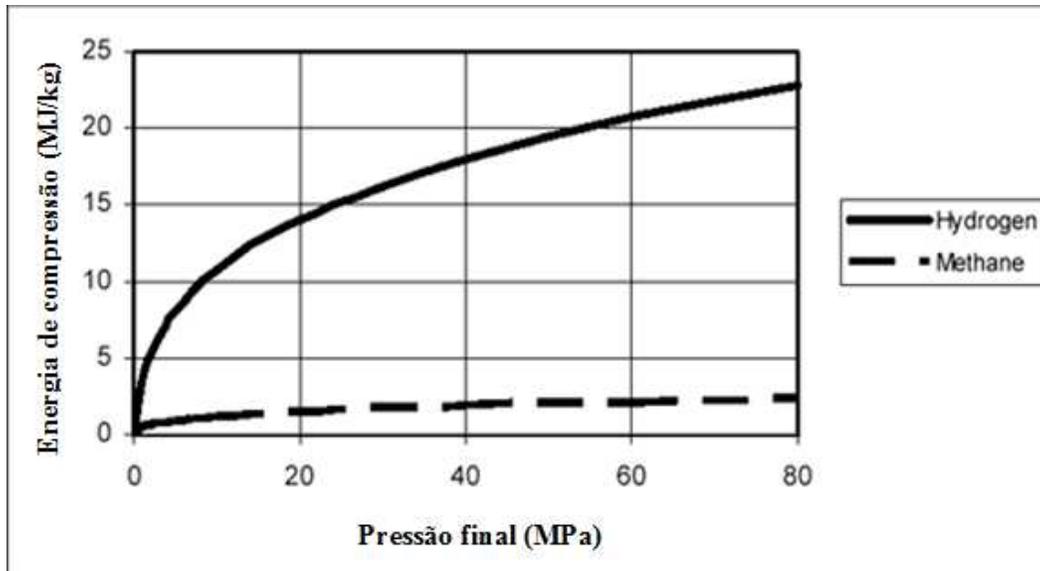


Figura 2.3 - Trabalho de compressão adiabático do hidrogênio e metano frente à pressão.

Fonte: BOSSEL, 2003.

A energia necessária na compressão do hidrogênio depende do processo termodinâmico realizado. O processo pode ser isotérmico, que na prática é impossível, ou adiabático, que se aproxima melhor à realidade (BOSSEL, 2003). Tzimas et al (2003) afirma que a melhor opção é operar com uma compressão isotérmica ou semi-isotérmica. Atualmente, a melhor opção é representada por compressores de diafragma: eles permitem um processo semi-isotérmico, com uma boa eficiência (entre 80 e 85%).

Segundo Weinert (2005) a energia necessária para comprimi-lo está entre 5% a 8% da energia contida no hidrogênio⁶, sem especificar a pressão final. Tzimas et al (2003) coloca que a energia necessária em um processo isotérmico para comprimi-lo da pressão atmosférica até 200 bar representa 3% da energia contida no hidrogênio. Segundo Drnevich (2003), os compressores

⁶ Refere-se à energia com base no Poder Calorífico Superior do hidrogênio = 39,4 kWh/kg

reais tipicamente requerem de 2,7 a 3,6 kWh/kg (6,8% a 9,1%) para comprimir o hidrogênio desde 6,9 bar até 483 bar, com uma eficiência adiabática na faixa de 50% a 70%.

2.1.4. Armazenamento do hidrogênio

O armazenamento como gás comprimido é a forma mais simples de armazenar o hidrogênio. Os únicos equipamentos necessários são o compressor e um vaso de pressão. A maior deficiência dessa forma de armazenamento é sua baixa densidade de armazenamento, que depende da pressão. Quanto maior a pressão de armazenamento, mais elevados são os investimentos de capital, principalmente devido aos compressores, e maiores são os custos operacionais.

O hidrogênio pode ser armazenado em tanques esféricos de baixa pressão, com capacidade de até 1.300 kg de hidrogênio operando com pressões de 12 a 16 bar; ou em tanques de alta pressão que operam na faixa de 200 a 300 bar (SANTOS JR., 2004).

Um dos principais fabricantes mundiais de sistemas de armazenamento para o hidrogênio é a Dynetek, que possui em sua linha de produtos tanques para armazenamento de hidrogênio comprimido na faixa de 200 a 350 bar. Na atualidade, os esforços de vários centros de pesquisa estão focados no desenvolvimento de cilindros tipo III e tipo IV, para operar a pressões até 700 bar e que apresentem um ciclo de vida longo. Até agora, apenas os de tipo IV mostraram capacidade para resistir pelo menos 15.000 ciclos de carga e descarga de 20-875 bar exigido pelo EIHP II e ISO-15869, para uma pressão nominal de operação de 700 bar (VILLALONGA et al, 2009).

A fim de minimizar a energia gasta no processo de compressão, o armazenamento do gás pode ser feito em múltiplos cilindros a diferentes pressões (THOMAS et al, 2001), sendo este sistema denominado de cascata.

O conceito do sistema de cascata de pressão pode ser observado na Figura 2.4. Consiste no seguinte procedimento: geralmente dispõe-se de hidrogênio comprimido em três níveis de pressão (alta – média – baixa), o processo de abastecimento do tanque do veículo é iniciado a partir do cilindro de baixa pressão, no qual o gás flui até atingir o equilíbrio. Em seguida, o gás flui do cilindro de média pressão e, finalmente, o processo é completado pelo cilindro de alta pressão (CUTE, 2004).

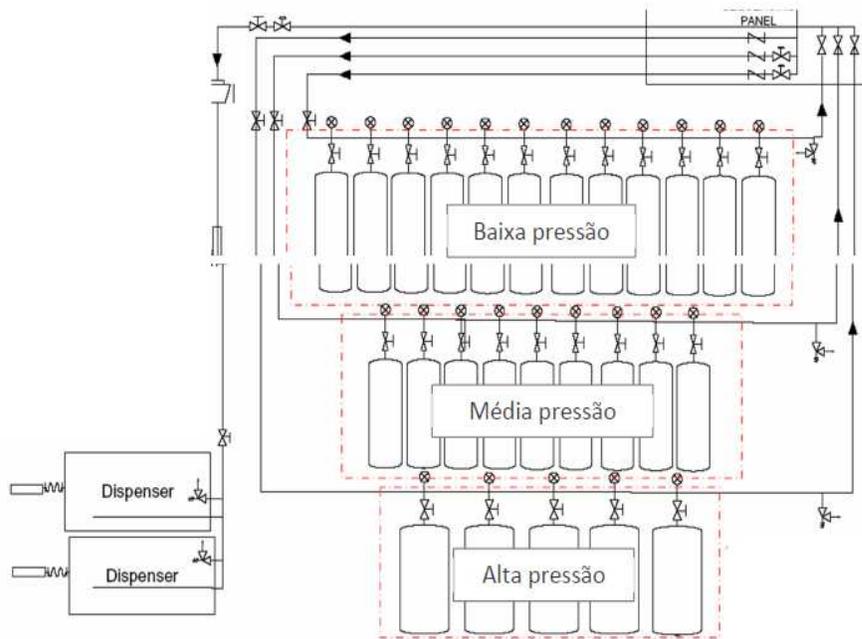


Figura 2.4 - Esquema de armazenamento em sistema de cascata de pressão.

Fonte: Elaborado a partir de Thomas et al (2001).

Existem *softwares*⁷ específicos para estimar o tamanho e as condições ideais de operação deste tipo de sistema. Segundo Thomas et al (2001), o fator de recuperação de hidrogênio do banco de cilindros arranjados em cascata é de aproximadamente 50%. Isto significa que devido à

⁷ Um dos principais programas para dimensionar o sistema de cascata é o *CASCADE™ Gaseous Fueling System Sizing Software*

queda da pressão verificada durante o processo de abastecimento, não é possível aproveitar o restante 50%.

Outra opção de armazenamento, que vem sendo estudada há vários anos, é a adsorção do hidrogênio em hidretos metálicos (SILVA, 1981; KIT HEUNG, 2003; MOHAN, 2007; BOTZUNG, 2008) como, por exemplo, o FeTiH_2 , MgH_2 , LiH , TiH_2 . Quando calor é fornecido ao hidreto, o hidrogênio é liberado (processo endotérmico) e dependendo do tipo de hidreto, grandes quantidades de hidrogênio podem ser armazenadas por unidade de volume. No entanto, esta forma de armazenamento ainda continua em fase de pesquisa para sua aplicação a grande escala. A vantagem é que as condições de pressão e temperatura envolvidas são moderadas e o processo é seguro, pois é necessário fornecer energia ao sistema para obter hidrogênio. Além disso, em geral os sistemas M-hidrogênio⁸ são oxidados e liberam hidrogênio muito lentamente, reduzindo o risco em caso de ruptura do tanque.

2.1.5. Sistema de abastecimento

O veículo movido a hidrogênio que chega até uma estação deve recebê-lo através de um sistema de abastecimento, denominado bomba de combustível ou *dispenser*.

Dentro deste sistema, na medida em que é recarregado o hidrogênio, os sensores específicos associados à bomba verificam em todo momento a variação da pressão, do volume e da temperatura. O sistema de controle leva em conta o efeito Joule – Thompson, fenômeno que produz a variação de temperatura associada à rápida mudança da pressão, o que resulta em uma maior densidade no sistema de armazenamento que no tanque do veículo, ainda que ambos se

⁸ Refere-se ao hidrogênio contido em Hidretos Metálicos.

encontrem na mesma pressão (BOSSEL, 2003). O computador do sistema de abastecimento inclui um algoritmo que leva em conta este fenômeno e realiza as correções. Uma vez atingida a densidade necessária dentro do tanque do veículo, o processo para automaticamente.

Na atualidade poucas são as empresas que oferecem o *dispenser* para hidrogênio. A empresa Fueling Technologies Inc. (FTI, 2012) foi uma das primeiras a oferecer este tipo de sistema e é considerada a companhia de maior experiência no assunto. No entanto, no projeto Ônibus a Hidrogênio da EMTU, o fornecedor deste equipamento foi a Stuart Energy, outra das empresas com experiência na fabricação deste tipo de dispositivos, cujo sistema de abastecimento pode ser visto na Figura 2.5.



Figura 2.5 - Sistema de abastecimento de hidrogênio da Stuart Energy.

Fonte: MCI (2011).

2.2. A Utilização do Hidrogênio e células a combustível no Transporte Coletivo

O hidrogênio produzido pode ser transformado em energia elétrica através de células a combustível, que são dispositivos eletroquímicos capazes de converter energia química de um combustível em energia elétrica (EG&G, 2004). Ao contrário de uma bateria, uma célula a combustível não armazena energia interiormente e, portanto, não ficará sem carga como uma bateria. Assim, a principal diferença é que as células a combustível convertem o combustível diretamente em eletricidade, enquanto que uma bateria tem que recarregar a sua carga a partir de uma fonte externa.

Normalmente a classificação das células a combustível é feita dependendo do eletrólito utilizado (EG&G, 2004; LARMINIE, 2003), o que determina a faixa da temperatura de operação e os tipos de reações que ocorrem na superfície dos eletrodos. Existem células do tipo alcalina, de ácido fosfórico, de troca de prótons (tipo PEM), de carbonato fundido e de óxidos sólidos.

Na Figura 2.6 observa-se um esquema com a estrutura básica de uma célula a combustível do tipo PEM, que consta de um eletrodo positivo (cátodo) e um eletrodo negativo (ânodo), separados por um eletrólito, neste caso uma membrana polimérica.

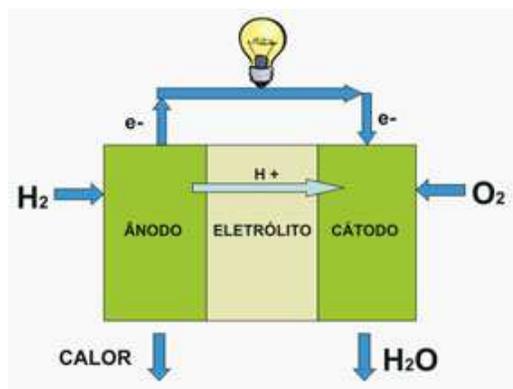


Figura 2.6 – Esquema de uma célula a combustível de tipo PEM.

Fonte: COPPEL, 2011.

As células a combustível possibilitam a obtenção de altas eficiências, ou seja, um melhor aproveitamento do combustível mesmo, e especialmente, a baixas temperaturas, quando comparadas com os tradicionais motores de combustão (ARAÚJO, 2004), onde a conversão energética está limitada pela eficiência do Ciclo de Carnot.

Quando comparados os requisitos necessários para aplicações automotivas e os vários tipos de células existentes, normalmente seleciona-se a do tipo PEM (COLLIER et al, 2006), que utiliza como eletrólito uma membrana polimérica fluorcarbonada⁹, destinada ao transporte de prótons. De fato, estas células operam em temperaturas relativamente baixas (aproximadamente 80°C), têm alta densidade de energia (2.600 W/m²), podem variar sua energia útil rapidamente para satisfazer a demanda de mudanças de energia e permitem ação rápida. A presença de um eletrólito sólido e imobilizado faz deste tipo o mais indicado para aplicações veiculares.

Existem outros tipos de células a combustível, denominadas biológicas, que aproveitam as reações produzidas por microrganismos. Este tipo de dispositivo e suas possíveis aplicações estão sendo estudadas em diferentes instituições de ensino e pesquisa no mundo (SHUKLA et al, 2004), embora ainda encontrem-se em uma fase nova de desenvolvimento.

2.2.1 Histórico do uso do hidrogênio no setor de transporte coletivo

A história dos ônibus movidos a hidrogênio é relativamente recente. O primeiro protótipo foi apresentado no ano de 1993, em Vancouver, Canadá, pela New Flyer, em parceria com a empresa Ballard Power Systems, dando origem à primeira geração do *Fuel Cell Bus P1*, apresentado na Figura 2.7. Desde então, várias empresas começaram a desenvolver protótipos

⁹ A membrana mais utilizada em este tipo de células é o NAFION 128, produzido pela Dupont.

deste tipo de veículo, já que as mesmas consideram que os ônibus são um modal estratégico para a demonstração e, posterior, comercialização de veículos com células a combustível.



Figura 2.7 – Fuel Cell Bus P1 (1993).

Fonte: CROPPER, 2003.

Desde 1993 até 2011 foi montada uma grande quantidade de protótipos, tanto com motores de combustão modificados ou utilizando células a combustível associados a um motor elétrico. Na sequência, são mostrados apenas alguns modelos de ônibus movidos a hidrogênio, considerados mais relevantes.

Em 1994, a empresa Van Hool, em parceria com a MAN, apresentou na Bélgica o primeiro de vários protótipos de ônibus com motor de combustão interna, modificado para a utilização de hidrogênio, chamado de *Greenbus*, visto na Figura 2.8.



Figura 2.8 – *Greenbus*, fabricado em parceria entre a Van Hool e a MAN (1994).

Fonte: NETINFORM, 2012.

Em 1996, a empresa alemã MAN apresentou o seu primeiro protótipo híbrido, apresentado na Figura 2.9, capaz de utilizar gasolina e hidrogênio líquido, com capacidade para 92 passageiros. O ônibus operou por 18 meses dentro do sistema regular de transporte coletivo nas cidades de Erlangen e Munich, percorrendo um total de 40.000 km.



Figura 2.9 – Ônibus híbrido hidrogênio-gasolina MAN city bus (1996).

Fonte: NETINFORM, 2012.

Em 1997, a empresa Daimler-Chrysler lançou o denominado *NEBUS* (New Electric Bus), preparado para 58 passageiros, apresentado na Figura 2.10. Este veículo baseou-se na plataforma

do ônibus urbano Mercedes Benz O 405 N. A empresa canadense Ballard Power Systems foi responsável pela fabricação do sistema de células a combustível utilizado pelo ônibus. O protótipo *Fuel Cell Bus P1* foi evoluindo e no ano de 1999 apresentou-se a quarta geração deste veículo, o *Ballard P4 ZEBus*, mostrado na Figura 2.11. Este protótipo foi utilizado entre julho de 2000 e junho de 2001 nos Estados Unidos, no âmbito de um projeto de demonstração dirigido pela Agência de Trânsito SunLine.



Figura 2.10 – NEBUS (1997).
Fonte: NETINFORM, 2012.



Figura 2.11 – Ballard P4 ZEBus (1999).
Fonte: NETINFORM, 2012.

A empresa Daimler-Chrysler continuou aperfeiçoando o *NEBUS* de 1997 e as modificações deste protótipo deram origem ao *Citaro Fuel Cell Bus*, modelo de ônibus utilizado em grande número de projetos de demonstração da tecnologia do hidrogênio ao redor do mundo, tornando-o o veículo mais difundido dentre os ônibus com células a combustível. A Figura 2.12 mostra a última geração deste modelo, o *Citaro E4*, apresentado em 2009.



Figura 2.12 – *Citaro Fuel Cell Bus E4* (2009).

Fonte: NETINFORM, 2012.

Muitas vantagens têm sido identificadas com relação ao uso de ônibus como plataforma para demonstração da viabilidade da tecnologia do hidrogênio (CROPPER, 2003). Entre elas pode-se citar:

- Os veículos têm rotas definidas, portanto o abastecimento do combustível e a infraestrutura de manutenção são essencialmente centralizadas;
- Os veículos apresentam amplo espaço, o que facilita a instalação das células a combustível junto aos demais componentes auxiliares;

- Normalmente estes veículos são movidos a óleo Diesel, que produz muito barulho e poluição do ar, o que gera a oportunidade da tecnologia do hidrogênio mostrar-se como uma alternativa silenciosa e limpa;
- As montadoras de ônibus normalmente não fabricam os motores dos veículos, eles estão acostumados a trabalhar com empresas que desenvolvem os motores. Esse fato facilita as parcerias e o potencial de introdução de uma nova tecnologia;
- Este tipo de veículo não passa despercebido pela comunidade, o que o torna uma excelente vitrine para mostrar a viabilidade da tecnologia do hidrogênio.

Todos os itens citados podem se configurar como fatores de estímulo para as empresas privadas interessadas em investir nesta tecnologia, porém, a falta de maturidade de alguns elementos, a pequena escala de produção, ainda tornam-se impedimentos econômicos e onde o papel dos governos é fundamental para encontrar as estratégias de viabilização da tecnologia.

Quanto à eficiência energética, Riveros (2008) mostrou que o desempenho de veículos leves, movidos a hidrogênio, apresenta um ganho de eficiência frente aos movidos à gasolina e que este ganho ainda não foi verificado em ônibus movidos a hidrogênio frente aos ônibus convencionais movidos a Diesel. Este fato configura-se como uma oportunidade para o melhoramento do sistema dos ônibus a hidrogênio.

Quanto ao número de ônibus com células a combustível fabricados no período de 1994 até 2008, a Figura 2.13 mostra a estatística.

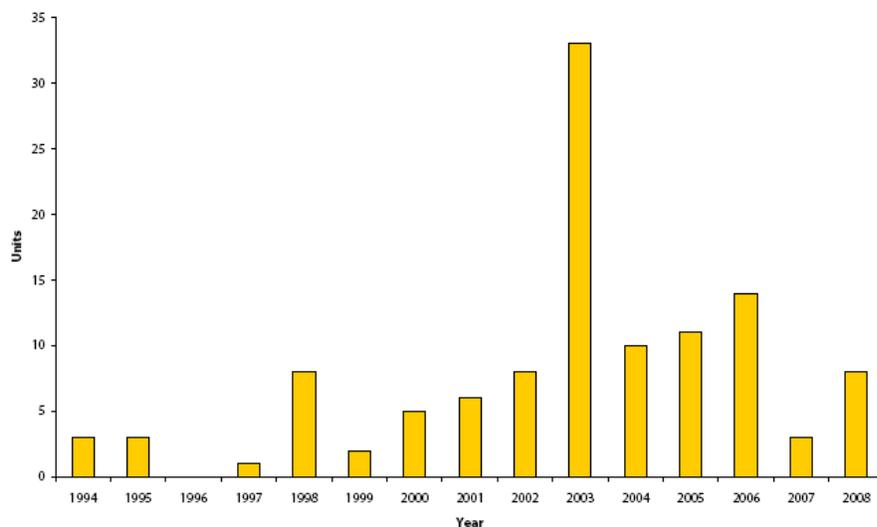


Figura 2.13 – Ônibus a hidrogênio produzidos anualmente (1994-2008)

Fonte: ZAETTA, 2011.

Observa-se que o ano 2003 foi um marco importante para a tecnologia do hidrogênio aplicada aos ônibus, quando se deu início ao projeto CUTE, que demandou a fabricação de um grande número desses veículos. No período de 1994 a 2008 foram fabricados no total aproximadamente 120 ônibus com células a combustível. Entre o 2008 e 2012 a produção deste tipo de veículo foi baixa.

2.2.2. O ônibus a hidrogênio fabricado no Brasil

Em 1993, o MME e um consórcio liderado pela EMTU, vinculada à Secretaria Estadual dos Transportes Metropolitanos de São Paulo, iniciaram os estudos para o uso do hidrogênio como combustível em ônibus urbanos para o transporte coletivo na Grande São Paulo. Anos mais tarde, o PNUD entrou com o apoio financeiro do GEF e outros recursos provenientes da FINEP.

No primeiro trimestre de 2007, em Caxias do Sul, RS, teve início a fabricação do primeiro protótipo para este projeto. Depois de vários testes, em julho de 2009 ocorreu a apresentação oficial do Ônibus Brasileiro a Hidrogênio. Esse é o primeiro veículo deste tipo na América Latina e, com isso, o Brasil passou a ter posição global de destaque ao lado dos Estados Unidos, da Alemanha, do Japão e da China no desenvolvimento deste tipo de veículo.

Segundo a EMTU (2012) a previsão é de que em 2014, ano da Copa do Mundo no Brasil, estes veículos sejam integrados à operação da frota intermunicipal gerenciada pelo Governo do Estado de São Paulo. Também se espera que os novos ônibus a hidrogênio tenham um índice de nacionalização superior ao protótipo já testado. O destaque é o motor elétrico de tração, que passará a ser fabricado no Brasil. Continuarão sendo importados as células a combustível, as baterias auxiliares de tração e os tanques de armazenamento de hidrogênio a bordo.

As principais características do ônibus fabricado no Brasil, comparadas com o Citaro, estão resumidas na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Características físicas e operacionais comparadas entre o ônibus brasileiro a hidrogênio e o Citaro Fuel Cell Bus.

Modelo de veículo		Ônibus Brasileiro	Citaro FCB
Características gerais	Comprimento total	12,6 m	11,95 m
	Peso bruto	18.000 kg	18.000 kg
	Número de poltronas	30	30
	Número máximo de passageiros	63	70
	Acessibilidade	Três portas (lado direito) Piso baixo total Rampa para cadeirante	Duas portas
Combustível	Hidrogênio gasoso a temperatura ambiente	CGH ₂	CGH ₂
	Capacidade de armazenagem	45 kg	42
	Pressão de armazenagem	350 bar	350 bar
	Número de tanques de armazenagem	9	9
Desempenho	Consumo médio	15 kg/100 km	24,6 kg/100 km
	Autonomia	300 km	< 200 km
Características técnicas	Sistema de propulsão	Motor elétrico	Motor elétrico
	Sistema de energia (Principal)	Células a combustível tipo PEM	Células a combustível tipo PEM
	Saída nominal do motor	230 kW	250 kW
Sistema de células a combustível	Número de células	2	1
	Potência unitária	85 kW	205 kW
	Fabricante	Ballard	Ballard

Fonte: elaboração própria com base em BFCB, 2009; CUTE, 2006.

O ônibus brasileiro foi projetado para o transporte urbano de passageiros e a utilização para o transporte de longa distancia exigiria algumas modificações, sobretudo em relação ao conforto dos passageiros, detalhe este que não foi avaliado nessa tese. Quanto ao consumo médio do ônibus brasileiro, o valor de 15 kg/100 km foi obtido a partir dos testes realizados antes da

entrega à EMTU-SP, responsável por colocar o veículo em operação dentro do sistema regular de transporte. Até o início de 2013 não foram encontradas informações sobre o consumo em condições de operação real.

Considerando que o desenho do ônibus brasileiro a hidrogênio beneficiou-se das experiências de projetos demonstrativos anteriores, especialmente das demonstrações dos projetos CUTE e Hyfleet CUTE; e das melhorias que foram introduzidas com relação ao Citaro, pelo potencial de nacionalização da maioria dos componentes, optou-se por este veículo como referência para o desenvolvimento deste trabalho. Na Figura 2.14 apresenta-se o ônibus brasileiro a hidrogênio.



Figura 2.14 – Ônibus brasileiro a hidrogênio (2009).

Fonte: MME, 2010.

2.2.3. Projetos de uso de ônibus movidos a hidrogênio

O relatório *A Report on Worldwide Hydrogen Bus Demonstrations, 2002-2007* (U.S. DOT, 2009) avaliou o desenvolvimento de vários projetos de demonstração da tecnologia do hidrogênio aplicados ao transporte coletivo e, dentre os empreendimentos analisados, encontram-se os projetos das agências de transporte norte-americanas: AC Transit; SunLine Transit; CTTRANSIT; BC Transit; projetos internacionais CUTE, ECTOS, STEP, HyFLEET:CUTE e o China Fuel Cell Bus Project. As principais lições e questões chaves aprendidas, de acordo com o estudo mencionado, foram:

- Ótima aceitação dos veículos pelos usuários do transporte público;
- Melhorias das células a combustível devido ao *feedback* contínuo entre os responsáveis dos projetos e das empresas fabricantes. No entanto, a durabilidade deve ser aumentada, para se atingir um bom nível de competitividade frente aos ônibus a Diesel e a gás natural veicular (GNV);
- Fácil incorporação destes veículos ao serviço normal de transporte.

Segundo Eudy et al. (2009), existem três fases para a inserção de ônibus com células a combustível dentro de um sistema regular de serviço de transporte coletivo:

1. Avaliação operacional em condições reais para a identificação e resolução de problemas (um a três ônibus);
2. Demonstração operacional (cinco a vinte ônibus, em diferentes localidades);
3. Operação em serviço normal (cinquenta a cem ônibus, em um reduzido número de locais).

Baseado nestas premissas, todos os projetos de demonstração de ônibus com células a combustível continuam na primeira fase, embora os planos e objetivos dos Estados Unidos e do Canadá visam passar à segunda e à terceira fase no curto prazo (EUDY et al, 2009).

Muitos projetos envolvendo ônibus movidos a hidrogênio foram desenvolvidos, ou encontram-se em desenvolvimento, nos EUA, Canadá, Europa, Ásia e, recentemente, na América Latina, através do projeto brasileiro de ônibus a hidrogênio. A Tabela 2.3 resume a quantidade de projetos por região e sua situação até o início de 2012.

Tabela 2.3 – Projetos de demonstração da tecnologia do hidrogênio no setor veicular em 2012.

Região	Projetos em execução	Projetos planejados	Projetos finalizados	TOTAL
América do Norte	7	14	5	26
Europa	2	3	16	21
América do Sul ^a	1	1	0	2
Ásia (exceto Japão)	0	0	3	3
Japão	0	0	3	3
Austrália	0	0	1	1
TOTAL	10	18	23	56

^a Neste continente, somente o Brasil conta com um projeto em execução e outro planejado.

Fonte: Elaboração própria com base em NREL, 2012.

Na Europa, um dos projetos em execução faz parte do denominado *Clean Energy Partnership* (CEP, 2010), em desenvolvimento na Alemanha, que tem como principal objetivo a demonstração da viabilidade técnica, econômica e de segurança do uso do hidrogênio para o setor veicular, utilizando grande número destes veículos. Este empreendimento inclui parcerias entre várias companhias, entre elas: Aral/BP, Berlin Public Transport (Berliner Verkehrsbetriebe - BVG), BMW, DaimlerChrysler, Ford, GM/Opel, Hydro, Linde Group, Total, Vattenfall Europe e Volkswagen Group. O projeto inclui a utilização de ônibus a hidrogênio em várias localidades do país e mostra o interesse de diferentes setores da sociedade em tornar real a utilização do hidrogênio como alternativa energética veicular.

2.2.4. Custo dos ônibus movidos a hidrogênio

Vários estudos têm analisado assuntos relacionados com o custo de aquisição e manutenção de ônibus movidos a hidrogênio (MARCON-DDM, 2005; CROCKROFT, 2008; EUDY, 2009; ZAETTA, 2011). Segundo Zaetta (2011), na atualidade este tipo de veículo apresenta um custo entre 4 a 7 vezes superior a um ônibus equivalente movido a Diesel e 2 a 3 vezes superior ao custo de um trolleybus.

O gráfico 2.15 apresenta um resumo da projeção das indústrias em nível mundial quanto ao custo de aquisição dos ônibus com células a combustível movidos a hidrogênio. O gráfico é expresso em milhões de euros e mostra a faixa de possíveis custos dentro do período considerado. Zaetta (2011) afirma que o custo dos ônibus tem uma alta dependência da quantidade produzida e que a massificação é o principal fator de redução do custo.

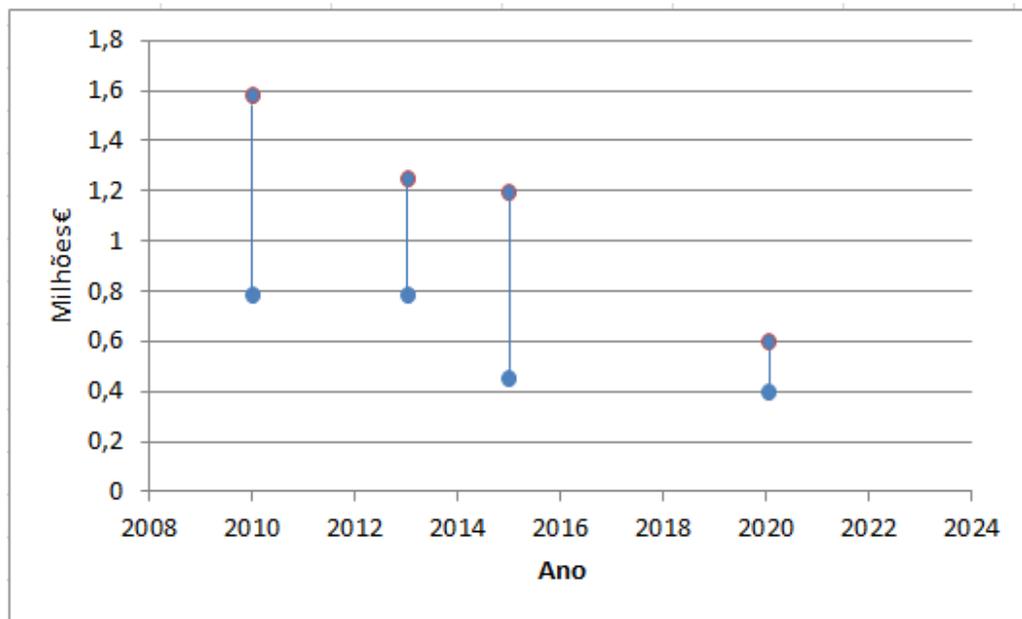


Figura 2.15. Perspectivas de custo dos ônibus com células a combustível (2010 – 2020).

Fonte: Extraído de Zaetta (2011).

Um dos objetivos perseguidos pelo projeto de fabricação do ônibus brasileiro é reduzir o custo total de aquisição do veículo. As empresas responsáveis afirmam que se conseguiu um custo muito reduzido e competitivo em termos de mercado (BFCB, 2009), mas estes dados não foram publicados até a finalização dessa tese.

2.3. Rodovias do hidrogênio

As estradas com a infraestrutura necessária para atender a demanda de veículos a hidrogênio são conhecidas como Rodovias do Hidrogênio. Este tipo de iniciativa é ainda incipiente e apenas dois projetos que contemplam o desenvolvimento deste tipo de rodovias estão em execução: *Scandinavian Hydrogen Highway Partnership* e *California Hydrogen Highway Network*. Estes dois empreendimentos são resumidos nas sessões a seguir.

Outras iniciativas também vêm sendo planejadas em outros países. Na Coreia do Sul existe o interesse de levar a cabo o denominado *South Korea Hydrogen Highway* (HCN, 2010), que prevê a operação de dez estações de abastecimento ao longo de uma malha rodoviária no sul do país. No entanto, não existem muitas informações disponíveis a respeito deste empreendimento.

Na Inglaterra, existe a proposta de desenvolver duas redes de estações de abastecimento de hidrogênio, ao sul e ao norte do País (HCN, 2010). Em junho de 2011, em Londres, no âmbito do programa *HyER*, apoiado pela União Europeia, começou a operar um ônibus com célula a combustível, o qual foi utilizado com sucesso junto com uma frota de taxis com células a combustível durante os Jogos Olímpicos de 2012 (HYER, 2013).

2.3.1. Scandinavian Hydrogen Highway Partnership

A parceria escandinava para a rodovia do hidrogênio é um projeto transnacional entre países escandinavos e tem como objetivo principal o estabelecimento de uma malha rodoviária regional preparada para o abastecimento de hidrogênio veicular. Para tanto, foi constituída uma parceria entre três organizações de diferentes países: HyNor, da Noruega; Hydrogen Link, da Dinamarca; e Hydrogen Sweden, da Suécia. Esta parceria também coopera com atividades na área de demonstração da tecnologia do hidrogênio na Islândia e Finlândia (SHHP, 2008).

Este ambicioso empreendimento ocorre graças ao esforço conjunto e eficaz dos setores público e privado. As autoridades dos países participantes possibilitam dispor de um regime fiscal atraente para o setor privado, responsável por grande parte dos investimentos de infraestrutura. Também existe uma estreita colaboração de centros de pesquisa da região (SHHP, 2008).

Oficialmente o projeto foi iniciado em 2006, com a entrada em operação da primeira estação de abastecimento e de um veículo movido a hidrogênio (SHHP, 2008). Dois anos e meio após o início do projeto, em junho de 2009, estabeleceu-se a primeira rodovia do hidrogênio no mundo, ligando Oslo a Stavanger, na Noruega, com um percurso de 580 km.

Na Figura 2.16 se encontra o mapa projetado desta rodovia, onde se podem observar as estações de abastecimento projetadas, as que se encontram em avaliação e as em operação.

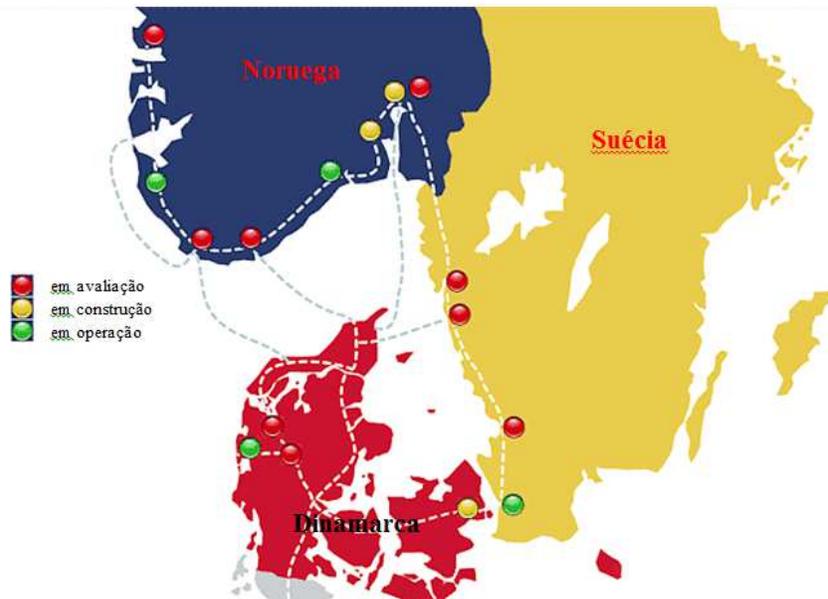


Figura 2.16 – Mapa projetado da rodovia do hidrogênio do SHHP.

Fonte: SHHP, 2008.

As estações de abastecimento em operação (pontos verdes) se encontram nas cidades de Stavanger, Oslo, Göteborg e Ringkøbing e está prevista a instalação de pelo menos 20 postos de abastecimento de hidrogênio ao longo dessa rodovia até 2015. Além disso, o projeto possui outro objetivo: fazer circular na rodovia uma frota de 100 ônibus com células a combustível e 500 carros de passeio movidos a hidrogênio. Também se prevê a ligação desta rodovia com outras malhas rodoviárias dos países participantes, convertendo assim a região escandinava na primeira região do mundo com infraestrutura de abastecimento do hidrogênio em grande escala.

Até o final de 2008, foram atingidos alguns objetivos em direção a este ambicioso projeto (SHHP, 2008), entre eles:

- Habilitação de quatro estações de abastecimento (em verde na Figura 2.16): todas elas utilizam a tecnologia de eletrólise da água para a produção do hidrogênio;

- Entrada em operação de um veículo de passeio movido a hidrogênio, o *Mazda Hydrogen RX8*¹⁰, o primeiro de um total de 30;
- Entrada em operação de 15 veículos de passeio *Toyota Prius Hydrogen*. Na Figura 2.17 observa-se a chegada destes veículos na região escandinava;
- Entrada em operação de outros veículos movidos a hidrogênio: o *THINK Hydrogen* e, o *MEGA Hydrogen*.

Em outubro de 2010 foi anunciado que a partir de janeiro de 2011 entrariam em operação cinco ônibus com células a combustível movidos a hidrogênio, a serem operados pela Hynor Oslo Buss e fabricados pela empresa belga Van Hool (RUTER, 2010). Até o final de 2012 ainda não se tinha informação atualizada da entrada em funcionamento destes veículos.



Figura 2.17 – Frota de 15 Toyota Prius Hydrogen chegando a Noruega.

Fonte: H2MOVES, 2010.

¹⁰ Características e dados técnicos do *Mazda Hydrogen RX8* estão disponíveis em http://www.mazda.com/mazdaspirit/env/hybrid/rx8_hre2.html

2.3.2. California Hydrogen Highway Network

Este empreendimento, a rede da Califórnia para a rodovia do hidrogênio, vem sendo desenvolvido no Estado de Califórnia, nos Estados Unidos, e promove o uso do hidrogênio como um meio de diversificar as fontes de energia utilizadas no setor de transporte, garantindo benefícios ambientais e econômicos.

Em janeiro de 2004, o governador da Califórnia, Arnold Schwarzenegger, deixou uma clara mensagem de que essa região começava uma etapa de desenvolvimento para dispor no futuro de um transporte sustentável. Nessa oportunidade ele fez o seguinte discurso:

“(...) Eu vou incentivar a construção de uma rodovia de hidrogênio para nos levar para o futuro ambiental (...) eu pretendo mostrar ao mundo que o crescimento econômico e o meio ambiente podem coexistir. E se você quiser vê-lo, então venha para Califórnia”.

A partir disso, foi elaborado um plano estadual para o desenvolvimento de uma matriz energética sustentável para o setor de transporte, o chamado *California Hydrogen Blueprint Plan*. Vários especialistas de diferentes áreas somaram-se voluntariamente a esta iniciativa para delinear os pontos necessários deste plano, cujos objetivos principais (CFCP, 2009) focaram em: segurança energética, ambiente saudável, crescimento econômico e oportunidades de negócios para Califórnia. Na Tabela 2.4 resumem-se os objetivos colocados para cada etapa desse projeto.

Tabela 2.4 – Etapas do projeto *California Hydrogen Highway Network*.

Tipo de veículo movido a hidrogênio	Etapa 1: 50 – 100 estações	Etapa 2: 250 estações (baixa utilização)	Etapa 3: 250 estações (alta utilização)
Veículos leves com CaC e MCI	2.000	10.000	20.000
Veículos pesados com CaC ou MCI	10	100	300
Aplicações estacionárias e veículos <i>off-road</i>	5	6	400

CaC = Células a Combustível; MCI = Motor de Combustão Interna

Fonte: CHBP, 2005.

Cabe ressaltar que algumas estações já tinham sido construídas antes do lançamento deste empreendimento no âmbito de outros projetos de demonstração. Segundo a página oficial do projeto (CHH, 2012), até março de 2012 existiam 24 estações em operação e 2 em construção. Espera-se contar com 46 estações de abastecimento em operação até 2014. Nos documentos consultados (California Blueprint Plan volume 1 e 2) não estão definidos os prazos para atingir cada etapa, mas todo o processo encontra-se em constante revisão.

Os aspectos tecnológicos, econômicos e ambientais do projeto são continuamente analisados pelos setores envolvidos, a partir dos quais é realizado um relatório bienal. Este documento é a base para se tomar decisões sobre estratégias e alocações de financiamento adicionais para a Etapa 1, assim como o financiamento ou não do Estado nas etapas subsequentes.

O orçamento inicial outorgado pelo Estado da Califórnia para o período de 2005 a 2011 foi de 65 milhões de dólares (CHH, 2012). Com este recurso trabalhou-se na instalação de novas estações de abastecimento de hidrogênio, melhoria na área de armazenamento e delineamento de estratégias para realizar incentivos na aquisição de veículos com células a combustível.

Segundo o principal documento de ação do projeto (CHBP, 2005), baseado em experiências de instalação e operação de estações de hidrogênio, apoiadas pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos, um aporte financeiro de 50% do total do custo de instalação é o sugerido para estimular investimentos do setor privado para a expansão da rede de pontos de abastecimento dentro da região.

Na Figura 2.18 se observa uma das estações de abastecimento de hidrogênio aberta ao público, localizada no Sul da Califórnia e instalada junto a uma estação de combustíveis convencionais. Esta é justamente a idéia proposta nesta tese, aproveitar os postos de combustível existentes para a implantação da estação de produção/abastecimento de hidrogênio.



Figura 2.18 – Estação de abastecimento de hidrogênio no Sul da Califórnia, EUA.

Fonte: CFCP, 2009.

Dentro das atividades de demonstração da viabilidade da tecnologia veicular do hidrogênio, em 2009 foi organizada o *Hydrogen Road Tour* (CaH2Net, 2009), uma viagem de 12.737 km, da qual participaram uma dúzia de veículos movidos a hidrogênio. Neste evento

foram consumidos 385,4 kg de hidrogênio e os veículos apresentaram um consumo médio de 0,14 kg/km. Na Figura 2.19 observam-se alguns dos veículos que participaram do *tour*.



Figura 2.19 – Veículos movidos a hidrogênio que participaram do *Hydrogen Road Tour*, 2009.

Fonte: CaH2Net, 2009.

2.3.3 Estações de abastecimento de hidrogênio

As estações de abastecimento de hidrogênio são os pontos chaves dentro da infraestrutura de suporte ao uso veicular deste vetor energético (como elemento principal das rodovias). O trabalho mais completo realizado no Brasil sobre estações de abastecimento de hidrogênio foi feito por Ferreira (2007). Nesta seção se busca complementar e atualizar algumas informações apresentadas nesse trabalho.

Apesar de apresentarem muitas variações, o desenho de uma estação de produção/abastecimento de hidrogênio, em geral, deve contar como os seguintes elementos:

sistema de produção; sistema de compressão; sistema de armazenamento; e sistema de abastecimento (*dispenser*), os quais foram detalhados nas sessões anteriores desse capítulo.

Na Tabela 2.5 encontra-se um resumo das estações de abastecimento de hidrogênio no mundo, classificadas por região e situação operacional, até o final de 2012.

Tabela 2.5 – Estações de abastecimento de hidrogênio ao redor do mundo em 2012.

Região	Estações operacionais	Estações planejadas	Estações desativadas	TOTAL
América do Norte	82	59	36	177
Brasil	1	2	0	3
Argentina	1	0	0	1
Europa	88	55	31	174
Ásia (exceto Japão)	24	10	1	35
Japão	23	2	9	34
Austrália	0	0	1	1
África (Egito)	0	0	1	1
TOTAL	219	128	79	426

Fonte: Elaboração própria com base em H2STATION (2012).

Observa-se que a maioria das estações de abastecimento encontram-se na América do Norte, principalmente nos EUA, principalmente estão localizadas no Estado da Califórnia. Durante o governo do presidente George W. Bush foi alocada uma grande quantidade de recursos aos programas de P&D do hidrogênio. Já na administração do presidente Barak Obama tem-se verificado uma grande redução deste orçamento. Em 2007 o orçamento destinado a P&D foi de 329,7 milhões de US\$ e em 2011 foi apenas de 194,2 milhões de US\$ (DOE, 2012). Este tipo de medida tem suscitado muita controvérsia entre os defensores da tecnologia do hidrogênio (BEAMISH, 2012).

Segundo Ferreira (2007), nos EUA percebe-se que a grande maioria das estações é destinada aos automóveis, enquanto que na Europa as estações de abastecimento de hidrogênio destinam-se principalmente aos ônibus. Entretanto, ele afirma que não parece haver

impedimentos técnicos que tornem uma estação de abastecimento de hidrogênio exclusivamente destinada a um único tipo de veículo, além das quantidade de combustível necessária, que é significativamente maior para o caso dos ônibus.

Pela Tabela 2.5 pode-se observar que é grande o número de estações de hidrogênio desativadas, o que pode estar associado à finalização dos projetos de demonstração a partir dos quais a estação foi criada. Conforme já foi mencionado, esse tipo de infraestrutura é fruto do desenvolvimento de projetos de demonstração que apresentam duração definida e, portanto, uma vez finalizado o projeto, as estações também são desativadas.

Quanto aos padrões de segurança que devem ser seguidos na instalação e operação das estações de hidrogênio, a *International Organization for Standardization* (ISO) é uma das principais organizações que se encontra trabalhando na elaboração destas normas através do Comitê Técnico ISO/TC 197, que conta com a participação ativa do Brasil.

As estações de abastecimento que fazem parte de programas de demonstração nos Estados Unidos seguem as normas e os padrões da *National Fire Protection Agency* (NFPA) e da *American Society of Mechanical Engineers* (ASME). Por outro lado as estações que se encontram na Europa normalmente seguem as normas da *International Electrotechnical Commission* (IEC) e da ISO, assim como critérios da *European Industrial Gases Council* (IGC) e as normas de segurança contra incêndios da NFPA (NFPA, 2010). A definição da norma que deve ser seguida tem impacto direto no custo de fabricação e montagem dos equipamentos (DRAGONI, 2013) e os dados mostram que o uso das normas europeias permite reduzir o custo total dos equipamentos.

2.3.4. Custos de uma estação de abastecimento de hidrogênio

Com o objetivo de dispor de uma visão geral dos custos de instalação/operação de estações de abastecimento de hidrogênio e dos principais fatores que podem influenciá-los, foi realizada uma revisão, análise e avaliação da literatura especializada.

Segundo Doty (2004), vários trabalhos publicados que estimaram custos ou realizaram projeções de custo da infraestrutura de produção e distribuição do hidrogênio apresentaram várias falhas, devido principalmente às suposições equivocadas, na maioria das vezes muito otimistas e não refletindo a realidade. Ainda segundo o mesmo autor, surgem quatro falhas comuns de pelo menos uma ordem de grandeza: o custo das células a combustível; a taxa de introdução de veículos movidos a hidrogênio; os custos de armazenamento do hidrogênio e os custos de distribuição de combustíveis. Todos esses equívocos foram cometidos no sentido de tornar o hidrogênio mais atraente como um combustível alternativo aos combustíveis fósseis.

Conforme Ruth (2010), o custo de instalação de estações de hidrogênio ainda é muito alto e devem ser exploradas estratégias para se conseguir uma redução a fim de obter competitividade frente às estações de combustíveis convencionais. O autor cita, ainda, algumas estratégias que podem ser levadas em conta: produção combinada de hidrogênio para uso estacionário e veicular e utilização de locais pertencentes ao governo para a instalação das estações, visando evitar os custos de compra ou aluguel das propriedades na fase inicial.

O principal trabalho realizado na área de estimativa de custos da infraestrutura de produção/abastecimento de hidrogênio foi o de Weinert (2005), que comparou os dados encontrados na literatura com os dados da indústria. Foram estimados custos de instalação para sete tipos de estações de hidrogênio diferenciadas pelo processo de produção (eletrólise ou reforma vapor de gás natural) e pela capacidade de produção. As conclusões do trabalho que podem ser destacadas são:

- Os modelos de análise de custos existentes para estimar o capital de instalação de uma estação de hidrogênio tendem a subestimar os custos reais, assumindo altos volumes de produção dos equipamentos e, muitas vezes, omitindo os custos operacionais importantes da estação;
- O custo de utilização do hidrogênio pode ser reduzido instalando as estações em pontos estratégicos, como, por exemplo, dentro de instituições do governo ou em companhias que normalmente produzem hidrogênio para fins industriais, ou para o abastecimento de suas próprias frotas. Esta conclusão coincide com o sugerido por Ruth (2010);
- A taxa de utilização da estação (denominado como fator de capacidade) tem um grande impacto no custo final do hidrogênio. Neste ponto, recomenda-se que as estações operem a maior parte do tempo próximo a sua máxima capacidade.
- Os custos mais elevados de produção de hidrogênio verificaram-se em estações de capacidade na faixa de 10 a 30 kg/dia;
- O menor custo de produção do hidrogênio foi verificado em estações com capacidade de 1000 kg/dia, utilizando a reforma a vapor de gás natural;
- A produção combinada de hidrogênio para uso em geração estacionária e veicular apresenta um grande potencial de redução de custos.

A partir da revisão da literatura, e com o objetivo de complementar e atualizar dados encontrados em outros trabalhos, foi elaborada a Tabela 2.6, que mostra o custo de capital para instalação de uma estação de hidrogênio, considerando a capacidade de produção (kg/h) e a região do planeta. Os custos foram atualizados para o ano de 2012. Estes dados são utilizados como ponto de comparação no Capítulo 6.

Tabela 2.6 - Custo de estações de abastecimento de hidrogênio segundo capacidade e região.

Capacidade (kg/h)	Custo Total (milhões US\$)*	Custo unitário (milhões US\$/kg/h)	Região	Referência
8,99	2,49	0,277	Europa	BARTHEL, 2004
4,8	1,11	0,231	Asia	M. QARDAN, 2008
4,17	1,07	0,256	EEUU	WEINERT, 2005
3,6	0,65	0,180	America do Sul	FERREIRA, 2007
2,4	0,76	0,316	Asia	M. QARDAN, 2008
1,25	0,64	0,512	EEUU	WEINERT, 2005
1,25	0,41	0,328	Ásia	WEINERT, 2006

* Valor do US\$ corrigido para o ano 2012.

As diferenças observadas no custo unitário de instalação das estações de hidrogênio têm relação com a região onde os estudos foram realizados, onde cada autor considerou diferentes taxas, parâmetros econômicos e custos de equipamentos de diferentes fabricantes, disponíveis nessas regiões.

2.4. Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

A partir dos anos 1980 se intensificaram as discussões sobre a necessidade de um esforço internacional para combater impactos decorrentes da mudança do clima diante da possibilidade de que o fenômeno fique mais intenso e irreversível. Foi nesse contexto que se criou em 1988 o Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), que reúne cientistas de todo o mundo para realizar estudos e projeções sobre as mudanças climáticas. Em 1990 este Painel de especialistas apresentou o primeiro relatório, confirmando que a mudança climática era, de fato, uma ameaça e solicitando um tratado global que se dirigisse ao problema (IPCC, 1990).

O resultado desta discussão levou 175 países, mais a União Europeia, a assinarem a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC), em 1992, na

Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente realizado no Rio de Janeiro. Os países que se tornaram Parte da Convenção acordaram que o objetivo principal era atingir a estabilização da concentração dos GEE na atmosfera num nível que impedisse interferências perigosas ao sistema climático.

A CQNUMC entrou em vigor em 1994 estabelecendo diretrizes para que os países reduzissem suas emissões de GEE e adotassem políticas internas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas. Os representantes dos países signatários da Convenção passaram a se reunir anualmente para discutir a sua implementação em encontros conhecidos como Conferências das Partes (COPs). A terceira conferência das partes (COP-3), em 1997, culminou com a adoção do Protocolo de Quioto, abordando especificamente a questão da redução de emissões, com a imposição de metas aos países e sugerindo mecanismos de flexibilização para facilitar o cumprimento dessas metas. São eles o Comércio de Emissões, a Implementação Conjunta e o MDL (MCT, 2004).

O MDL está definido no artigo 12 do Protocolo de Quioto como um dos mecanismos de flexibilização que tem a finalidade de viabilizar a redução de GEEs no mundo e consiste em um projeto executado entre um país industrializado, incluído no Anexo I¹¹, e um país em desenvolvimento, não incluído no Anexo I (UNFCCC, 2009).

A proposta do MDL consiste em que cada tonelada de CO₂ equivalente que não for emitida ou for retirada da atmosfera por um país em desenvolvimento poderá ser negociada no mercado mundial, criando desta maneira um atrativo econômico para redução das emissões globais. Por sua vez, as empresas existentes nos países das Partes do Anexo I que não conseguirem reduzir suas emissões poderão comprar Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) em países em desenvolvimento e usá-las para cumprirem parte de suas obrigações (CGEE, 2008).

¹¹ Os países constantes no Anexo I são os membros da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OCDE) e os países do Leste Europeu e a antiga União Soviética.

O artigo 12 estabelece também os procedimentos e condições básicas a serem seguidos para qualificar projetos a gerar reduções certificadas de emissão. São considerados quatro critérios de elegibilidade (UNFCCC, 2009): participação voluntária; benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo; garantia de que essas reduções sejam realizadas de acordo com o princípio da adicionalidade; e, por último, garantia do desenvolvimento sustentável no país hospedeiro. A tarefa de definir os critérios nacionais de desenvolvimento sustentável e atestar o seu cumprimento nas atividades nacionais de projetos de MDL coube à Autoridade Nacional Designada (AND), que é designada para regular a submissão de projetos para certificação.

Uma ideia principal dos projetos de MDL é que proporcionem financiamento e tecnologia aos países em desenvolvimento e ajudem aos países industrializados a cumprirem seus compromissos de redução de emissões (CUNHA, 2005), prestando assim assistência mútua entre Partes do Anexo I e Não Anexo I da CQNUMC.

Os projetos de MDL podem ser baseados em fontes renováveis e alternativas de energia, eficiência e conservação de energia ou reflorestamento. O Conselho Executivo (CE) do MDL numerou os setores nos quais projetos podem ser desenvolvidos (UNFCCC, 2009), sendo ainda possível que uma atividade de projeto MDL esteja relacionada a mais de um setor:

- Setor 1. Geração de energia (renovável e não-renovável)
- Setor 2. Distribuição de energia
- Setor 3. Demanda de energia (projetos de eficiência e conservação de energia)
- Setor 4. Indústrias de produção
- Setor 5. Indústrias químicas
- Setor 6. Construção
- Setor 7. Transporte
- Setor 8. Mineração e produção de minerais
- Setor 9. Produção de metais
- Setor 10. Emissões de gases fugitivos de combustíveis

- Setor 11. Emissões de gases fugitivos na produção e consumo de halocarbonos e hexafluorido de enxofre
- Setor 12. Uso de solventes
- Setor 13. Gestão e tratamento de resíduos
- Setor 14. Reflorestamento e florestamento
- Setor 15. Agricultura

Existe também o denominado Programa de Atividades (PA), muitas vezes também chamado MDL Programático (CNI, 2010), o qual é considerado uma evolução do conceito original do MDL. É uma ação voluntária coordenada por uma entidade privada ou pública direcionada a qualquer política, medida ou objetivo declarado que conduza a reduções de emissões de GEE. Sob este conceito podem ser registrados vários projetos similares, inclusive realizados em países diferentes, coordenados por uma entidade. Portanto, o conceito favorece projetos de pequena escala que não seriam implementados individualmente no âmbito do MDL. Convém destacar que as regras aplicáveis ao MDL tradicional aplicam-se, igualmente, ao MDL Programático.

2.4.1. Operacionalização do MDL

A lógica do MDL é que, sob a óptica do empresário e de governos dos países do Anexo I que negociam as RCEs, essa é uma opção financeiramente mais atraente do que as alternativas de efetuar ele próprio toda a redução de emissões (sem que isso isente esses países de também realizar internamente programas de reduções de emissões), ou pagar uma eventual multa prevista pelos órgãos competentes de seu país ou região (CGEE, 2008).

O MDL tem um ciclo de projeto em que um dos primeiros passos é a elaboração de um documento definindo a linha de base e a atividade de projeto, bem como uma estimativa de suas emissões e sua conseqüente redução.

As atividades de projeto do MDL, bem como as reduções de emissões de GEE a estas atribuídas, deverão ser submetidas a um processo de aferição e verificação através de instituições e por meio de procedimentos estabelecidos na Decisão nº 17 da COP-7. Dentre as instituições relacionadas ao MDL destacam-se (CGEE, 2008):

COP (Conferência das Partes): órgão máximo da CQNUMC, composto por todos os países que a ratificaram e responsável pela sua implementação. Corresponde à instância máxima decisória no âmbito do Protocolo. A COP se reúne anualmente e determina diretrizes gerais para plena implantação da Convenção.

CE (Conselho Executivo): órgão da ONU, subordinado às decisões das COP, que supervisiona o funcionamento do MDL. Dentre suas responsabilidades destacam-se: o credenciamento das Entidades Operacionais Designadas (EOD); registro das atividades de projeto MDL; emissão das RCEs; desenvolvimento e operação do registro do MDL; estabelecimento e aperfeiçoamento de metodologias para definição da linha de base, monitoramento e fugas; etc.

AND (Autoridade Nacional Designada): os governos de países participantes de uma atividade de projeto do MDL devem designar junto à CQNUMC uma Autoridade Nacional para o MDL. A AND atesta que a participação dos países é voluntária e, no caso do país onde são implementadas as atividades de projeto, que ditas atividades contribuem para o desenvolvimento sustentável do país. As atividades de projetos do MDL devem ser aprovadas por esta entidade.

EOD (Entidade Operacional Designada): são entidades nacionais ou internacionais credenciadas pelo Conselho Executivo e designadas pela COP/MOP, as quais ratificarão ou não o credenciamento feito pelo Conselho Executivo. As responsabilidades das EODs consistem em: validar atividades de projetos do MDL de acordo com as decisões de Marraqueche; verificar e certificar reduções de emissões de GEE e remoções de CO₂; manter uma lista pública de atividades de projetos do MDL; enviar um relatório anual ao Conselho Executivo; manter

disponíveis para o público as informações sobre as atividades de projeto do MDL que não sejam consideradas confidenciais pelos participantes do projeto; etc.

Desenvolvedor de projetos: Podem participar de uma atividade de projeto MDL as chamadas Partes do Anexo I, Partes do Não Anexo I ou entidades públicas e privadas dessas Partes, desde que por elas devidamente autorizadas. Atividades de projeto do MDL podem ser implementadas por meio de parcerias com o setor público ou privado.

Na Figura 2.20 apresenta-se um diagrama do ciclo de um projeto MDL.

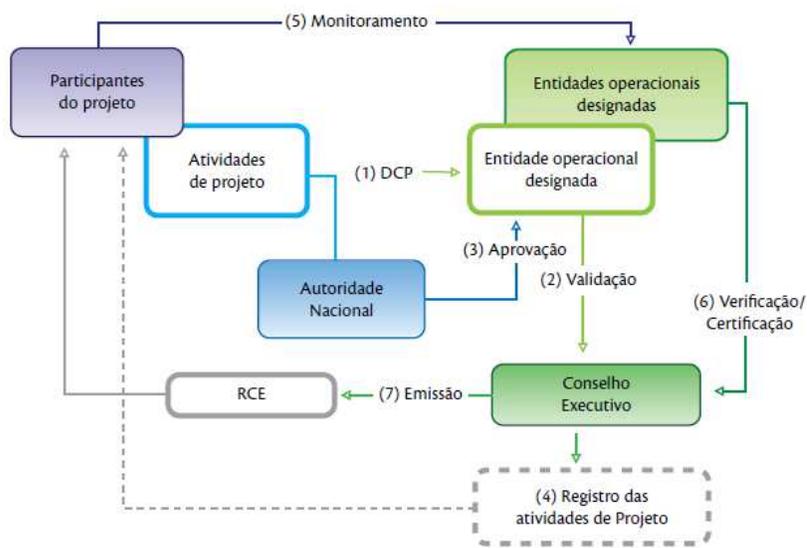


Figura 2.20 - Ciclo de um projeto de MDL

Fonte: CGEE, 2008.

2.4.2. Projetos de MDL no setor de transportes

Existem muitas razões para o aumento das emissões de CO₂ no setor de transportes. No entanto, o que se percebe é que por se tratar de uma fonte de emissão móvel, o setor de transporte

acaba apresentando uma série de dificuldades para a verificação e monitoramento dessas emissões.

Existem quatro componentes-chaves que determinam a quantidade de emissão de CO₂ no setor de transportes (BARÍAS et al, 2005): frequência das viagens, que tem relação com as atividades desenvolvidas pela população; o modal de transporte utilizado; a intensidade do combustível (quantidade/km); e o conteúdo de carbono no combustível utilizado. Os dois primeiros são de natureza comportamental e os dois últimos têm um caráter que pode ser modificado tecnologicamente. Neste ponto pode-se citar a melhoria ou mudança da tecnologia utilizada e a diminuição da quantidade de carbono no combustível utilizado.

Dentre as possíveis propostas de atividades de projeto para o setor de transportes pode-se listar (BARÍAS et al, 2005):

- substituição dos veículos tradicionais por veículos “*zero emission*”;
- substituição dos combustíveis tradicionais por biocombustíveis;
- melhoria da eficiência energética dos veículos;
- substituição do modal;
- racionalização.

Até novembro de 2012 foram aprovados 15 projetos dentro do setor de transportes. A Figura 2.21 mostra a distribuição destes projetos por país.

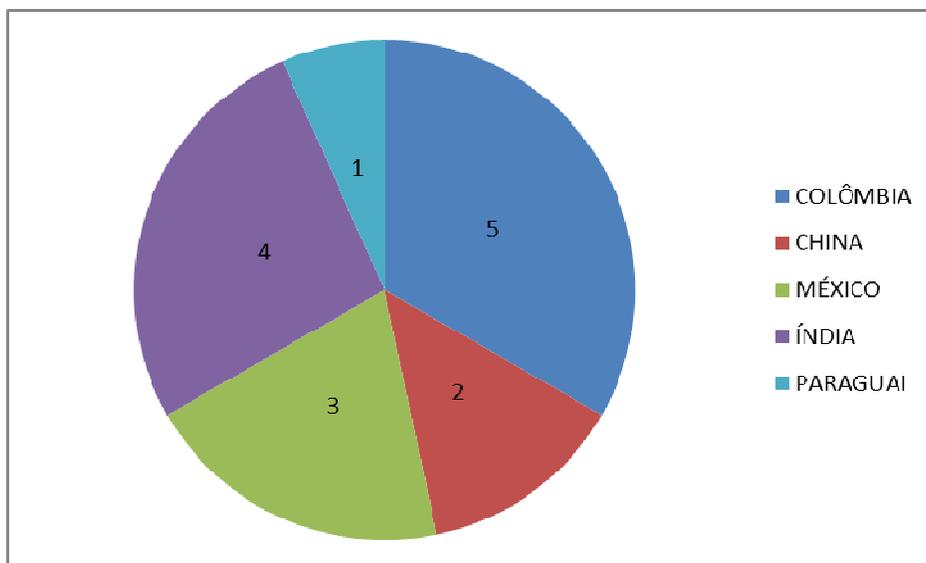


Figura 2.21 – Projetos de MDL aprovados no setor de transportes, clasificados por país

Fonte: Elaboração própria com base a UNFCCC, 2012.

2.4.3. Metodologias de MDL

Antes do desenvolvimento de qualquer atividade de projeto MDL, deve ser considerada a disponibilidade de uma metodologia aprovada compatível com o projeto que se pretende desenvolver. Esse aspecto é extremamente relevante do ponto de vista dos custos e das dificuldades surgidas no desenvolvimento de novas metodologias e, conseqüentemente, pelo tempo investido no processo (CGEE, 2008). Caso não exista uma metodologia que encaixe com o projeto, o desenvolvedor de projeto poderá optar por submeter uma nova metodologia para aprovação.

Toda metodologia deve contar com os seguintes elementos: a metodologia utilizada para os cálculos, a definição do limite do projeto, fuga ou vazamento, definição do tempo do projeto, plano de monitoramento, justificativa para adicionalidade do projeto e referências sobre os possíveis impactos ambientais do projeto.

Uma vez elaborada uma nova metodologia para um projeto específico é o Painel de Metodologias o responsável por avaliar a validade da mesma. Até setembro de 2012 foram aprovadas pelo UNFCCC¹² quinze metodologias válidas para o setor de transporte. Destas, quatro tem relação direta com a introdução ou modificação de uma tecnologia no setor e estão resumidas a seguir.

*1. Introdução de veículos de baixa emissão em frota veicular comercial (AMS-III.S Versão 4.0)*¹³: esta metodologia é utilizada para projetos que visam a introdução de veículos de baixa emissão de GEEs em frotas de transporte de passageiros ou de cargas, operando numa rota definida e fixa e que visam a redução de emissões até 60 kt de CO₂ equivalentes por ano. É aplicável para a introdução de ônibus e de caminhões. Os tipos de veículos de baixa emissão que cobre esta metodologia incluem: veículos utilizando Gás Natural Comprimido; veículos elétricos; veículos utilizando Gás Liquefeito de Petróleo; veículos híbridos, utilizando sistema elétrico e motor de combustão interna. Não é aplicável para projetos que visam a mudança de modal de transporte (exemplo: mudança de transporte de ônibus por transporte ferroviário).

2. Redução de emissões pelo uso de veículos de baixa emissão de GEE (MAS-III.C EB 33): esta metodologia também é válida para atividades que visam a redução de emissões até 60 kt de CO₂ equivalentes por ano mediante a utilização de veículos de baixa emissão de GEE. A diferença dessa metodologia em relação à anterior é que aqui não se faz referência a nenhum tipo de frota.

3. Atividades de melhoria da eficiência de energia no transporte utilizando tecnologia renovada (modernizada) (AMS-III.AA. EB 47): esta metodologia foi projetada para atividades que buscam melhorar a eficiência energética de veículos de transporte de passageiros, com a consequente redução de emissão de GEE. É aplicável a veículos de transporte público como, por

¹² Disponível em <http://cdm.unfccc.int/Statistics/Methodologies/ApprovedMethPieChart.html>

¹³ As siglas entre parênteses referem-se ao código da metodologia utilizado pela UNFCCC.

exemplo, ônibus ou táxis. Não é aplicável a veículos que atuam em atividades comerciais de fretes.

4. *Uso de teleféricos para trânsito rápido de pessoas (AMS-III.U EB 42)*: esta metodologia é aplicável para projetos de substituição de transporte terrestre de pessoas pelo uso de teleféricos.

Um elemento crucial dentro de qualquer metodologia de MDL é a definição da linha de base para o projeto determinado, o qual permitirá estimar a emissão evitada de CO₂. A linha de base (*baseline*) de uma atividade de projeto do MDL é o cenário que representa as emissões antrópicas de GEE por fontes que ocorreriam na ausência da atividade do projeto proposto, incluindo as emissões de todos os gases, setores e categorias de fontes listadas no Anexo A do Protocolo de Quioto que ocorram dentro do limite do projeto (UNFCCC, 2001).

As reduções certificadas de emissões (RCE) são calculadas justamente pela diferença entre as emissões da linha de base e as emissões verificadas em decorrência das atividades de projeto MDL, incluindo as fugas. Assim, a linha de base é qualificada e quantificada com base em um Cenário de Referência (CGEE, 2008).

Existe uma ferramenta de auxílio para demonstrar a adicionalidade de um projeto e para identificar a linha de base adequada, chamada de “Ferramenta combinada para a identificação da linha de base e demonstração da adicionalidade”¹⁴.

Para estabelecer a linha de base de uma atividade de projeto de MDL, deve ser escolhida uma abordagem metodológica que pode ser:

¹⁴ Pode ser encontrada na página da Convenção-Quadro referente às metodologias aprovadas de linha de base e monitoramento: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved.html>

- a. Condições de mercado: usar como referência as emissões de uma tecnologia reconhecida e economicamente atrativa, levando em conta as barreiras para o investimento;
- b. Emissões *status quo*: tomar as emissões atuais ou históricas existentes;
- c. A melhor tecnologia disponível: a média das emissões de atividades de projeto similares realizadas nos cinco anos anteriores à elaboração do documento de projeto, em circunstâncias sociais, econômicas, ambientais e tecnológicas similares, e cujo desempenho esteja entre os primeiros 20% de sua categoria.

Apesar da definição da linha de base ser essencial para estimar as reduções de emissão, o monitoramento da atividade de projeto, que está intimamente ligado à linha de base (Souza, 2005), é fundamental para comprovar as emissões evitadas. Portanto, essa é uma relação de mão dupla. Não adianta monitorar variáveis não relacionadas com a linha de base, nem definir e calcular a linha de base de uma forma que não possa ser monitorada, já que essa é uma das variáveis para a decisão de como será a forma de definir e quantificar a linha de base.

Segundo Reis (2009), o nível de complexidade para a determinação da linha de base de um projeto varia em função de algumas de suas características; da sua abrangência espacial e temporal; da dificuldade de determinar suas fronteiras; da possibilidade de vazamentos¹⁵; do desempenho dos equipamentos a utilizar; do grau de confiabilidade dos dados e cenários projetados; da capacidade real de medir a adicionalidade do projeto; entre outras.

¹⁵ A definição de vazamento foi definida como a variação líquida de GEE que ocorre fora dos limites do projeto e que pode ser mensurada e atribuída à atividade do projeto MDL

3 METODOLOGIA DE PESQUISA

Neste capítulo é apresentada a metodologia utilizada para atingir o objetivo traçado por essa tese. Inicialmente foram definidos vários aspectos a serem considerados no desenvolvimento do trabalho, tais como:

1. Rota a ser utilizada;
2. Veículo de referência;
3. Tamanho da frota;
4. Tecnologia de produção de hidrogênio a ser implantada;
5. Possibilidade de crescimento da frota inicial.

Partindo-se da rota escolhida foi feito o reconhecimento e levantamento de dados necessários para definir os pontos estratégicos para a instalação dos postos de abastecimento de hidrogênio ao longo da rota.

As etapas da metodologia podem ser visualizadas no diagrama apresentado na Figura 3.1.

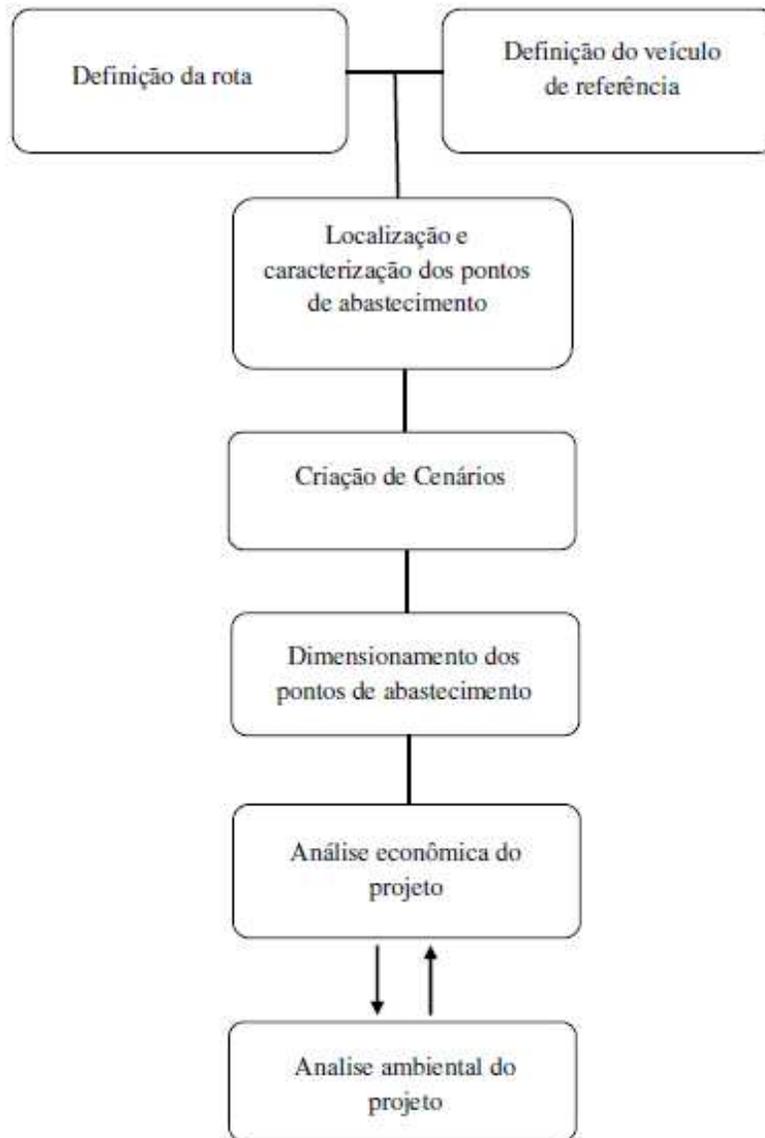


Figura 3.1 - Diagrama da metodologia de pesquisa da Tese.

3.1. Definição da rota e do veículo de referência

A primeira etapa da tese iniciou-se com uma pesquisa para definir e justificar a seleção da rota e do veículo de referência. Aspectos como o fluxo de passageiros, a infraestrutura estabelecida, entre outros, mostraram-se relevantes na seleção da rota e encontram-se detalhados no Capítulo 4.

Em relação ao veículo de referência, optou-se por utilizar o ônibus brasileiro a hidrogênio, fabricado sob a coordenação da EMTU/SP ¹⁶. Quando não se dispunha de dados a respeito do ônibus brasileiro, foram utilizados dados do Citaro, que é o veículo amplamente utilizado em projetos de demonstração da tecnologia do hidrogênio e foi utilizado no projeto CUTE, do qual se baseou o desenvolvimento do ônibus brasileiro.

Com base em experiências positivas e negativas do projeto CUTE, o ônibus brasileiro a hidrogênio foi projetado considerando os seguintes aspectos em relação ao Citaro (EMTU, 2009):

- a. Melhoria da dirigibilidade, maior potência, superior em torque, aceleração e melhor comportamento em subidas;
- b. Redução do nível de ruído exterior e interior;
- c. Redução do consumo do combustível, buscando atingir em média 15 kg de hidrogênio por cada 100 km rodado, valor esse significativamente abaixo da média de 24,2 kg/100 km dos ônibus do programa CUTE.

Outros detalhes das características técnicas do ônibus considerado como referência para o desenvolvimento dessa tese encontram-se no Capítulo 2.

¹⁶ Informações básicas do projeto do ônibus brasileiro a hidrogênio encontram-se disponíveis em <http://www.emtu.sp.gov.br/h2/>

3.2. Localização e caracterização dos pontos de abastecimento

Uma vez definida a rota a ser considerada no trabalho e levando em conta o consumo médio de hidrogênio do ônibus de referência; a extensão do trajeto, de aproximadamente 1.350 km; e a capacidade do tanque do veículo, através da Equação 3.1 foi estimado o número mínimo de estações de abastecimento (n_{ab}) que devem ser instalados ao longo do trajeto.

$$n_{ab} = \frac{\Delta S}{C_T \cdot f_c^{-1}} \quad 3.1$$

Onde ΔS representa a distância do trajeto (km); C_T a capacidade do tanque do veículo (kg) e f_c indica o consumo médio de hidrogênio de cada ônibus de referência (kg H₂/km). O denominador da equação indica a autonomia do veículo, mas na realidade e, por uma questão de confiabilidade e segurança, deve se levar em conta que os pontos de reabastecimento não podem estar a uma distância exatamente igual ao parâmetro referido. Por tanto, o resultado desta equação é apenas uma aproximação.

Os relatórios das diferentes cidades participantes do projeto CUTE (M. SAXE et al., 2008), mostraram que o consumo médio de hidrogênio foi de 24,6 kg por 100 km rodados, podendo sofrer variações de até 20% para mais ou para menos. Considerando estes dados, determinou-se a instalação dos pontos de reabastecimento pelo menos 50 km antes de se atingir o máximo de autonomia. Ainda, na tese foram consideradas a instalação de um local de abastecimento no ponto inicial e outro no final do trajeto.

Para a definição dos pontos de abastecimento foi realizada uma viagem pela rota escolhida, que permitiu uma melhor localização e caracterização dos postos de combustíveis existentes, bem como o levantamento de dados da infraestrutura nesses locais. Os dados detalhados usados na localização e caracterização dos postos encontram-se no Capítulo 4.

3.3. Substituição dos ônibus movidos a Diesel

Esta tese estuda a possibilidade da substituição dos atuais ônibus a Diesel, que realizam o trajeto em estudo, por ônibus com células a combustível, movidos a hidrogênio. Assim, levando em conta um dos objetivos específicos da tese, buscou-se estimar o mínimo investimento necessário para a implementação da Rodovia do Hidrogênio Paraguai – Brasil, que significa a substituição de apenas um veículo e foi denominada substituição mínima. Pode-se considerar esta estimativa adequada para um projeto de demonstração.

Além disso, buscou-se determinar também o máximo investimento necessário, o que significa a substituição total dos veículos movidos a Diesel que realizam o trajeto em estudo. Esta situação foi denominada de substituição máxima. Quanto ao tamanho da frota a ser considerada, optou-se por utilizar a frequência dos ônibus que realizam o trajeto, tomando como base o ano de 2010. Desta forma propõe-se a introdução de ônibus necessários para manter a frequência atual de operação das empresas.

É importante ressaltar que nenhuma das situações propostas considera mudanças significativas do atual esquema de operação das empresas que atuam na rota selecionada. No Capítulo 5 são detalhadas cada uma das situações.

3.4. Dimensionamento dos pontos de abastecimento

Uma vez definidas as duas situações a ser analisadas, de mínima e máxima substituição, o passo seguinte refere-se à estimativa das capacidades das estações de produção/abastecimento de hidrogênio, elementos indispensáveis que deverão ser instalados ao longo da Rodovia do Hidrogênio.

De forma geral, para o dimensionamento de cada um dos pontos de produção/abastecimento deve-se, primeiramente, definir o número de veículos que realizará o percurso diariamente, considerando que todos eles passarão por cada estação. Portanto, levando em conta este número e a capacidade de armazenamento de hidrogênio de cada veículo, foi definida a capacidade da estação a partir da Equação 3.2.

$$C_{p_{ab}} = N \cdot C_T \quad 3.2$$

onde $C_{p_{ab}}$ representa a capacidade da estação de produção/abastecimento (kg H₂/dia) e indica a quantidade de hidrogênio que deve dispor um posto para atender a demanda diária dos ônibus que chegarão até o local, com o tanque totalmente vazio. N representa o número de veículos que chegará até o local (ônibus/dia), e C_T indica a capacidade do tanque de hidrogênio de cada ônibus (kg). Esta equação considera apenas a situação em que o ônibus chega ao local de abastecimento com o tanque totalmente vazio; tem-se que considerar a possibilidade que o veículo não chega diariamente até o local de reabastecimento (depende da duração do ciclo de ida e volta), nesta situação uma simples regra de três é suficiente para colocar a capacidade diária.

O resultado da Equação 3.2 informa apenas a quantidade de hidrogênio que deve dispor diariamente uma estação de produção/abastecimento, embora não considera o tempo de produção que disporá cada local. Portanto, para o dimensionamento do sistema de eletrólise deve-se introduzir a variável tempo, explicado de forma detalhada no Capítulo 5. O dimensionamento do sistema de eletrólise foi realizado para cada estação através da Equação 3.3.

$$C_{p_{el}} = C_{p_{ab}} \cdot t_{op}^{-1} \quad 3.3$$

onde $C_{p_{el}}$ indica a capacidade de produção do sistema de eletrólise (kg/h); t_{op} corresponde ao tempo que dispõe a estação para atingir a quantidade necessária antes da chegada de outro veículo (h/dia).

Quanto ao sistema de armazenamento, propõe-se para esta tese a utilização de um sistema de cascata. Existem *softwares*¹⁷ específicos para estimar o tamanho e as condições ideais de operação para este tipo de sistema. Baseado em Thomas (2001), utilizou-se o fator de recuperação de hidrogênio do banco de cilindros de 50%, o que significa que o restante 50% de hidrogênio não será aproveitado devido à queda da pressão verificada durante o processo de abastecimento. Com esta premissa, o sistema de armazenamento deve ser superdimensionado em 50% da capacidade de produção. A Equação 3.4 indica esta relação.

$$Cp_{SA} = (Cp_{el} \cdot t_{m\acute{a}x}) \cdot 2 \quad 3.4$$

onde Cp_{SA} indica a capacidade do sistema de armazenamento (kg). Como a chegada dos ônibus a cada posto não é um tempo constante¹⁸, nesta equação considera-se o maior tempo que pode-se verificar entre a chegada de um e outro, representado por $t_{m\acute{a}x}$ (horas); o numero 2 indica a necessidade de duplicar o tamanho do sistema de armazenamento pela premissa explicada anteriormente.

3.5. Análise econômica do projeto

Esta etapa do trabalho levou em consideração parâmetros econômicos e financeiros utilizados para projetos deste tipo a fim de realizar a análise econômica das situações propostas.

¹⁷ Um dos principais programas informáticos para dimensionar o sistema de cascata é o *CASCADE™ Gaseous Fueling System Sizing Software*

¹⁸ O espaço de tempo que se pode verificar entre a chegada dos ônibus aos diferentes pontos é discutido no Capítulo 5.

3.5.1. Análise do consumo de energia

Considera-se que dentro do contexto do planejamento de sistemas de energia, analisar a quantidade e a disponibilidade de energia necessária para um determinado projeto é um assunto essencial. Este item faz parte da avaliação técnica, mas os resultados obtidos são utilizados na análise econômica, já que a energia elétrica é o principal insumo na produção de hidrogênio eletrolítico.

Basicamente, o consumo total de energia elétrica para cada posto de produção/abastecimento de hidrogênio está associado aos processos de eletrólise e compressão e foi estimado a partir da Equação 3.5.

$$D_E = D_\alpha + D_\beta \quad 3.5$$

onde D_E representa o consumo total de energia elétrica (kWh/ano); D_α indica o consumo do sistema de eletrólise (kWh/ano); e D_β indica o consumo do sistema de compressão (kWh/ano).

3.5.2. Custo de produção do hidrogênio

Estimar o custo de produção do hidrogênio significa relacioná-lo diretamente aos custos de instalação e de funcionamento do posto de produção/abastecimento. Considera-se estimar este parâmetro como essencial para discutir as diferenças entre cada situação proposta.

Segundo Simbeck e Chang (2002), o custo de produção de hidrogênio engloba os custos de capital, que inclui a aquisição de todos os equipamentos que formam parte da estação; e os custos não destinados à aquisição de equipamentos (*non-capital cost*), tais como engenharia e supervisão¹⁹, contingências, salários e relacionados ao uso da terra.

A Equação 3.6 mostra o custo unitário do hidrogênio eletrolítico produzido, obtido pela relação entre o custo anual de produção e a quantidade produzida.

$$C_H = \frac{C_{APH}}{P_{AH}} \quad 3.6$$

onde C_H representa o custo unitário do hidrogênio eletrolítico (US\$/kg); C_{APH} indica o custo anual da produção do hidrogênio eletrolítico (US\$/ano); e P_{AH} representa a produção anual de hidrogênio (kg/ano). A seguir detalha-se como foram estimados estes parâmetros.

De uma forma geral e, a partir de algumas metodologias pesquisadas (PLASS, 1989; SIMBECK, 2002; S. PRINCE-RICHARD et al., 2005), o C_{APH} é dado pela Equação 3.7.

$$C_{APH} = C_i + C_{OM} + C_{ins} + (C_{GEE}) \quad 3.7$$

onde C_i representa o custo anual de investimento (US\$/ano); C_{OM} , o custo anual de operação e manutenção (US\$/ano); e C_{ins} , o custo relacionado aos insumos (água, eletrólito, eletricidade). Destes, o principal insumo é a energia elétrica e, portanto, para estimativas realizadas o custo anual com insumos pode ser adotado como sendo igual ao custo com a energia elétrica

¹⁹ Custo com engenharia e supervisão refere-se aos custos associados ao desenho do projeto, controle e comando de toda a instalação de uma planta.

unicamente. A fim de apresentar o impacto econômico pela utilização da água no processo eletrolítico, optou-se por mostrar também o custo com este insumo.

Finalmente, a variável C_{GEE} representa o custo associado às emissões de GEE (S. PRINCE-RICHARD et al., 2005). Este valor é tratado como um termo relativo, podendo ser positivo, quando o projeto implica na emissão de GEE (considerando o custo de cada tonelada de CO_2 emitida), ou negativo quando o projeto leva à comercialização de créditos de carbono. Caso no projeto não sejam consideradas as emissões resultantes, este parâmetro pode ser omitido da Equação 3.7.

Quanto aos valores de C_i e C_{OM} , a soma de ambos os parâmetros pode ser calculada como:

$$C_i + C_{OM} = (FRC + OM) \cdot C_{INST} \quad 3.8$$

onde FRC representa o Fator de Recuperação de Capital (ano^{-1}); OM indica a taxa anual de operação e manutenção; e C_{INST} representa o custo total de instalação da estação (US\$), o qual foi definido pela Equação 3.9.

$$C_{INST} = C_{cap} + C_{não-cap} \quad 3.9$$

onde C_{cap} representa o custo de capital, também denominado investimento físico, destinado à aquisição dos equipamentos e à instalação da infraestrutura civil necessária (SANTOS JR., 2004). O C_{cap} foi obtido utilizando a Equação 3.10. No caso dessa tese, optou-se por utilizar o termo investimento físico para essa variável.

$$C_{cap} = C_{SE} + C_{SC} + C_{SA} + C_{Disp} + C_{Aux} + C_{Inf} \quad 3.10$$

onde C_{SE} , C_{SC} , C_{SA} representam o custo de aquisição dos sistemas de eletrólise, compressão e armazenamento, respectivamente (US\$); C_{Disp} indica o custo do *dispenser*; C_{Aux} indica o custo

com equipamentos auxiliares, como dispositivos de segurança entre outros; e C_{Inf} indica o custo com a infraestrutura civil necessária para a instalação da estação.

$C_{n\grave{a}o-cap}$ representa os custos não relacionados à aquisição de equipamentos, também denominado investimento não físico, e é definido pela Equação 3.11.

$$C_{n\grave{a}o-cap} = C_{eng} + C_{con} \quad 3.11$$

onde C_{eng} indica o custo associado à engenharia e supervisão; C_{con} indica o custo relacionado às contingências. Estes custos são estimados a partir do investimento físico e, baseado em Simbeck e Chang (2002), utilizou-se 20% e 10% do C_{cap} , respectivamente.

Quanto ao FRC , o Fator de Recuperação do Capital, parâmetro econômico dependente da taxa de desconto e do período de recuperação do capital, tem-se a Equação 3.12.

$$FRC = \frac{d}{1 - (1 + d)^{-n}} \quad 3.12$$

onde d representa a taxa de desconto e n indica o período de recuperação do capital. Uma vez definidos estes parâmetros pode-se calcular o FRC .

Finalmente, o custo anual com a energia elétrica C_E (US\$/ano) está diretamente relacionado à demanda de cada posto de produção/abastecimento de hidrogênio (obtidos pela Equação 3.5) e à tarifa que deve ser paga por este insumo. Portanto, tem-se a Equação 3.13, que relaciona estes parâmetros.

$$C_E = D_E \times T_{E(x)} \quad 3.13$$

onde D_E representa o consumo total de energia elétrica do posto em avaliação (kWh/ano) e $T_{E(x)}$ refere-se à tarifa elétrica considerada para um determinado país (US\$/kWh). No caso da tese

foi diferenciado o custo com este insumo para o Paraguai e o Brasil e avaliado o custo de produção do hidrogênio para cada país. Finalmente, ainda diferenciando para cada país, foi realizada a análise de sensibilidade considerando a variação do custo da energia elétrica, do custo de instalação, da taxa anual de desconto e do tempo de recuperação do capital, avaliando o impacto no custo final do hidrogênio.

Outro parâmetro que pode impactar de forma diferenciada em ambos os países refere-se às taxas de importação e alfandegárias, considerando que os principais sistemas dimensionados devem ser trazidos do exterior. Esta tese não possui como objetivo discutir esta questão e, portanto, não foi analisada a sua influência nas estimativas realizadas.

3.5.3. Custos dos principais elementos

A Equação 3.10 mostra que o custo de capital está relacionado à aquisição dos principais elementos que formam parte de uma estação de produção/abastecimento de hidrogênio. Quatro são os componentes que são considerados na análise econômica desta tese: o C_{SA} (custo com o sistema de eletrólise); C_{SC} (custo com o sistema de compressão); C_{SA} (custo com o sistema de armazenamento); C_{Dis} (custo do dispenser). Os outros dois elementos apresentados nessa equação (C_{Aux} e C_{Inf}) representam um custo mínimo em relação aos demais e, não foram considerados nas estimativas.

Quanto ao custo do principal elemento, o sistema de eletrólise, nesta tese optou-se por utilizar dados obtidos diretamente de um fabricante. Weinert (2005) comparou custos deste dispositivo, extraídos da literatura, com custos obtidos diretamente dos fabricantes e concluiu que os custos dos eletrolisadores alcalinos reportados na literatura são consideravelmente mais

elevados que os levantados a partir dos fabricantes. A Equação 3.14 foi formulada a partir dos custos disponibilizados por Weinert (2005). Os dados foram atualizados ao valor do dólar em 2012²⁰.

$$C_{SE} = 170.489 + 63.669 \cdot Cp_{el} \quad 3.14$$

onde C_{SE} representa o custo do eletrolisador alcalino (US\$) e Cp_{el} representa a capacidade do sistema de eletrólise (kg/h). Esta equação é utilizada para realizar uma comparação com os custos levantados para esta tese e serve como referência para estimativas futuras.

Quanto ao sistema de compressão, como mencionado no Capítulo 2, existem poucas empresas dedicadas a este segmento e não foi possível obter custos diretamente dos fabricantes. Optou-se utilizar, então, a Equação 3.15 para estimar o custo com este componente (M. QARDAN, 2008).

$$C_{SC} = C_R \cdot (V_{mx}/V_{mR})^{FE} \quad 3.15$$

onde C_{SC} representa o custo do sistema de compressão (US\$) para a situação em estudo; C_R refere-se a um custo de referência (US\$); V_{mx} indica a vazão mássica de hidrogênio (kg/h) da situação em estudo; V_{mR} a vazão mássica do equipamento de referência (kg/h); e FE , o fator de escala, o qual adotou-se como igual a 0,52. Como equipamento de referência utilizou-se o compressor adquirido pelo Laboratório de Hidrogênio da UNICAMP em 2011, com capacidade de 0,50 kg/h e por um valor de US\$ 75.000.

Quanto ao custo do sistema de armazenamento, baseado em Thomas (2001), propõe-se utilizar uma relação entre o número de cilindros de 12:9:5 (baixa – média – alta pressão). Para

²⁰ Utilizou-se para este fim a calculadora desenvolvida por Samuel H. Williamson. Disponível em www.measuringworth.com/uscompare/

esta tese utilizou-se como referência cilindros da empresa Dynetek, que disponibilizaram os custos dos modelos W303 e W205²¹. Para o armazenamento a alta pressão utiliza-se o cilindro W303 e para condições de média e baixa pressão, o W205. Dessa forma, a relação entre os dois tipos de cilindros W205:W303 é de 21:5. Para estimar o custo com este sistema (C_{SA}) aplicou-se a Equação 3.16.

$$C_{SA} = Cp_{SA} \cdot (n \cdot Q_{W303} + 21/5 \cdot n \cdot Q_{W205}) \quad 3.16$$

onde Cp_{SA} indica a capacidade do sistema de armazenamento, estimado com a Equação 3.4; Q_{W303} e Q_{W205} indicam a capacidade dos respectivos cilindros de referência; n representa o número de cilindros para alta pressão que devem ser colocados dentro do sistema em cascata e corresponde à variável que deve ser calculada para cada estação. Uma vez obtida a quantidade de cada tipo de cilindro, estima-se o custo do sistema completo ao relacioná-lo com o custo unitário de cada modelo.

Finalmente, o custo do sistema de abastecimento (*dispenser*) foi estimado com base no trabalho de Riveros (2008), o qual não utilizou nenhuma equação para a estimativa, como poderá ser visto no Capítulo 6.

3.6. Análise ambiental do projeto

O cálculo das emissões de CO₂ que podem ser evitadas pela implementação da proposta foi realizado tendo como base as diretrizes da metodologia *AMS-III.S Versão 4.0*, aprovada pelo CE do MDL (incluída no Anexo A). No Capítulo 7 se apresenta uma discussão detalhada das

²¹ As características dos cilindros utilizados como referência encontram-se no Capítulo 5 (Tabela 55).

condições de aplicação da metodologia selecionada e os resultados para a linha de base proposta na tese.

A primeira etapa para a determinação do montante de CO₂ que pode ser evitado consiste em calcular as emissões da linha de base. Na metodologia selecionada, esta primeira etapa foi realizada aplicando a Equação 3.17.

$$BEF_i = \frac{\sum_j D_i \times \eta_{BLVi} \times NCV_j \times EF_{CO_2j}}{P_i \times dp_i} \quad 3.17$$

onde BEF_i representa o fator de emissão da linha de base por passageiro por quilômetro para o veículo de referência i (tCO₂/passageiro por km) e refere-se ao ônibus utilizado antes do projeto; D_i indica a distância total anual percorrida por cada veículo de referência i (km); η_{BLVi} corresponde ao consumo do combustível do veículo de referência i (L/km). A multiplicação destas duas variáveis resulta no consumo anual de óleo Diesel de cada ônibus que realiza o trajeto em estudo. NCV_j equivale ao conteúdo energético do combustível (MJ/L); e EF_{CO_2j} é o fator de emissão de CO₂ do combustível utilizado pelo veículo de referência (tCO₂/conteúdo energético do combustível, utilizando dados específicos de cada país ou valor padrão do IPCC). P_i refere-se ao total de passageiros transportados anualmente por cada veículo de referência i (passageiros); e dp_i equivale à distância média anual de transporte por pessoa por cada veículo de referência i (km).

Após quantificar a emissão da linha de base, deve-se estimar a emissão bruta evitada com a medida proposta, o que no caso dessa tese é a substituição dos ônibus a óleo Diesel por ônibus a hidrogênio. Utilizando o resultado da BEF_i , tem-se a Equação 3.18:

$$E_b = BEF_i \cdot \sum P_i \cdot dp_i \quad 3.18$$

onde E_b indica a emissão bruta de CO₂ evitada (tCO₂/ano). Nessa estimativa deve-se levar em conta também as Emissões do Projeto, que se referem àquelas emissões decorrentes de atividades

que fazem parte do empreendimento. Assim, no caso da produção de hidrogênio deve-se contabilizar a emissão pelo uso da energia elétrica, proveniente de usinas hidroelétricas, e descontá-las da emissão bruta, resultando na emissão de fato evitada pelo projeto. Para este fim utilizou-se a Equação 3.19.

$$E_n = E_b - E_p \quad 3.19.$$

onde E_n indica a emissão líquida de CO₂ que se pode evitar com a implementação do projeto (tCO₂/ano); e E_p indica a emissão decorrente de atividades que fazem parte do projeto (tCO₂/ano), a qual foi calculada através da Equação 3.20.

$$E_p = \sum D_{E(i)} \cdot EF_{el} \quad 3.20$$

onde $D_{E(i)}$ indica a demanda de energia elétrica (MWh/ano) de cada uma das estações de hidrogênio que faz parte do empreendimento; e EF_{el} representa o fator de emissão (tCO₂/MWh) devida à geração da energia elétrica utilizada no projeto.

Ao final da aplicação da metodologia específica foram obtidos os dados referentes à quantidade de créditos de carbono que poderiam ser gerados com a implementação do projeto, denominados como Reduções Certificadas de Emissões (RCEs), comercializáveis e equivalentes à emissão líquida evitada (E_n). Nessa tese, as RCEs foram utilizadas para estimar a receita obtida com a comercialização dos créditos de carbono no mercado internacional e para analisar seu impacto no custo final de produção do hidrogênio.

4 A RODOVIA PARAGUAI – BRASIL

Este capítulo trata das características da rota escolhida, do transporte coletivo de passageiros no trajeto e do processo de levantamento de dados dos possíveis pontos-chaves para a instalação dos postos de abastecimento de hidrogênio da frota de ônibus com células a combustível, considerada no desenvolvimento da tese.

Como mencionado na metodologia, foi realizada uma viagem ao longo da rota escolhida entre os dias 07 e 14 de agosto de 2010, a fim de localizar e caracterizar os postos de combustível existentes como possíveis postos-chaves para o reabastecimento dos ônibus.

4.1. A rota escolhida (rota traçada)

A rota considerada para o desenvolvimento da tese tem como ponto inicial o Terminal Rodoviário de Assunção, localizado na capital do Paraguai, e como ponto final o Terminal Rodoviário do Tietê, localizado na cidade de São Paulo, Brasil.

A extensão da rota é de aproximadamente 1.350 km, sendo que cerca de 325 km são percorridos no Paraguai e o restante, dentro do Brasil. Os principais pontos considerados para sustentar a escolha da rota são:

- ✓ O significativo fluxo de passageiros por meio do transporte terrestre entre o Brasil e o Paraguai, em torno de 46.000 pessoas por ano, principalmente através da rota escolhida.

- ✓ Ambos os países são signatários do Mercosul, compartilhando um recurso energético de vital importância para projeto através da Hidroelétrica ITAIPU Binacional: a energia elétrica (insumo principal para a produção eletrolítica de hidrogênio).
- ✓ Ambos os países são signatários do Acordo sobre Transporte Internacional Terrestre, reconhecendo o transporte terrestre como serviço de interesse público, fundamental para a integração de seus respectivos países.
- ✓ Existência na malha rodoviária de uma infraestrutura estabelecida que pode ser aproveitada para a produção de hidrogênio *in situ*.
- ✓ Com este tipo de empreendimento busca-se uma integração energética regional, tornando o hidrogênio também um vetor para este processo.
- ✓ O Brasil tem uma política definida com relação à introdução do hidrogênio no setor de transporte²², especialmente em veículos de passageiros.
- ✓ No caso do Paraguai e através do Parque Tecnológico da ITAIPU Binacional tem-se iniciado o projeto de uso do hidrogênio no setor veicular, com principal interesse no transporte coletivo e com grande destaque por parte do governo.

Todos estes elementos sustentam a escolha da rota que une a cidade de Assunção/Paraguai, à cidade de São Paulo/Brasil. Na Figura 4.1 observa-se a imagem de satélite da rota traçada.

²² Política definida através do Roteiro para a Estruturação da Economia do Hidrogênio, apresentada pelo MME em 2005.



Figura 4.1 – Imagem de satélite da Rota traçada.

Fonte: Elaboração própria a partir do GoogleEarth, 2010.

Uma vez definida a rota, marcaram-se os possíveis pontos de abastecimento de hidrogênio para a frota de veículos com células a combustível considerada, levando em conta uma distância de aproximadamente 250 km entre um posto e outro.

Como mencionado, o ponto inicial escolhido para o estudo foi o Terminal Rodoviário de Assunção (em castelhano *Terminal de Asunción*) localizado na capital e maior cidade do Paraguai. A capital localiza-se às margens do rio Paraguai, coordenadas $25^{\circ} 17' 39''$ S $57^{\circ} 38' 31''$ O, constituindo-se ainda no principal porto fluvial (Porto de Assunção) e centro industrial e cultural desse país.

Este terminal é considerado o mais importante do país, de onde partem ônibus para os diferentes pontos do interior e também para o exterior do Paraguai. Dispõe de um prédio de 12.000 m^2 construído numa superfície total de 6 hectares (MA, 2011). A Figura 4.2 mostra a imagem aérea deste local.

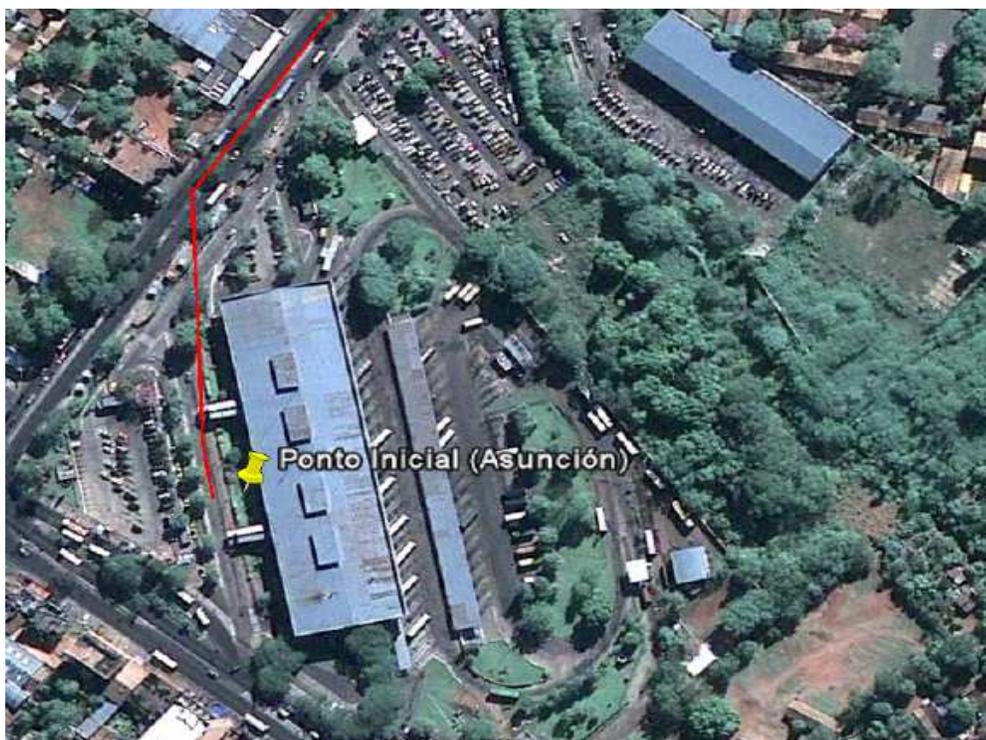


Figura 4.2 – Imagem de satélite do Terminal Rodoviário de Assunção.

Fonte: GoogleEarth, 2010.

Dentro do território paraguaio a extensão da rota é de aproximadamente 325 km, onde podem ser instalados dois postos de reabastecimento, o primeiro na zona do ponto inicial e o segundo a uma distância aproximada de 248 km (Tabela 4.2). Ao longo do percurso em território paraguaio até a Ponte da Amizade, na fronteira com o Brasil, atravessam-se 19 cidades, várias delas em zona urbana, o que pode ocasionar lentidão no trajeto.

Atravessada a Ponte da Amizade, a rota traçada continua dentro do território brasileiro pela Rodovia Federal BR-277 no sentido leste. Andando aproximadamente 145 km chega-se a um entroncamento onde confluem a Rodovia BR-467 e o início da Rodovia BR-369. Em seguida, rumou-se no sentido norte pela BR-369, passando por várias cidades, até chegar ao desvio para a

cidade de Ourinhos/SP, a partir de onde percorreu-se pela Rodovia BR-374 (Rodovia Presidente Castelo Branco) por cerca de 370 km até chegar ao centro do Município de São Paulo.

O ponto final escolhido para o estudo, conforme mencionado, foi o Terminal Rodoviário do Tietê, situado no Bairro de Santana, na cidade de São Paulo, que compreende uma área de 120 mil m², sendo 54.480 m² de área construída (São Paulo Aqui, 2011). O local de reabastecimento deveria estar localizado perto deste ponto. A Figura 4.3 mostra a imagem aérea deste local.

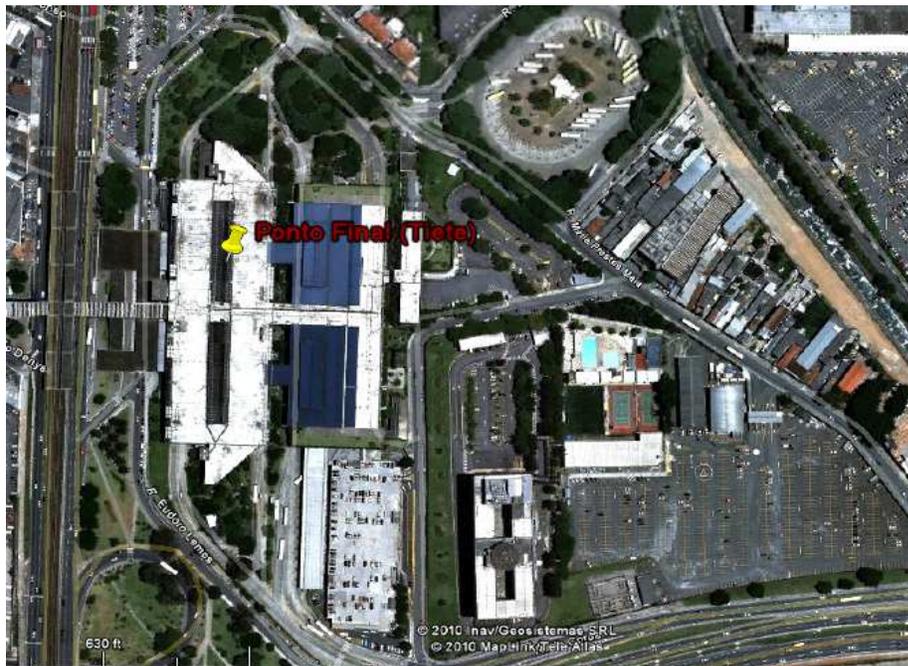


Figura 4.3 – Imagem de satélite do Terminal Rodoviário de Tietê.

Fonte: GoogleEarth, 2010.

4.2. Transporte coletivo de passageiros Brasil – Paraguai - Brasil

O fluxo de passageiros por meio terrestre entre o Brasil e o Paraguai é intenso. Atualmente existem três empresas de transporte coletivo que realizam o trajeto entre os dois

países. Até o ano de 2006 apenas duas empresas realizavam esse trajeto, porém em 2007, devido à crescente demanda, uma terceira empresa de transporte coletivo iniciou suas atividades.

Segundo a DINATRAM, entre 2006 e 2009 a média de passageiros do transporte coletivo de longa distância, através da Ponte da Amizade e, principalmente com origem ou destino em São Paulo, foi de 24.414, entrando no Paraguai, e de 21.978, saindo do Paraguai. A Tabela 4.1 apresenta os detalhes das empresas habilitadas para realizar o trajeto da rota selecionada. A fim de preservar a confidencialidade dos dados, as empresas foram denominadas unicamente por letras; A e B correspondem às empresas paraguaias e C a uma empresa brasileira.

Tabela 4.1 - Frota e frequência de viagens das empresas de transporte habilitadas para o percurso Assunção – São Paulo.

Empresa	Tamanho da Frota	Frequência (vezes por semana)²³
A	18	5
B	10	6
C	6	4

Fonte: DINATRAM, 2011.

A frota de cada empresa corresponde ao total de ônibus habilitados para realizar o percurso internacional e estes veículos não são destinados unicamente ao trajeto Assunção – São Paulo – Assunção. As empresas em estudo também realizam viagens à Argentina e ao Uruguai. A frequência mostrada corresponde tanto para saídas de Assunção e de São Paulo e, portanto, a frequência total considerada para os cálculos é igual a 30 vezes/semana.

²³ A frequência refere-se às saídas dos ônibus de Assunção. Para calcular a frequência total deve ser considerada a mesma quantidade veículos saindo de São Paulo.

As saídas dos veículos das diferentes empresas normalmente ocorrem na mesma faixa horária, esquema que não se pretende modificar na proposta de substituição apresentada nesta tese.

4.3. Os pontos chaves para o reabastecimento veicular do hidrogênio

Antes de realizar a viagem de carro através da rota escolhida, realizou-se a estimativa do número de estações necessárias e da distância entre elas.

Levando em conta a Equação 3.1 e os seguintes dados: $\Delta S = 1350$ km; $C_T = 45$ kg; $f_c = 0,15$ kg/km, obteve-se o número mínimo de estações de abastecimento (n_{ab}) de 4,5, que pode ser arredondado para cinco. No entanto, conforme já mencionado no Capítulo 3, essa equação leva em consideração somente a máxima autonomia do veículo de referência (300 km com tanque cheio). Assim, para as estimativas desta tese optou-se pela instalação do ponto de abastecimento há pelo menos 50 km antes de se atingir o máximo de autonomia²⁴. Com isso, previu-se a necessidade de sete postos, incluindo os do ponto inicial e final do percurso.

Uma vez indicado em um mapa as regiões onde deveriam estar os pontos de reabastecimento de hidrogênio, separados cerca de 250 km um do outro, durante a viagem foram visitadas as estações de combustível instaladas no trajeto e que cumpriam com esta premissa. Com os dados levantados foi confeccionada a Tabela 4.2, no qual se indica a localização dos pontos considerados chaves para a instalação de postos de abastecimento do hidrogênio para os ônibus que irão a circular pela rota. Para facilitar as análises e discussões posteriores, determinou-se um código para cada estação. A letra faz referência ao país onde estará localizado

²⁴ Com base ao consumo mínimo e máximo registrado no projeto CUTE, explicado na seção 3.2.

o posto (P para Paraguai e B para Brasil) e o número indica a localização em relação ao ponto inicial.

Tabela 4.2 - Potencial localização dos pontos de reabastecimento de hidrogênio.

Ponto	Localidade, País	Localização (distancia desde o ponto anterior)	Estação
1	Assunção, Paraguai	Zona do Terminal Rodoviário de Assunção (0)	P01
2	J. Eulogio Estigarribia, Paraguai	Rota Nacional N° 7 (248 km)	P02
3	Cascavel, PR, Brasil	Rod BR-277, km 584 - Cascavel Velho (252 km)	B03
4	Campo Mourão, PR, Brasil	Rod BR-369, km 334 – Campo Mourão (249 km)	B04
5	Jataizinho, PR, Brasil	Rod BR-369, km 90 – Estrada das Flores (248 km)	B05
6	SP, Brasil	Rod BR-374. Zona: desvio para Iaras, SP (252 km)	B06
7	Tietê, São Paulo, Brasil	Zona do Terminal Rodoviário de Tietê	B07

Fonte: Elaboração própria.

Em cada estação visitada tentou-se realizar uma breve entrevista com algum responsável do local, o que infelizmente não foi possível em todos os casos. No entanto, com os dados obtidos foi possível preencher uma planilha que continha a localização do ponto, as coordenadas geográficas, estimativa da superfície total e construída, a disponibilidade de espaço aberto, a disponibilidade de gás natural veicular (GNV) e o responsável entrevistado (Anexo B).

Como em muitas regiões do Brasil é realizada a comercialização de GNV em postos de abastecimento, buscou-se verificar na rota selecionada a existência e a possibilidade de aproveitar a infraestrutura de gás para o abastecimento de hidrogênio.

Ao final observou-se que no caso do Paraguai, o país comercializa gás liquefeito de petróleo (GLP), porém fora da capital são poucos os pontos que contam com esse combustível. Portanto, ao longo da rota escolhida dentro do território paraguaio é quase inexistente esta infraestrutura. Além disso, o GLP é comercializado a baixa pressão, quase 20 vezes abaixo da pressão de comercialização do GNV, o que não seria de muita utilidade para o trabalho com hidrogênio gasoso, que precisa de altas pressões.

Já no caso do Brasil, segundo a GasNet (2010), a quantidade de postos que comercializam GNV em 2010 chegou a 1793, porém ao longo da rota escolhida não foi encontrado nenhum posto. No Estado do Paraná existem vários postos que comercializam GNV, mas que se localizam, sobretudo, na região de Curitiba, ou seja, fora do trajeto escolhido.

Com as informações mencionadas nos parágrafos anteriores conclui-se que nas condições atuais não é possível aproveitar a infraestrutura de gás para o abastecimento do hidrogênio ao longo da rota e, portanto, esta opção não foi considerada nas estimativas realizadas nos próximos capítulos.

Uma vez definidos os potenciais locais para a instalação dos postos de reabastecimento de hidrogênio, partiu-se para o Capítulo 5, referente ao dimensionamento da infraestrutura necessária nestes locais.

5 DIMENSIONAMENTO DAS ESTAÇÕES DE PRODUÇÃO / ABASTECIMENTO DE HIDROGÊNIO

Neste capítulo são apresentados os resultados do dimensionamento dos principais elementos que fazem parte de cada estação de produção/abastecimento do hidrogênio, necessário para a implementação da Rodovia do Hidrogênio Brasil - Paraguai. Os valores apresentados são essenciais para a análise econômica que foi realizada no Capítulo 6.

Considerando que a produção do hidrogênio será realizada *in situ*, os principais elementos dimensionados foram:

- Sistema de eletrólise;
- Sistema de compressão;
- Sistema de armazenamento;
- Sistema de abastecimento;

Todos estes elementos já foram detalhados no Capítulo 2. Na Figura 5.1 apresenta-se o esquema básico de uma estação de abastecimento com produção de hidrogênio eletrolítico *in situ*.

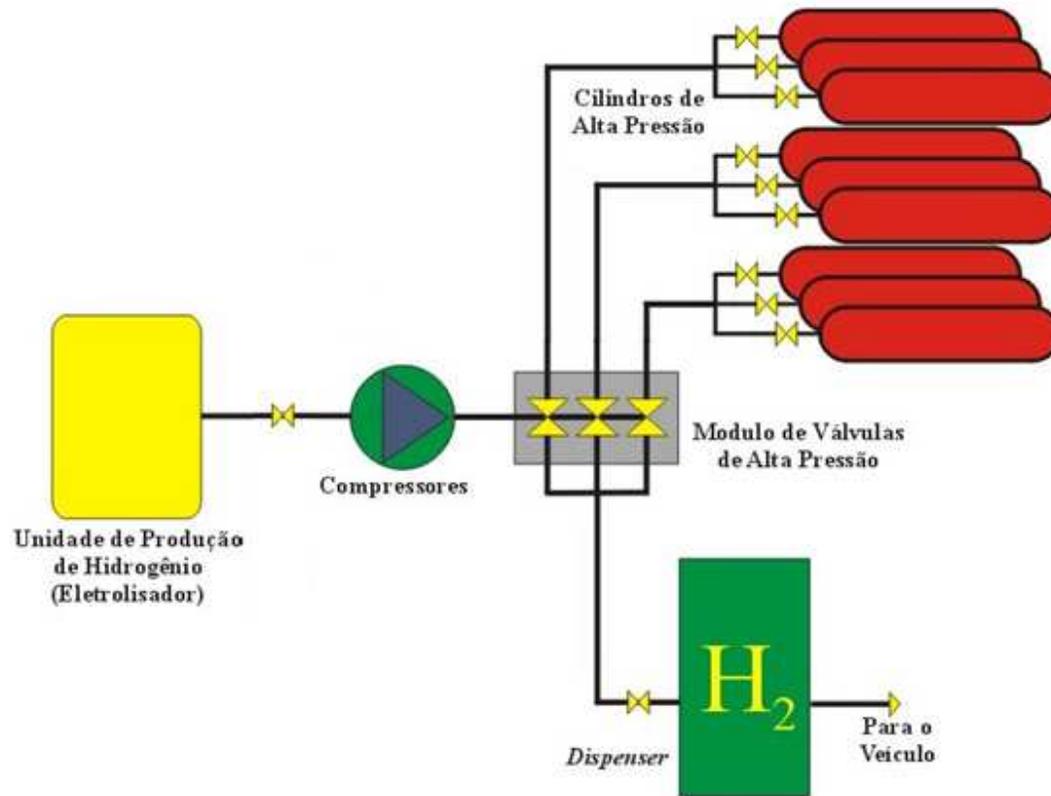


Figura 5.1 - Esquema básico de uma estação de hidrogênio.

Fonte: Adaptado de Ferreira, 2008.

No capítulo anterior foi definida a necessidade da instalação de sete postos de produção/abastecimento, contabilizando os postos do início e fim do percurso e cujas localizações foram detalhadas na Tabela 4.2. Este número de estações é o mínimo para garantir o abastecimento dos veículos durante o trajeto. Os dados gerados são suficientes para a projeção de um cenário de atendimento do consumo de combustível de apenas um ônibus ou de uma frota a ser introduzida no trajeto.

No mapa da Figura 5.2 podem ser observadas as localizações dos pontos chaves para a instalação das estações de abastecimento ao longo da rota traçada.



Figura 5.2 - Pontos chave para a instalação das estações de abastecimento de hidrogênio

Fonte: Elaborado a partir de GoogleEarth, 2010.

5.1. Introdução dos ônibus a hidrogênio

O dimensionamento dos sistemas que compõem a estação de hidrogênio depende da definição de alguns parâmetros importantes, tais como: a quantidade de ônibus da frota a ser substituída, a tecnologia de eletrólise adotada, o tempo de operação da planta, entre outros. Quanto ao tamanho da frota, considerou-se como base de cálculo a substituição mínima e máxima da frota existente que realiza o trajeto em estudo, ou seja, a introdução de apenas um ônibus ou a substituição de toda a frota, respectivamente.

Para dimensionar as estações de produção/abastecimento do hidrogênio foi necessário compreender a sistemática operacional dos ônibus que fazem o trajeto São Paulo – Assunção. Tendo em vista esse aspecto da pesquisa, foi realizada, junto às empresas que operam nesta rota, uma análise sobre o tempo médio utilizado pelos ônibus para completar o percurso de uma cidade à outra. O resultado obtido foi que o tempo médio gasto nesse trajeto é, aproximadamente, 20 horas. Entretanto, além do tempo médio do trajeto, o ônibus fica parado, em cada ponto do

extremo (normalmente perto dos terminais rodoviários), por mais 10 horas para a realização da manutenção preventiva e para o descanso do motorista. Portanto, um ônibus leva em média 50 horas para completar o trajeto e regressar ao ponto inicial. Para efeito de cálculo, serão mantidos estes mesmos parâmetros.

5.2. Substituição mínima da frota

Esta seção apresenta o caso mais simples: a introdução de apenas um ônibus na rota selecionada, em substituição a um dos atuais veículos movidos a Diesel em operação.

Levando em consideração a premissa de que cada estação de abastecimento estará localizada a 250 km uma da outra, a Tabela 5.1 indica os diferentes tempos em que o ônibus, provavelmente, chegará a cada ponto de reabastecimento de hidrogênio no trajeto de ida e volta, partindo desde Assunção (P01).

Na estimativa não foi considerado o tempo necessário para o processo de reabastecimento do veículo ²⁵, pois no atual esquema de operação o ônibus realiza, pelo menos, duas paradas por trajeto, de aproximadamente 30 minutos cada, incluídas no tempo de 20 horas de duração da viagem.

²⁵ O processo de reabastecimento leva em média 10 minutos, portanto, o tempo gasto no processo não vai impactar no tempo médio do percurso total.

Tabela 5.1 – Tempo estimado de chegada e retorno do ônibus nas estações de abastecimento.

Trajetos	Posto	Tempo (horas) ^a	Estação
IDA	1	0	P01
	2	3,3	P02
	3	6,7	B03
	4	10	B04
	5	13,3	B05
	6	16,7	B06
	7	20	B07
VOLTA	7	30	B07
	6	33,3	B06
	5	36,7	B05
	4	40	B04
	3	43,3	B03
	2	46,7	P02
	1	50	P01

^a O tempo de demora entre uma e outra estação foi estimado dividindo o total das 20 horas entre 6 estações, considerando que o primeiro ponto representa o tempo zero.

Pelos cálculos, o veículo sairá do ponto P01, localizado em Assunção (ASU), no tempo 0, chegando ao ponto final do trajeto, P07, localizado em São Paulo (SP), após 20 horas, onde permanecerá por mais 10 horas. Em seguida, sairá em sentido ao ponto de partida, depois de transcorridas 30 horas desde o início da viagem, quando finalmente chegará ao ponto inicial após 50 horas. A próxima saída do ônibus ocorrerá após 10 horas da chegada ao ponto inicial, de tal forma que o veículo inicia novamente o trajeto Assunção-São Paulo após 60 horas da saída anterior. Na Figura 5.3 observa-se este esquema de operação.

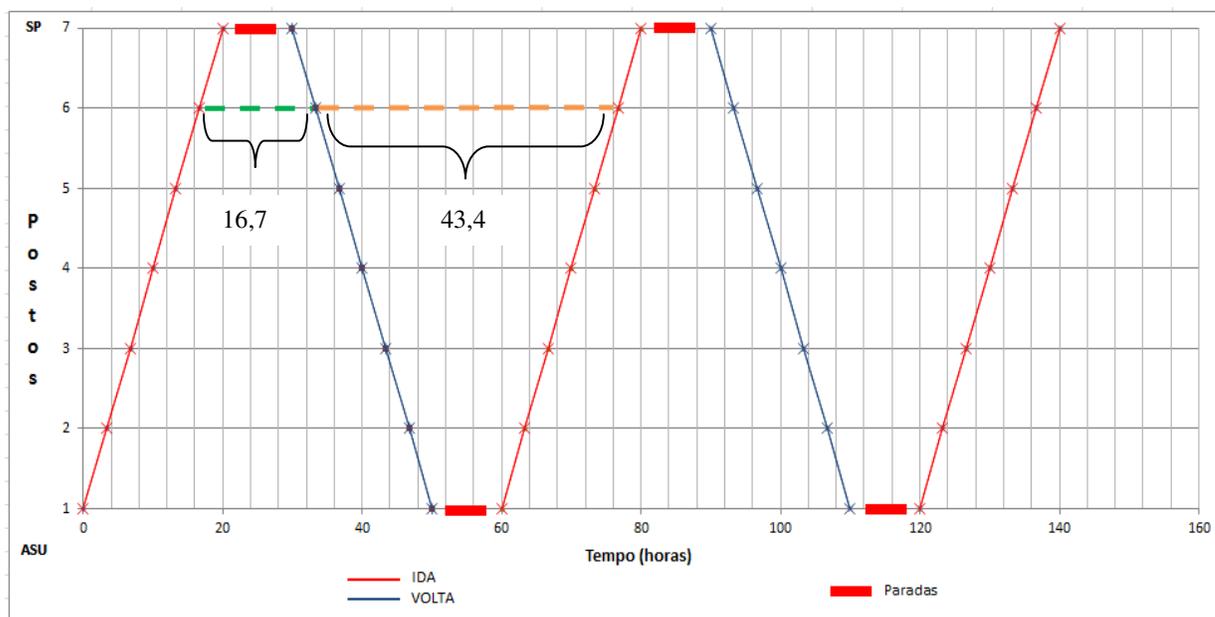


Figura 5.3 – Esquema de operação para o ônibus com células a combustível introduzido na rota em estudo.

Analisando a Figura 5.3, ao se traçar uma linha horizontal de separação entre os trajetos de ida e volta para um mesmo posto é possível estimar o tempo que cada estação disporá para atingir a quantidade de hidrogênio necessária para atender a demanda do ônibus. Assim, a linha de traço verde indica que, por exemplo, para a estação 6 (B06), o tempo mínimo de reabastecimento é 16,7 horas, enquanto que o tempo máximo, indicado pela linha de traço laranja, é 43,4 horas.

Seguindo o gráfico da Figura 5.3, também se observa que a passagem do ônibus a hidrogênio por cada um dos postos de reabastecimento é cíclico, sendo o tempo do ciclo de 60 horas. Portanto, cada posto deverá produzir hidrogênio para atender ao veículo duas vezes em cada ciclo. A exceção se verifica nos postos dos extremos, que em cada ciclo atenderá apenas uma vez ao veículo.

Considerando todos os postos, a Tabela 5.2 mostra os tempos mínimos e máximos de reabastecimento.

Tabela 5.2 – Tempo mínimo e máximo de reabastecimento em cada estação no caso da substituição mínima.

Estação	Tempo ^a (horas)	
	Tempo mín.	Tempo máx.
P01	60	60
P02	16,7	43,4
B03	23,4	36,6
B04	30	30
B05	23,4	36,6
B06	16,7	43,4
B07	60	60

^a Na estimativa de tempo mínimo e máximo não foi considerado o tempo da entrada em operação.

Observa-se que as estações localizadas nos extremos (Assunção-P01 e São Paulo-B07) e no meio do trajeto disporão sempre do mesmo tempo, sendo que nos extremos o tempo é maior, pois refere-se ao tempo total necessário, desde a saída até o retorno do ônibus, para que a estação tenha que produzir hidrogênio suficiente para o reabastecimento. Já os outros postos irão dispor de tempos diferenciados, sendo que o dimensionamento das estações é realizado considerando o número de ônibus a serem abastecidos em cada ciclo.

5.2. Substituição máxima da frota

Esta seção refere-se à substituição total da frota de ônibus movidos a Diesel que opera na rota selecionada. No Capítulo 4, a Tabela 4.1 mostrou que cada empresa habilitada para o percurso em estudo dispõe de uma frota maior que a necessária para atender a demanda de viagens. Nesta tese, optou-se por introduzir o número necessário e enxuto de ônibus com células a combustível para manter a frequência semanal de viagens e reduzir desperdícios. Assim,

atualmente a frequência semanal corresponde a quinze saídas do ponto inicial e quinze do ponto final da rota em estudo.

Segundo as estimativas, a incorporação de dois ônibus com células a combustível para cada empresa, em substituição aos ônibus a Diesel, permitirá manter a frequência semanal de viagens, assim como os horários de saída das viagens, mantendo o atual esquema operacional. Esta estratégia não permitirá manter a mesma frequência de cada empresa, mas é válida para fins estimativos.

No atual esquema de operação, os ônibus das diferentes empresas partem de um mesmo ponto aproximadamente no mesmo horário²⁶ (por exemplo, saída de Assunção às 11 am). A saída de São Paulo se verifica com uma diferença entre 5 a 7 horas (saída de SP às 4 ou 5 pm do mesmo dia).

Considerou-se a diferença entre o tempo de saída entre os postos P01 e B07 igual a 5 horas. Em função desta premissa, foi elaborado o gráfico visualizado na Figura 5.4, tendo como exemplo a situação hipotética para uma das empresas.

²⁶ Os ônibus partem de um mesmo local com uma diferença de cerca de 30 minutos entre uma e outra empresa.

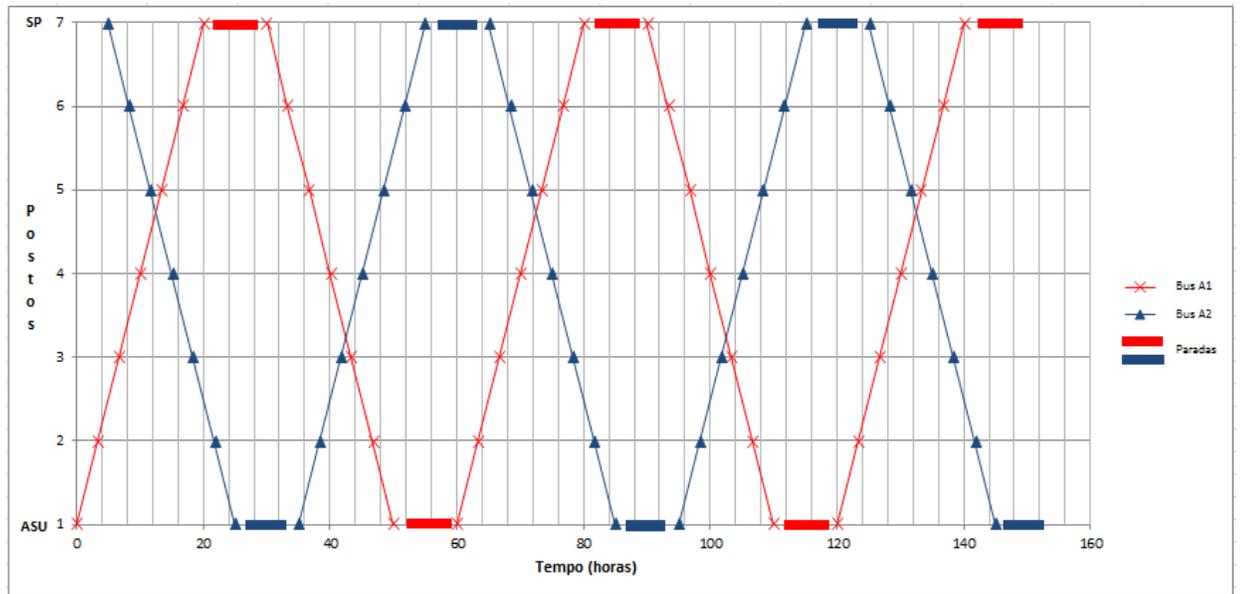


Figura 5.4 - Esquema operacional com a entrada em operação de dois ônibus com células a combustível.

Por meio da Figura 5.4, foi possível seguir o percurso de cada ônibus da empresa A, designados como **Bus A1** (vermelho) e **Bus A2** (azul). Os retângulos, azul e vermelho, colocados na linha horizontal dos postos 1 e 7, indicam o tempo de parada dos veículos nesses locais (equivalente a 10 horas).

Também por meio do gráfico é possível determinar o tempo que cada estação terá entre a chegada de um veículo e outro. A dinâmica operacional neste caso é bem mais complexa que naquela observada com a introdução de apenas um veículo. Esta diferença de tempo é cíclica e o resultado para cada estação encontra-se na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Tempo de chegada dos ônibus em cada estação no caso da substituição máxima.

Estação	Tempo 1 (horas)	Tempo 2 (horas)	Tempo 3 (horas)
P01	35	25	35
P02	3,3	21,7	38,3
B03	6,7	18,3	41,7
B04	10	15	40
B05	11,7	13,3	36,7
B06	8,3	16,7	33,3
B07	25	35	25

Cada estação (exceção P01 e B07) disporá de três diferentes tempos de chegada dos veículos, repetindo-se a cada 60 horas respectivamente.

A situação para as empresas B e C será exatamente a mesma que foi representada, porém, para o dimensionamento das estações deve ser levado em consideração o número total de ônibus a ser introduzido.

5.3. Sistema de eletrólise

O dimensionamento do sistema de produção de hidrogênio para cada estação foi iniciado através da Equação 3.2, cujo resultado indica a quantidade de hidrogênio que deve ser produzido diariamente por cada uma delas, a fim de atender uma demanda específica e, na situação mais crítica, caso os veículos chegassem com o tanque totalmente vazio.

Com a aplicação da Equação 3.3 é possível estimar a capacidade do sistema de eletrólise. Durante a aplicação destas equações foram levados em conta os dados obtidos da análise do gráfico da Figura 5.4, no qual se considerou a duração do ciclo, o número de veículos que

chegam a cada estação em cada ciclo e a operação do sistema de eletrólise durante 24 horas. Os resultados são apresentados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Capacidade das estações de abastecimento e dos sistemas de eletrólise.

Estação	C _{p_{ab}} (kg/dia)		C _{p_{el}} (kg/h)	
	Substituição mínima	Substituição máxima	Substituição mínima	Substituição máxima
P01	18	108	0,75	4,5
P02	36	216	1,5	9
B03	36	216	1,5	9
B04	36	216	1,5	9
B05	36	216	1,5	9
B06	36	216	1,5	9
B07	18	216	0,75	4,5

Na substituição máxima, para as estações P01 e B07 considerou-se que em cada ciclo devem ser abastecidos seis veículos, o que equivale a dispor de 270 kg de hidrogênio a cada 60 horas. O restante das estações deve ter capacidade para abastecer doze veículos por ciclo, o que equivale a 540 kg de hidrogênio.

5.4. Sistema de armazenamento

A capacidade do sistema de armazenamento é dada em função do número de veículos a abastecer, da quantidade demandada por cada veículo, da frequência de abastecimento e da capacidade de produção do sistema de eletrólise. Para o dimensionamento deste sistema aplicou-se a Equação 3.4.

Como explicado na Metodologia, para este estudo optou-se por utilizar o sistema em cascata de pressão. Para esta escolha, também se levou em consideração uma previsão de expansão de cada estação.

O número de cilindros de armazenamento necessários dentro do sistema em cascata depende da capacidade individual de cada cilindro. Como mencionado no Capítulo 3, foram considerados como cilindros de referência os modelos W205 (baixa e média pressão) e W303 (alta pressão), da empresa Dynetek, fabricados em alumínio revestido com fibra de carbono reforçado, que possuem as características detalhadas na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Características técnicas dos cilindros de armazenamento de referência.

Modelo	W205	W303
Volume interno (L)	202	303
Diâmetro (mm)	415	438
Comprimento (mm)	2.110	3.020
Pressão de trabalho (bar)	350	450
Pressão máxima (bar)	438	563
Peso (kg)	95	170,5
Capacidade (kg H ₂)	4,89	8,64

Fonte: Dynetek, 2012.

Com a aplicação da Equação 3.16 estimou-se a quantidade de cilindros, de cada modelo mencionado, necessários para cada estação. Os resultados destes cálculos são apresentados na Tabela 5.6

Tabela 5.6 – Sistema de armazenamento para as diferentes estações.

Estação	Substituição mínima		Substituição máxima	
	W205	W303	W205	W303
P01	13	3	45	11
P02	19	4	99	24
B03	16	4	108	26
B04	13	3	104	25
B05	16	4	95	23
B06	19	4	86	21
B07	13	3	45	11

5.5. Sistema de compressão

Em geral, as estações fornecem hidrogênio gasoso comprimido a pressões de 180 a 450 bar e, em alguns casos, misturado ao gás natural, mistura essa conhecida como Hidrano no Brasil e que não foi tratada nesta tese. Assim, considerou-se apenas o abastecimento do hidrogênio comprimido a 350 bar (35 MPa), o que, segundo Wong (2005), exige que a pressão de armazenamento seja de aproximadamente 438 bar, premissa essa também considerada para esta seção.

Quanto ao requerimento energético, com base na comparação de dados levantados a partir da literatura e na própria experiência, optou-se em utilizar um valor médio igual a 3,0 kWh/kg para atingir a pressão de aproximadamente 438 bar. Vale ressaltar que o principal gasto energético na produção do hidrogênio é verificado no sistema de eletrólise.

Na Tabela 5.7 encontram-se as especificações de vazão mássica do compressor que deve ser instalado em cada estação.

Tabela 5.7 – Dimensionamento do sistema de compressão para cada estação.

Estação	Substituição mínima	Substituição máxima
	Vazão: kg/h	Vazão: kg/h
P01	0,75	4,5
P02	1,5	9
B03	1,5	9
B04	1,5	9
B05	1,5	9
B06	1,5	9
B07	0,75	4,5

A vazão mássica para cada caso é igual à produção do sistema de eletrólise, considerando que dentro do sistema não foi dimensionado um sistema adicional de armazenamento.

5.6. Sistema de abastecimento

O dispositivo final que deve ser instalado na estação de produção/abastecimento do hidrogênio, refere-se ao *dispenser*. Este equipamento deve ter a capacidade de realizar o processo de reabastecimento dos veículos em um tempo adequado, como já foi mencionado em sessões anteriores.

Em todos os casos em estudo, o *dispenser* deve possuir um fluxo de carga do hidrogênio mínimo igual a 3,75 kg/min, capacidade essa que possibilitaria que o processo de reabastecimento demore por volta de dez minutos, e o equipamento deve operar com uma pressão nominal de 350 bar.

No caso da substituição mínima, como no trajeto operará apenas um veículo, as estações de produção/abastecimento do hidrogênio devem contar com apenas um sistema de abastecimento.

No caso da substituição máxima, são três empresas que operam a mesma rota e com saídas praticamente no mesmo horário, mas os ônibus partem de um mesmo local com uma diferença de mais o menos 30 minutos, portanto, não chegarão às estações de reabastecimento ao mesmo tempo e, levando em conta que o processo de recarga deve ser de 10-15 minutos, um *dispenser* por cada estação é suficiente.

6 ANÁLISE ECONÔMICA DO EMPREENDIMENTO

Este capítulo apresenta os resultados da análise econômica da substituição proposta, mostrando a estimativa do investimento total necessário para a situação de substituição mínima e máxima, com base nos resultados apresentados no Capítulo 5 e nas equações apresentadas no Capítulo 3.

A partir do investimento total estimou-se e comparou-se o custo de produção de hidrogênio para cada estação, já que, como mostrado no capítulo anterior, apresentam especificações diferenciadas. Finalmente, realizou-se uma análise de sensibilidade considerando a variação do custo de instalação, do custo com insumo, da taxa anual de desconto e do tempo de recuperação do capital no custo final do hidrogênio, diferenciando o custo de produção para as estações localizadas no Brasil e no Paraguai.

6.1 Parâmetros econômicos e financeiros

A seleção de parâmetros econômicos e financeiros depende do tipo de projeto a ser desenvolvido. Para o estudo dessa tese e a análise econômica do empreendimento proposto, recorreu-se a vários trabalhos relacionados ao assunto visando definir estes parâmetros, os quais estão resumidos na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Parâmetros econômicos e financeiros selecionados.

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade	Referência
Tempo de vida dos equipamentos	u	20	anos	FURLAN, 2012.
Taxa anual de desconto ²⁷	d	9,65	% .ano ⁻¹	BCB, 2012.
Tempo de recuperação do capital	n	10	anos	BARTELS, 2010.
Fator de Recuperação do Capital	FRC	0,163	--	Estimado nesta tese.
Taxa do custo com engenharia e supervisão	ϵ	20% C_{cap}	US\$	SIMBECK e CHANG, 2002.
Taxa do custo com contingências	γ	10% C_{cap}	US\$	SIMBECK e CHANG, 2002.
Taxa de operação e manutenção (não inclui o custo com insumos)	OM	2% C_{cap}	US\$	PINTO, 2012.

6.2. Custo dos equipamentos

Para estimar o investimento total de instalação de uma estação de produção/abastecimento de hidrogênio é necessário conhecer o custo dos principais elementos que fazem parte dela, estimado através das equações apresentadas no Capítulo 3.

Em todos os casos utilizou-se a cotação do dólar do dia 03/11/2012 igual a 2,035 R\$/US\$.

²⁷ Utilizou-se o valor médio da taxa SELIC disponibilizado pelo Banco Central do Brasil.

6.2.1. Custo do sistema de eletrólise alcalina

Como já apresentado na Revisão Bibliográfica, este tipo de dispositivo é utilizado na indústria há várias décadas e tem sido estudado a partir de vários pontos de vista, o que facilita a obtenção de informações. Existem muitos trabalhos que relacionam o custo deste equipamento com a capacidade (IVY, 2004; LYMBERROUPOLUS, 2005; GALEANO, 2008). Como explicado no Capítulo 3 (seção 3.5.3), com o objetivo de dispor da estimativa mais real possível, nesta tese optou-se pela pesquisa de dados diretamente de um fabricante²⁸.

A fim de comparar a variação entre a utilização da Equação 3.14 e os custos levantados para esta tese, elaborou-se a Tabela 6.2, para algumas capacidades de produção.

Tabela 6.2 – Custos dos eletrolisadores.

Capacidade (kg.h ⁻¹)	H2Nitidor (US\$)	Calculado com a Equação 3.14 (US\$)	Varição (%) ^a
0,45	143.656	199.109	39%
0,72	168.716	216.282	28%
0,90	194.334	227.730	17%
1,35	207.827	256.350	23%
2,70	350.708	342.212	-2%
4,50	415.654	456.693	10%

^a A variação estimada refere-se à diferença entre o custo estimado pela aplicação da equação mencionada e aquele obtido para esta tese.

²⁸ Cotação de eletrolisadores alcalinos da marca H2Nitidor recebida através da Hytron, Brasil. Pressão de trabalho = 10 bar

A diferença mostrada na Tabela 6.2 para as diferentes capacidades de produção é considerável. Vale lembrar que a Equação 3.14, obtida a partir de Weinert (2005), levantou os custos de diferentes fabricantes, situação que apresenta variabilidade não apenas relacionada à capacidade do eletrolisador. As características técnicas dos eletrolisadores utilizados como referência são apresentadas na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 – Especificações técnicas dos eletrolisadores de referência.

Modelo	Produção nominal de hidrogênio		Consumo elétrico (kWh/m ³)	Consumo de água (l/h)
	m ³ /h	kg/h		
H8-10	8,0	0,72	5,5	0,72
H10-10	10,0	0,89	5,5	0,9
H15-10	15,0	1,34	5,4	13,5
H20-10	20,0	1,79	5,2	18
H50-10	50,0	4,49	5,08	45

A pureza do hidrogênio produzido nestes dispositivos é de 99,998%. Considerando que os eletrolisadores são equipamentos modulares, que podem ser acoplados segundo a capacidade de produção necessária, para cada estação definiu-se o modelo de referência recomendado, a quantidade e o custo associado a este equipamento.

Levando em conta a capacidade máxima de produção dos eletrolisadores referenciados, operando 24 horas diárias, e baseado na demanda do hidrogênio estimado para cada estação (Tabela 5.4), existiria um excedente do hidrogênio produzido. No entanto, no escopo desta tese não foi incluída a análise da utilização desse excedente, o que poderá ser realizado em trabalhos futuros. Portanto, considerando os eletrolisadores disponíveis no mercado e referenciados para esta tese, foi calculado o fator de operação para atingir apenas a demanda estimada para cada estação; cujos resultados são apresentados na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Potencial de produção dos eletrolisadores e demanda diária nas situações propostas.

Estação	Substituição mínima			Substituição máxima		
	Potencial produção do eletrolisador (kg/d)	Fator de operação	Demanda diária (kg/d)	Potencial produção do eletrolisador (kg/d)	Fator de operação	Demanda diária (kg/d)
P01	21,58	83,4%	18	108	100%	108
P02	43,15	83,4%	36	216	100%	216
B03	43,15	83,4%	36	216	100%	216
B04	43,15	83,4%	36	216	100%	216
B05	43,15	83,4%	36	216	100%	216
B06	43,15	83,4%	36	216	100%	216
B07	21,58	83,4%	18	108	100%	108

A produção potencial dos eletrolisadores refere-se a uma operação a 100%. Nota-se que por uma questão de coincidência, os eletrolisadores referenciados para o caso da substituição máxima devem operar a 100% para atender a demanda estimada em cada estação. Quanto ao custo do sistema de eletrólise, a Tabela 6.5 mostra os custos para cada estação no caso da substituição mínima.

Tabela 6.5 – Custo com o sistema de eletrólise para cada estação (substituição mínima).

Estação	Modelo recomendado	Quantidade	Custo unitário (US\$)	Custo total (US\$)
P01	Nitidor 10-10	1	194.334	194.334
P02	Nitidor 20-10	1	255.500	255.500
B03	Nitidor 20-10	1	255.500	255.500
B04	Nitidor 20-10	1	255.500	255.500
B05	Nitidor 20-10	1	255.500	255.500
B06	Nitidor 20-10	1	255.500	255.500
B07	Nitidor 10-10	1	194.334	194.334

A Tabela 6.6 apresenta o custo do sistema de eletrólise para cada estação na situação de substituição máxima.

Tabela 6.6 – Custo com o sistema de eletrólise para cada estação (substituição máxima).

Estação	Modelo recomendado	Quantidade	Custo unitário (US\$)	Custo total (US\$)
P01	Nitidor 50-10	1	415.654	415.654
P02	Nitidor 50-10	2	415.654	831.308
B03	Nitidor 50-10	2	415.654	831.308
B04	Nitidor 50-10	2	415.654	831.308
B05	Nitidor 50-10	2	415.654	831.308
B06	Nitidor 50-10	2	415.654	831.308
B07	Nitidor 50-10	1	415.654	415.654

6.2.2. Custo do sistema de compressão

Com a aplicação da Equação 3.15 e com as premissas apresentadas na seção 3.5.3 foram estimados os custos com este componente para cada situação proposta, ou seja, substituição mínima e máxima. Estes resultados são apresentados nas Tabelas 6.7 e 6.8, respectivamente.

Tabela 6.7 – Custos com o sistema de compressão (substituição mínima).

Estação	Vazão mássica (kg/h)	Custo estimado (US\$)
P01	0,75	90.072
P02	1,5	127.381
B03	1,5	127.381
B04	1,5	127.381
B05	1,5	127.381
B06	1,5	127.381
B07	0,75	90.072

Tabela 6.8 – Custos com o sistema de compressão (substituição máxima).

Estação	Vazão mássica (kg/h)	Custo estimado (US\$)
P01	4,5	220.631
P02	9	312.019
B03	9	312.019
B04	9	312.019
B05	9	312.019
B06	9	312.019
B07	4,5	220.631

6.2.3. Custo do sistema de armazenagem

No Capítulo 5 foram apresentadas as quantidades de cilindros de referência necessária para cada estação (mostrados na Tabela 5.6). Os custos para os cilindros referenciados²⁹ são US\$ 7.500 e US\$ 9.500 para os modelos W205 e W303, respectivamente.

As Tabelas 6.9 e 6.10 apresentam os custos associados a estes dispositivos nas duas situações propostas nesta tese.

²⁹ Cotação recebida do fabricante Dyenetek (21/06/12).

Tabela 6.9 – Custo com o sistema de armazenamento (substituição mínima).

Estação	Cilindro W205	Cilindro W303	TOTAL (US\$)
P01	97.162	29.303	126.465
P02	140.561	42.392	182.953
B03	118.538	35.750	154.287
B04	97.162	29.303	126.465
B05	118.538	35.750	154.287
B06	140.561	42.392	182.953
B07	97.162	29.303	126.465

Tabela 6.10 – Custo com o sistema de armazenamento (substituição máxima).

Estação	Cilindro W205	Cilindro W303	TOTAL (US\$)
P01	340.068	102.560	442.628
P02	744.263	224.460	968.723
B03	810.333	244.386	1.054.719
B04	777.298	234.423	1.011.721
B05	713.171	215.083	928.254
B06	647.101	195.157	842.258
B07	340.068	102.560	442.628

6.3. Custo dos insumos para a produção do hidrogênio

Esta seção apresenta a análise de custos relacionados aos insumos água, eletrólito e eletricidade. Destes, o principal insumo para a entrada em operação das estações de hidrogênio é a energia elétrica e, basicamente, poderia se considerar o custo anual com insumos como sendo unicamente o custo com a energia elétrica.

No entanto, a fim de apresentar o impacto econômico da utilização da água no processo eletrolítico, optou-se por mostrar também o custo com este insumo. O custo relacionado com a aquisição do eletrólito pode ser desprezível, já que este insumo não é consumido de forma contínua.

Para estimar o consumo de energia elétrica que demandaria cada estação de produção/abastecimento de hidrogênio é imprescindível conhecer o requerimento energético de cada dispositivo, neste caso do sistema de eletrólise e do sistema de compressão. Como a proposta desta tese é a instalação dentro de uma estação de combustível existente, o consumo de eletricidade estimado refere-se ao adicional que seria demandado.

A partir das especificações dos eletrolisadores de referência (requerimento energético e consumo de água), apresentados na Tabela 6.3, determinou-se o consumo anual com energia elétrica e água para cada estação e nas situações propostas, conforme se observa nas Tabelas 6.11 e 6.12. Para o sistema de compressão, como explicado na seção 5.5, adotou-se um acréscimo de 3,0 kWh/kg de hidrogênio comprimido.

Tabela 6.11 - Consumo anual de energia elétrica e água para cada estação (substituição mínima).

Estação	Consumo elétrico anual (kWh/ano)	Consumo anual de água (m³/ano)
P01	421.245	65,77
P02	842.491	131,54
B03	842.491	131,54
B04	842.491	131,54
B05	842.491	131,54
B06	842.491	131,54
B07	421.245	65,77
TOTAL	5.054.945	789,24

Tabela 6.12 - Consumo anual de energia elétrica e água para cada estação (substituição máxima).

Estação	Consumo elétrico anual (kWh/ano)	Consumo anual de água (m³/ano)
P01	2.340.935	394,2
P02	4.681.870	788,4
B03	4.681.870	788,4
B04	4.681.870	788,4
B05	4.681.870	788,4
B06	4.681.870	788,4
B07	2.340.935	394,2
TOTAL	28.091.218	4.730,4

Para estimar o custo anual com os insumos foi necessário definir a tarifa de cada um deles. Com relação à tarifa elétrica, normalmente um posto de combustível se enquadra na modalidade comercial, porém, considerando que nas estações propostas será produzido o hidrogênio, considerou-se que estes locais se enquadrariam dentro da classe industrial.

No caso do Brasil, como a Rodovia do Hidrogênio atravessará dois estados (Paraná e São Paulo) é necessário identificar quais as empresas de eletricidade que possuem concessão de distribuição. Assim, com base no mapa de concessão das empresas (ELEKTRO, 2013) foram consideradas as tarifas de fornecimento das concessionárias Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e a ELEKTRO da modalidade B3 Convencional (Industrial)³⁰.

No caso do Paraguai, existe apenas uma companhia, a *Administración Nacional de Eletricidad* (ANDE), empresa pública encarregada da transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica em todo o território. Este é um dos fatores que somado à baixa carga tributária

³⁰ A seleção da modalidade tarifário foi realizada com base no consumo total das estações.

aplicada nesse país, que no caso da energia elétrica corresponde a cerca de 10%, possibilita a menor tarifa da eletricidade. A estrutura tarifária é mais simples que no caso brasileiro, dispondo de três grandes grupos, atendidos com baixa, média e alta tensão, e diferenciados apenas pela energia contratada ou pela potência reservada. Assim, para a estimativa dessa tese optou-se pela categoria industrial fornecida com tensão de 2,3 kV.

As tarifas consideradas de energia elétrica, incluindo impostos, são apresentadas na Tabela 6.13.

Tabela 6.13 – Tarifas elétricas.

Tarifa considerada (US\$/kWh)	Brasil		Paraguai *
	COPEL (Paraná)	ELEKTRO (São Paulo)	ANDE
	0,2225	0,1849	0,035

* Foi calculada a tarifa média entre o valor de ponta e fora de ponta.

Fonte: COPEL, 2012; ELEKTRO, 2013; ANDE 2011.

Quanto às tarifas de água, para os Estados do Paraná e São Paulo, as concessionárias consultadas foram a Companhia de Saneamento do Paraná (SANEPAR) e a Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (SABESP), respectivamente, e foram aplicadas as tarifas da modalidade industrial. Segundo Pinto (2012), o custo com coleta de esgoto pode ser reduzido, havendo possibilidade legal para tal, uma vez que a água é consumida no processo de eletrólise, premissa essa que foi considerada nessa tese.

No Paraguai, a concessionária que atende a todo o território é a *Empresa de Servicios Sanitarios del Paraguay* (ESSAP). O serviço de coleta de esgoto está apenas disponível na cidade de Assunção e, portanto, também não foi considerada no cálculo.

As tarifas de água, incluindo impostos, usadas na tese são apresentadas na Tabela 6.14.

Tabela 6.14 – Tarifas de água.

Tarifa considerada		Até 10 m ³ (US\$)	Por m ³ adicional (US\$/m ³)
Brasil	SANEPAR (Paraná)	19,52	2,19
	SABESP (São Paulo)	15,72	3,06
Paraguai	ESSAP	9,39	0,51

Fonte: SANEPAR, 2012; SABESP, 2012; ESSAP, 2012.

Utilizando-se os consumos anuais (vistos nas Tabelas 6.11 e 6.12) e as tarifas definidas para esta tese, determinou-se o custo anual com energia elétrica e água para a geração de hidrogênio em cada estação e situação proposta. Os resultados são apresentados nas Tabelas 6.15 e 6.16.

Tabela 6.15 – Custo anual com energia elétrica e água para cada estação do caso substituição mínima.

Estação	Custo anual com energia elétrica (US\$/ano)	Custo anual com água (US\$/ano)
P01	14.648	113
P02	29.296	119
B03	187.484	260
B04	187.484	260
B05	187.484	260
B06	155.859	224
B07	77.929	189
TOTAL	840.185	1.423

Tabela 6.16 – Custo anual com energia elétrica e água para cada estação do caso de substituição máxima.

Estação	Custo anual com energia elétrica (US\$/ano)	Custo anual com água (US\$/ano)
P01	81.401	253
P02	162.802	454
B03	1.041.883	1.702
B04	1.041.883	1.702
B05	1.041.883	1.702
B06	866.134	2.232
B07	433.067	1.027
TOTAL	4.669.054	9.073

Segundo Pinto (2012), o custo anual com a água é de cerca de 1% do custo anual com energia elétrica. Esta porcentagem foi verificada apenas no caso da estação P01 na proposta de substituição mínima. Em todos os demais casos, a porcentagem verificada foi inferior a 0,5% do custo anual com energia elétrica.

6.4. Custo de investimento para instalação da Rodovia do Hidrogênio

As estimativas realizadas e apresentadas nesta seção configuram-se como as mais importantes do desenvolvimento desta tese para uma discussão a respeito das estratégias que devem ser adotadas visando tornar realidade a proposta do trabalho.

O custo de investimento ou custo de instalação de cada estação é composto pelo custo de aquisição dos principais equipamentos, apresentados nas sessões anteriores, e pelo custo de engenharia e supervisão e custo de contingências. Esta etapa é indispensável para estimar o custo de produção do hidrogênio nas diferentes estações.

6.4.1 Custo mínimo de instalação da Rodovia do Hidrogênio

Os custos de aquisição dos diferentes componentes (eletrolisador, compressor, cilindros de armazenamento e *dispenser*) configuram-se como o custo de capital ou investimento físico para a instalação de cada estação. Os custos relacionados com engenharia e supervisão e custos com contingências configuram-se como custos de investimento não físico.

As estimativas dos custos de investimento físico e do investimento não físico são apresentadas na Tabela 6.17.

Tabela 6.17 – Custo de instalação das estações na substituição mínima.

Estação	Investimento físico (US\$)	Investimento não físico (US\$)	Custo de instalação (US\$)
P01	460.871	138.261	599.133
P02	615.834	184.750	800.584
B03	587.169	176.151	763.319
B04	559.346	167.804	727.150
B05	587.169	176.151	763.319
B06	615.834	184.750	800.584
B07	460.871	138.261	599.133
TOTAL	3.887.094	1.166.128	5.053.222

Por tanto, o custo mínimo de implementação da Rodovia do Hidrogênio é de cerca de US\$ 5,0 milhões, valor que não considera a aquisição do ônibus com células a combustível que

irá percorrer a rota em estudo. O custo de aquisição, como mostrado na Figura 2.15, projetado para o período 2012 – 2014 se encontra na faixa de US\$ 0,55 a 1,60 milhões³¹, que deve ser considerado para a implementação da proposta.

6.4.2 Custo máximo de instalação da Rodovia do Hidrogênio

Seguindo o mesmo procedimento que na seção anterior (6.4.1), na Tabela 6.18 se apresenta o custo de instalação de cada estação para o caso da substituição de toda a frota, o que se configura como o máximo custo de instalação da Rodovia do Hidrogênio.

Tabela 6.18 – Custo de instalação das estações na substituição máxima.

Estação	Investimento físico (US\$)	Investimento não físico (US\$)	Custo de instalação (US\$)
P01	1.128.913	338.674	1.467.587
P02	2.162.050	648.615	2.810.665
B03	2.248.046	674.414	2.922.460
B04	2.205.048	661.514	2.866.563
B05	2.121.581	636.474	2.758.055
B06	2.035.585	610.675	2.646.260
B07	1.128.913	338.674	1.467.587
TOTAL	13.030.136	3.909.041	16.939.177

³¹ A Figura 2.15 é expressa em milhões de euros e a conversão foi calculada considerando 1,3 US\$/Euro.

Portanto, a instalação de toda a infraestrutura para a implementação da Rodovia do Hidrogênio, considerando a substituição de toda a frota, corresponde a cerca de US\$ 17 milhões, valor que esse que não leva em conta a aquisição dos ônibus com células a combustível que irão percorrer a rota em estudo. O custo de compra dos ônibus está na faixa de US\$ 3,3 a 9,6 milhões.

6.5. Custo das estações de produção/abastecimento

Nesta seção comparou-se o custo de instalação de estações de produção/abastecimento de hidrogênio, contrastando valores levantados da literatura, apresentados na seção 2.3.4, frente aos valores estimados nesta tese. A Figura 6.1 apresenta esta comparação.

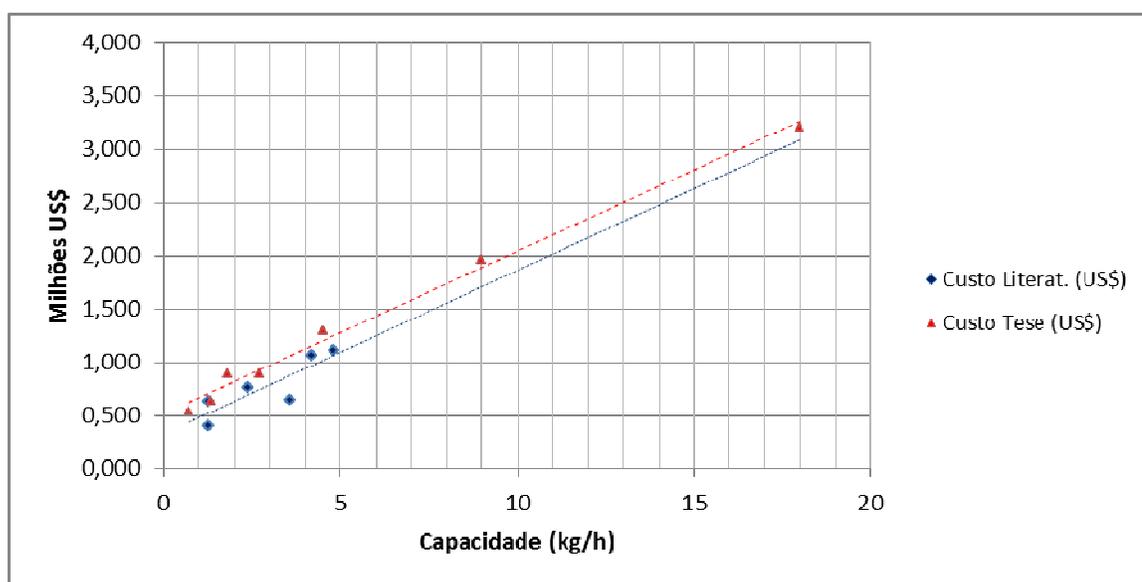


Figura 6.1 – Comparação do custo de instalação de estações de produção/abastecimento de hidrogênio.

A linha azul mostra a tendência dos valores levantados da literatura, em US\$ atualizados ao ano de 2012, e a linha vermelha indica a tendência dos valores estimados no desenvolvimento desta tese. Nota-se que as linhas de tendência são paralelas. A Equação 6.1 foi elaborada a partir da curva dos valores extraídos da literatura e, a Equação 6.2 foi elaborada a partir dos valores estimados nesta tese.

$$C_E = 0,154.Cp_{el} + 0,325 \quad 6.1$$

$$C_E = 0,1527.Cp_{el} + 0,518 \quad 6.2$$

onde C_E indica o custo da estação (milhões de US\$); e Cp_{el} , a capacidade do sistema de eletrólise (kg/h). Estas equações são de muita importância, como cálculos preliminares, para estimativas futuras de custos de instalação de estações de produção/abastecimento de hidrogênio.

6.6. Custo de produção do hidrogênio

Estimar o custo do produto gerado, o hidrogênio, é essencial para dispor dos elementos necessários para uma discussão quanto ao aspecto econômico da introdução deste vetor energético no setor de transporte coletivo de passageiros.

As estimativas com o custo anual de operação e manutenção (*OM*) e o custo anual com insumos (seção 6.3) são resumidas nas Tabelas 6.19 e 6.20 para o caso da substituição mínima e máxima, respectivamente. Dispor destes valores possibilita uma melhor visão do custo operativo de cada estação.

Tabela 6.19 – Custo com *OM* e insumos (substituição mínima).

Estação	Custo com OM (US\$/ano)	Custo com insumos (US\$/ano)	TOTAL (US\$/ano)
P01	11.983	14.761	26.743
P02	16.012	29.414	45.426
B03	15.266	187.744	203.010
B04	14.543	187.744	202.287
B05	15.266	187.744	203.010
B06	16.012	156.083	172.094
B07	11.983	78.118	90.101
TOTAL	101.064	841.607	942.672

Tabela 6.20 – Custo com *OM* e insumos (substituição máxima).

Estação	Custo com OM (US\$/ano)	Custo com insumos (US\$/ano)	TOTAL (US\$/ano)
P01	29.352	81.654	111.006
P02	56.213	163.257	219.470
B03	58.449	1.043.585	1.102.034
B04	57.331	1.043.585	1.100.916
B05	55.161	1.043.585	1.098.746
B06	52.925	868.366	921.291
B07	29.352	434.094	463.446
TOTAL	338.784	4.678.127	5.016.910

A partir das Tabelas 6.19 e 6.20 tem-se que o custo operativo anual, no caso da substituição mínima e máxima, é de cerca de US\$ 1,0 milhão e de US\$ 5,0 milhões, respectivamente. Finalmente, para estimar o custo unitário do hidrogênio produzido (US\$/kg e US\$/m³) para cada uma das estações, aplicou-se a Equação 3.6 levando em consideração os parâmetros econômicos definidos na seção 6.1. É importante ressaltar novamente que o custo de

aquisição dos ônibus não foi considerado nestas estimativas. Os resultados dos cálculos para ambas as situações propostas são apresentados na Tabela 6.21.

Tabela 6.21 - Custo estimado do hidrogênio para as diferentes situações propostas.

Estação	Substituição mínima		Substituição máxima	
	US\$/m ³	US\$/kg	US\$/m ³	US\$/kg
P01	1,68	18,66	0,79	8,78
P02	1,19	13,21	0,76	8,50
B03	2,22	24,74	1,79	19,93
B04	2,18	24,25	1,78	19,80
B05	2,22	24,74	1,76	19,55
B06	2,05	22,85	1,54	17,07
B07	2,54	28,30	1,59	17,73

No caso da substituição mínima, tomando as estações P01 e P02, localizadas no Paraguai, o custo médio do hidrogênio é igual a 15,93 US\$/kg, frente ao custo médio de 24,98 US\$/kg das estações restantes, localizadas no Brasil. Esta diferença é considerável, representando uma diminuição do custo de produção de cerca de 36% , nas condições fixadas para o Paraguai frente ao Brasil.

Já para a substituição máxima, o custo médio verificado no Paraguai é igual a 8,64 US\$/kg, frente ao custo médio, verificado no Brasil, igual a 18,82 US\$/kg. aqui a redução no custo de produção, para o caso do Paraguai equivale ao redor de 54% comparado com o Brasil. Este resultado, confirma uma vez mais o impacto da economia de escala na produção do hidrogênio.

É possível constatar que o menor custo de produção foi verificado na estação P02, tanto na substituição mínima quanto na máxima. Este resultado é interessante e seu esquema operacional pode ser usado como referência em discussões futuras.

Finalmente, a fim de observar a contribuição relativa do custo de investimento anual, do custo com operação e manutenção (OM) e do custo com os insumos na composição do custo do hidrogênio produzido nas condições do estudo, apresentam-se os gráficos da Figura 6.2, tanto no caso da substituição mínima e máxima.

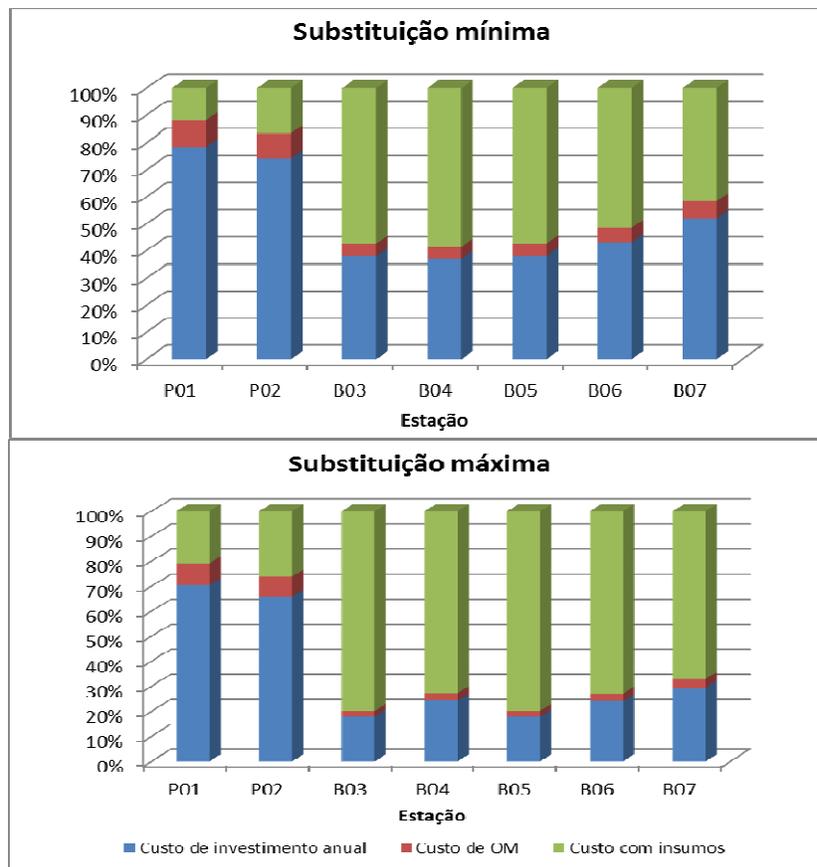


Figura 6.2 – Composição do custo do hidrogênio produzido.

É possível observar que nas estações localizadas no Paraguai, o custo de produção do hidrogênio apresenta como principal componente o custo de investimento anual. Este item corresponde a aproximadamente 75% do custo do hidrogênio produzido no Paraguai no caso da substituição mínima, e a aproximadamente 65% na substituição máxima.

Quanto às estações localizadas no Brasil, a contribuição relativa do custo de investimento é baixa, principalmente no caso da substituição máxima, podendo-se constatar que o custo do hidrogênio depende principalmente do custo com insumos, que contribui com aproximadamente 80%. No caso da substituição mínima, o custo com os insumos compõe aproximadamente 60% do custo do hidrogênio.

6.7. Custo do quilômetro rodado

A fim de dispor de uma comparação efetiva entre o uso do hidrogênio frente ao uso do óleo Diesel no transporte coletivo de longa distância, determinou-se o custo do quilômetro rodado. Para a estimativa do consumo de óleo Diesel considerou-se uma relação de 0,50 L/km para ônibus convencionais³² de longa distância, levemente superior às especificações do fabricante do motor de referência (VOLVO, 2011), que informa 0,4 L/km.

Quanto ao custo do óleo Diesel, para o caso do Brasil utilizou-se como referência o preço médio disponibilizado pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), que corresponde a 2,047 R\$/L (ANP, 2012). No caso do Paraguai, o custo do óleo Diesel em nível nacional é de 5.680 Gs/L (MIC, 2012). Para fins comparativos, ambos os preços foram convertidos para US\$, mostrados na Tabela 6.22.

³² Obtido a partir de entrevistas com motoristas de ônibus deste tipo. Optou-se por este valor, considerando que representa um dado mais real que o fornecido pelo fabricante do motor.

Tabela 6.22 – Preço do Diesel considerado para os cálculos.

País	Preço (US\$/L)
Brasil	1,19
Paraguai	1,29

Os gráficos da Figura 6.3 apresentam o custo do quilômetro rodado (para a substituição mínima e máxima) com hidrogênio e óleo Diesel, mostrando os custos mínimo, máximo e a média com o uso do hidrogênio (US\$/km) verificados nas condições dessa tese, frente ao custo com o uso do óleo Diesel (US\$/km), considerando os preços apresentados na Tabela 6.22.

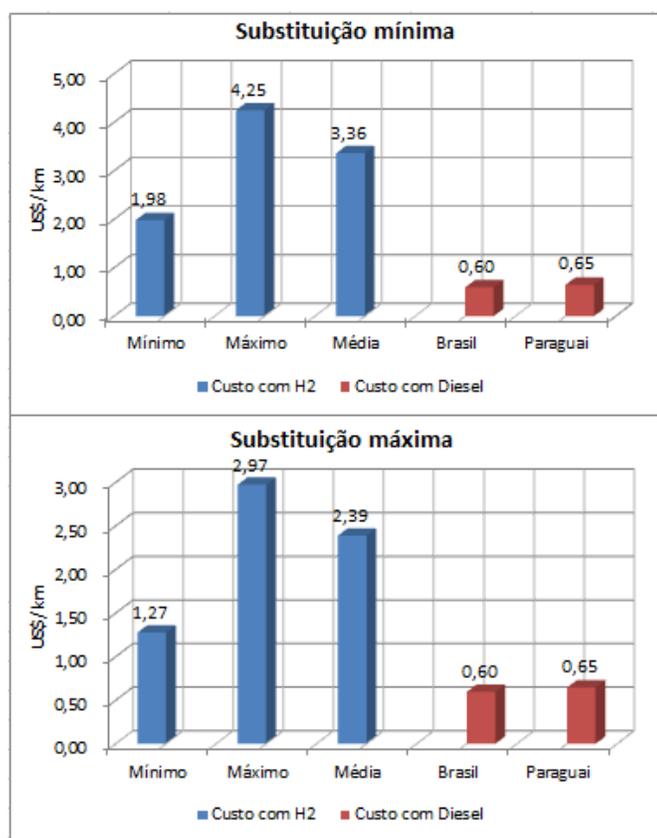


Figura 6.3 – Custo comparativo do quilômetro rodado.

O custo mais baixo do quilômetro rodado com hidrogênio foi de 1,27 US\$/km, verificado na substituição máxima e com o custo de produção da estação P02, localizada no Paraguai. Esse valor é cerca de duas vezes superior se comparado com o custo do uso do óleo Diesel no Paraguai e no Brasil. Assim, com base no custo médio de produção do hidrogênio, verificado nas condições da tese, a implementação da proposta apresenta-se inviável do ponto de vista econômico.

Dentro do contexto do planejamento de sistemas energéticos também é interessante dispor de uma comparação do custo em termos da energia disponível em cada combustível e para cada situação proposta. Estes dados são relevantes para uma análise mais detalhada e podem sugerir algumas medidas para tornar o hidrogênio mais competitivo frente ao óleo Diesel. Assim, o custo energético estimado para cada situação proposta é apresentado nas Tabelas 6.23 e 6.24, respectivamente.

Tabela 6.23 – Custo energético do óleo Diesel e hidrogênio (substituição mínima).

Energia do óleo Diesel (MJ/L)	Energia do hidrogênio (MJ/kg)	Custo mínimo com hidrogênio (US\$/MJ)	Custo máximo com hidrogênio (US\$/MJ)	Custo médio com hidrogênio (US\$/MJ)	Custo com óleo Diesel no Brasil (US\$/MJ)	Custo com óleo Diesel no Paraguai (US\$/MJ)
35,52	120	0,1100	0,2359	0,1866	0,0335	0,0363

Tabela 6.24 – Custo energético do óleo Diesel e hidrogênio (substituição máxima).

Energia do óleo Diesel (MJ/L)	Energia do hidrogênio (MJ/kg)	Custo mínimo com hidrogênio (US\$/MJ)	Custo máximo com hidrogênio (US\$/MJ)	Custo médio com hidrogênio (US\$/MJ)	Custo com óleo Diesel no Brasil (US\$/MJ)	Custo com óleo Diesel no Paraguai (US\$/MJ)
35,52	120	0,0708	0,1478	0,1326	0,0335	0,0363

O custo mínimo do hidrogênio utilizado nas tabelas precedentes foi verificado na estação P02, como já mencionado. Com os resultados obtidos, constata-se o alto custo energético com o hidrogênio produzido nas condições definidas nesta tese, chegando no caso da substituição mínima a ser mais de duas vezes superior ao custo energético do óleo Diesel.

6.8. Análise de sensibilidade

A fim de observar a influência de alguns parâmetros sobre o custo de produção do hidrogênio, foi realizada uma análise de sensibilidade considerando a variação do custo de instalação, do custo com insumo, da taxa anual de desconto e do tempo de recuperação do capital. Para cada um destes parâmetros foi admitida uma variação percentual de até 50%, para mais e para menos.

Optou-se por realizar a análise diferenciando os custos estimados para as estações localizadas no Paraguai das localizadas no Brasil. Em ambos os casos, utilizou-se o custo médio estimado e os resultados encontram-se na Figura 6.4.

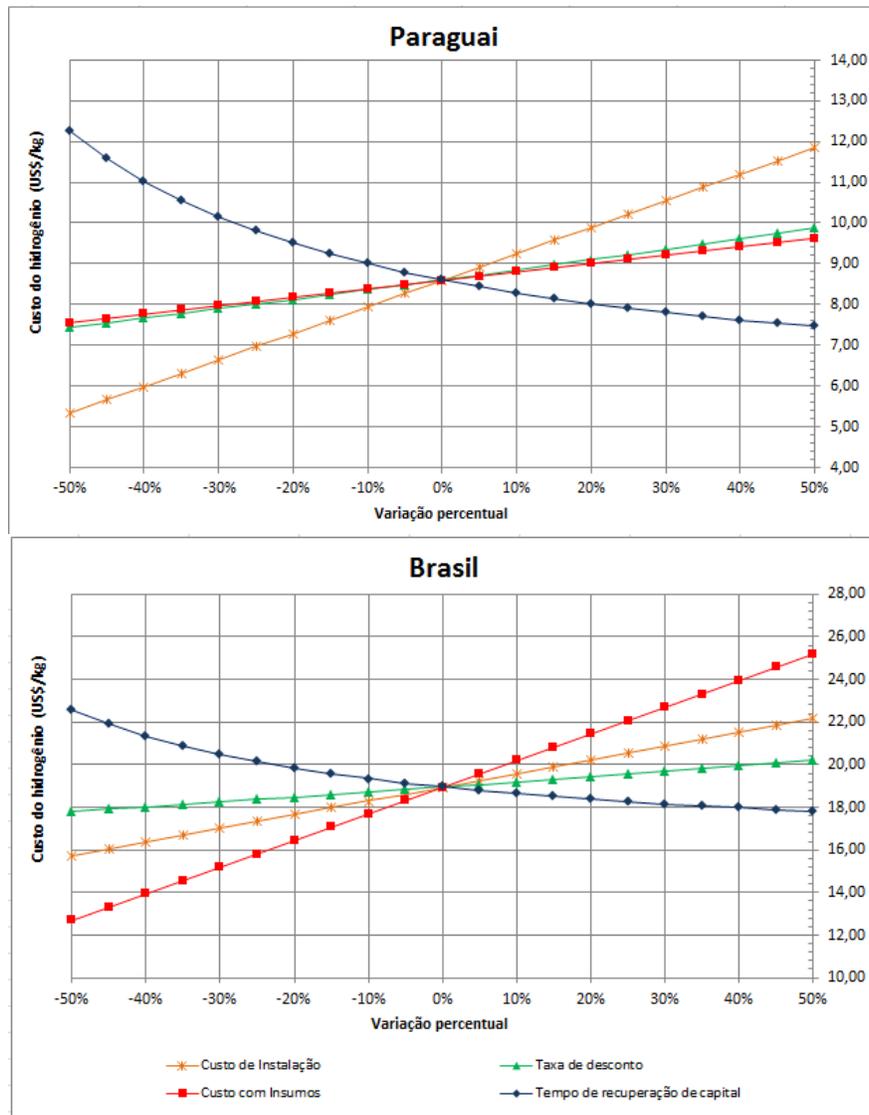


Figura 6.4 – Análise de sensibilidade do custo de produção do hidrogênio.

Pode-se notar que nas estações localizadas no Paraguai, o custo com instalação é o fator de maior contribuição na variação do custo de produção do hidrogênio. O tempo de recuperação de capital e o custo com insumos (sendo que o custo de eletricidade representa quase 99%) apresentam um impacto muito similar. O custo com a energia elétrica no Paraguai apresenta-se quase seis vezes inferior ao custo de comercialização no Brasil (vide Tabela 6.13). Nota-se que variando o tempo de recuperação do capital (ou seja, aumentando-o) se poderia reduzir o custo de

produção do hidrogênio. E por fim, a taxa de desconto apresenta o menor impacto, embora seja muito similar também com a tendência verificada com o custo com insumos.

No caso das estações localizadas no Brasil, constata-se que o custo com insumos apresenta a inclinação mais acentuada. Considerando a medida aprovada pelo governo brasileiro, que prevê a redução da tarifa de energia elétrica ³³ para o setor residencial e industrial, avaliou-se o impacto que pode trazer esta redução no custo de produção do hidrogenio. Verificou-se que a redução da tarifa elétrica em 32% (porcentagem aprovada para o setor industrial) pode reduzir o custo do hidrogênio de 18,95 US\$/kg para 14,94 US\$/kg, que representa uma redução de 21% . Quanto aos outros três fatores analisados, apresentam um impacto relativo muito similar, inclusive o custo de instalação. Caso esse parâmetro fosse reduzido em 50%, o custo de produção do hidrogênio sofreria uma redução de 18,95 US\$/kg para 15,72 US\$/kg, que representa uma redução de 17% .

³³ Medida aprovada pela Lei nº 12.783/2013

7 ANÁLISE AMBIENTAL DO PROJETO

A análise ambiental nesta tese é realizada sob o ponto de vista do chamado MDL Programático (seção 2.4), uma vez que se trata de empreendimentos de pequena escala, considerando a possibilidade de gerar RCEs, os chamados créditos de carbono, pela substituição de toda a frota em estudo.

Apesar de existirem algumas metodologias aprovadas para projetos do setor de transporte, cada uma apresenta suas características de aplicabilidade e devem ser satisfeitas adequadamente. No Capítulo 2 foram detalhados os requerimentos de algumas das principais metodologias e na seção seguinte foca-se na metodologia selecionada.

7.1. Metodologia selecionada

A análise ambiental do projeto, tendo como premissa o enquadramento do empreendimento como uma atividade de MDL Programático, foi realizada seguindo as diretrizes da Metodologia *AMS-III.S Versão 4.0* (seção 2.4.3), selecionada após a revisão de cada uma das metodologias válidas para o setor de transporte aprovadas pelo CE³⁴ e adequadas à proposta desta tese.

Dentro desta metodologia podem ser analisados projetos que propõem a introdução de frota de veículos utilizando Gás Natural Comprimido; veículos elétricos; veículos utilizando Gás

³⁴ Conselho Executivo.

Liquefeito de Petróleo; veículos híbridos utilizando sistema elétrico e motor de combustão interna. Estes veículos devem pertencer a frotas de transporte de passageiros ou de cargas.

Os veículos que seriam introduzidos pela proposta desta tese, dispõem de um motor elétrico, cumprindo o requisito de tipo de veículo; e também fariam parte de uma frota de transporte de passageiros. Portanto, as duas condições primordiais da aplicação da metodologia são satisfeitas.

A metodologia selecionada também exige que os proponentes do projeto demonstrem e garantam certas questões, as quais são colocadas e respondidas a seguir.

1. A implementação do projeto não deve gerar modificações do nível de serviço nem mudanças significativas na tarifa do mesmo.

A proposta dessa tese busca manter o atual esquema de operação das empresas, mantendo a frequência semanal do serviço e as saídas dos veículos das empresas operadoras, as quais, inclusive, continuarão saindo na mesma faixa horária. Quanto ao custo da tarifa, se espera que não ocorra mudança significativa, mesmo porque para levar adiante este empreendimento se deve contar com o apoio dos governos.

2. Definição da rota (fixa) onde operam os veículos, a distância e as características.

A rota foi definida como a mesma utilizada pela atual frota de ônibus, partindo desde Assunção/Paraguai e chegando a São Paulo/Brasil. Os detalhes da rota foram apresentados no Capítulo 4.

3. Deve-se contar com a média anual de passageiros transportados.

Este ponto foi satisfeito com base nos dados disponibilizados pela DINATRA, no qual a média anual de passageiros é de 46.392.

4. O veículo de referência, antes e após a implementação do projeto.

Existem vários modelos de ônibus de longa distância utilizados dentro da rota considerada, mas as características deles são similares. Portanto, o ônibus com motor de combustão interna usado como referência é da marca VOLVO, motor B12 R (Anexo C), chassi MARCOPOLO Paradiso 1800 DD, o mais utilizado pela frota das empresas. A implementação do projeto propõe a introdução do ônibus brasileiro a hidrogênio, detalhado no Capítulo 2. Com estas duas premissas, cumpre-se adequadamente a condição solicitada.

7.2. A emissão da linha de base do projeto

Como apresentado na seção 2.4.3, este parâmetro representa as emissões antrópicas de GEEs que ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta. Com o objetivo de calcular o fator de emissão da linha de base (BEF_i), por passageiro por quilômetro, para o veículo de referência utilizado antes da implementação do projeto (tCO_2 /passageiro por km), aplicou-se a Equação 3.17. Os parâmetros necessários para esta equação foram apresentados ao longo desta tese e são sintetizados na Tabela 7.1.

Tabela 7.1 – Dados de entrada para o cálculo do fator de emissão da linha de base.

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Valor
Total de passageiros transportados anualmente	$\sum P_i$	---	46.392
Distância média anual de transporte por pessoa	dp_i	km	1350
Distância total anual percorrida pela frota de veículos de referência ^a	$\sum D_i$	km/ano	2.106.000
Eficiência de combustível do veículo de referência	η_{BLV_i}	L/km	0,50
Conteúdo energético do combustível	NCV_j	MJ/L	40,87
Fator de emissão de CO_2 do combustível utilizado	EF_{CO_2j}	tCO_2 /MJ	$7,41 \times 10^{-5}$

^a Foi estimada relacionando a frequência semanal de toda a frota (Tabela 4.1) com a distância do percurso (ida e volta) ao longo do ano (ou seja, em 52 semanas/ano).

Assim, considerando a substituição máxima da frota, o resultado obtido pela aplicação da Equação 3.17 foi de $5,08.10^{-5}$ tCO₂/passageiro por cada km percorrido. Esse fator pode ser aplicado nos estudos futuros que venham a ser desenvolvidos para estimar as emissões evitadas com a substituição da frota de transporte de passageiros ou cargas no trajeto entre Assunção e São Paulo, segundo a metodologia utilizada e as condições da Tabela 7.1. Por isso, considera-se este resultado como uma das principais contribuições deste capítulo. Levando em conta a distância total percorrida por uma pessoa, viajando nos ônibus a óleo Diesel desde Assunção até São Paulo ou vice-versa pela rota traçada, conclui-se que a sua contribuição equivale a 68,6 kg de CO₂ emitido por viagem.

Aplicando a Equação 3.18 obteve-se a E_b , emissão bruta de CO₂ na rota em estudo, antes da implementação do projeto proposto. O valor resultante foi de 3.181,5 tCO₂/ano.

Se o projeto for implementado, apesar dos ônibus com célula a combustível não emitirem carbono no seu uso, para a produção de hidrogênio seria necessário consumir energia elétrica, que considera-se como sendo gerada através de usinas hidroelétricas, tanto no Paraguai quanto no Brasil. Nesse contexto, é necessário utilizar o valor referente ao fator de emissão pela geração de eletricidade a fim de quantificar o montante de CO₂ que deve ser descontado da emissão bruta estimada (vide seção 3.6).

Na falta de um valor médio oficial para o Paraguai³⁵, optou-se por utilizar o valor médio do Sistema Interligado Nacional brasileiro (SIN), disponibilizado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), tendo como ano base 2011 (MCT, 2012). Esta estimativa foi possível aplicando a Equação 3.20 e o resultado é apresentado na Tabela 7.2.

³⁵ A geração elétrica no Paraguai é 97% proveniente de usinas hidroelétrica e o restante, de termelétricas.

Tabela 7.2 – Emissão de CO₂ do projeto

Fator de emissão SIN (tCO ₂ /MWh)	0,0292
Consumo total de energia elétrica no projeto (MWh/ano)	37.111,4
Emissão com a produção de hidrogênio eletrolítico (tCO ₂ /ano)	1.083,6

Outro aspecto importante é que, caso os veículos a serem introduzidos pelo projeto disponham de ar condicionado, enquanto os veículos de referência não, então a fuga de HFCs deve ser levado em conta. No entanto, como os veículos da atual frota dispõem de sistema de ar condicionado e os que serão introduzidos também, este parâmetro não deve ser considerado nos cálculos.

7.3. Comercialização das RCEs

A obtenção das RCEs está associada ao critério de adicionalidade, que refere-se à comparação entre o que o projeto emitiria de GEEs e o nível de emissão na ausência do projeto. Assim, esse critério indica a quantidade de emissão de GEEs que o projeto se propõe a reduzir, parâmetro que foi avaliado a partir da linha de base e encontrado na seção anterior.

A quantidade de RCEs comercializáveis corresponde à emissão líquida evitada, E_n , com a implementação do projeto. Este valor foi calculado aplicando a Equação 3.19. As variáveis e o resultado encontrado são apresentados na Tabela 7.3.

Tabela 7.3. Emissão neta evitável de CO₂ com o projeto.

Parâmetro	Valor
Emissão bruta (tCO ₂ /ano)	3.181,5
Emissão do projeto (tCO ₂ /ano)	1.083,6
Emissão líquida evitada = RCEs (tCO ₂ /ano)	2.098

Tendo em vista que o valor do crédito de carbono no mercado internacional é bastante flutuante, a cotação da tonelada de CO₂ aqui apresentada serve apenas para ilustrar e discutir os resultados obtidos, bem como estimar o impacto que a comercialização das RCEs teria no custo de produção do hidrogênio. O preço de referência utilizado é de 24 €/tCO₂ (ECP, 2012), o que equivale³⁶ a 31 US\$/tCO₂. Assim, as emissões evitadas com a implementação do projeto na situação de substituição máxima, estimadas como RCEs comercializáveis, podem gerar uma receita bruta de US\$ 65.038 por ano.

Sob o âmbito do MDL Programático, a comercialização das RCEs geraria uma receita para todo o projeto e, portanto, a entidade coordenadora de todo o empreendimento seria a responsável pela distribuição desse montante entre os participantes. Quanto ao período de geração das RCEs do projeto, se estipula sete anos, que dependendo do tipo de projeto pode ser renovada. Este é o tempo que deve ser levado em conta neste tipo de empreendimento.

Apenas para discutir o impacto que pode ter esta receita no custo de produção do hidrogênio, utilizou-se o custo médio calculado no Capítulo 6 para o caso da substituição máxima e aplicou-se a Equação 3.7, que considera a inclusão desse valor para estimar o custo anual de produção do hidrogênio. O resultado mostra que, no momento, o impacto no custo médio de produção do hidrogênio é quase desprezível, como pode ser conferido na Tabela 7.4.

³⁶ Utilizou-se a cotação do euro e do dólar do dia 01/11/12 igual a 2,63 R\$/€ e 2,036 R\$/US\$

Tabela 7.4 – Impacto da comercialização das RCEs no custo do hidrogênio.

Custo médio do Hidrogênio (US\$/kg)	15,91
Receita pela comercialização das RCEs (US\$/ano)	65.038
Custo do Hidrogênio com a venda das RCEs (US\$/kg)	15,77
Impacto relativo	0,88%

A comercialização das RCEs, nas condições fixadas para esta tese, implica em uma mínima redução no custo de produção do hidrogênio (14 ¢US\$/kg). Considera-se este valor como um resultado importante a fim de discutir outras estratégias de viabilização do empreendimento, fora do âmbito do Mercado de Carbono.

8 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Diante da demanda crescente pelo serviço de transporte, de energia a ela associada e dos impactos ambientais decorrentes de seu uso, algumas medidas vêm sendo analisadas visando o desenvolvimento de um transporte sustentável de pessoas.

A sustentabilidade do transporte implica dispor de forma segura e permanente de combustível para movimentar os veículos, com o menor risco possível ao meio ambiente e assegurando a disponibilidade de recursos para as futuras gerações. Aparece assim o hidrogênio, vetor energético capaz de ser produzido de forma localizada, através da eletrólise da água, tendo como insumos necessários a água e a eletricidade.

Visando contribuir para a avaliação dessa rota tecnológica, essa tese abordou a análise técnica, econômica e ambiental da implementação de uma rodovia preparada para atender a demanda de hidrogênio no setor de transporte coletivo de passageiros, tomando como trajeto a rota que une Assunção/Paraguai à São Paulo/Brasil. A rota escolhida como estudo de caso apresenta 1.350 km de extensão, sendo 325 km dentro do território paraguaio e o restante, em território brasileiro.

Com o levantamento de dados mostrado no Capítulo 4, conclui-se que nas condições atuais não é possível aproveitar a infraestrutura de gás para o abastecimento do hidrogênio ao longo da rota em estudo, proposta que outros estudos apresentaram como vantajosa para a introdução do hidrogênio no setor de transporte, com menor investimento na instalação da infraestrutura. No entanto, comprovou-se a possibilidade de aproveitar a estrutura física dos postos localizados no percurso, pois os mesmos contam com espaço suficiente para instalar os equipamentos necessários para a produção e abastecimento do hidrogênio.

Considerando o estudo de substituição de ônibus a óleo Diesel por ônibus a hidrogênio, para atender a demanda dos passageiros no trajeto considerado, o caso mais simples analisado foi a introdução de apenas um ônibus nesta rota, denominando de substituição mínima. No caso da substituição de toda a frota de ônibus, denominada de substituição máxima, a dinâmica de operação se tornou um pouco mais complexa e influenciou diretamente na estimativa da capacidade da planta de hidrogênio em cada estação. Por isso, a visualização do esquema operacional das duas situações propostas foi considerada um aspecto de muita relevância, pois se estabelece como ponto de referência para posteriores análises visando a otimização da operação dos veículos e a redução do custo com a instalação da infraestrutura.

Com base nas premissas e cálculos realizados, o custo de implementação da infraestrutura necessária para atender a introdução de apenas um veículo é de aproximadamente US\$ 5,0 milhões, sendo cerca de 30% (1,4 milhões) destinados à instalação das estações de produção/abastecimento dentro do território paraguaio (duas estações) e o restante para a instalação no território brasileiro. O custo operacional anual neste caso é de cerca de US\$ 1,0 milhão. Estes dados configuram-se como o custo mínimo de implementação e operação da Rodovia do Hidrogênio Brasil – Paraguai. Quanto ao custo de aquisição do veículo, baseado em projeções para o período 2012 – 2014, deve-se considerar o custo entre US\$ 0,55 a 1,60 milhões.

Considerando a substituição de toda a frota, o custo de implementação é de cerca de US\$ 17 milhões, sendo 25% deste montante (4,3 milhões) para a instalação das estações de produção/abastecimento dentro do território paraguaio e o restante para a instalação no território brasileiro. A estimativa do custo operacional anual neste caso resultou em cerca de US\$ 5,0 milhões. Portanto, estes valores configuram-se como o custo máximo de implementação e operação da Rodovia do Hidrogênio Brasil - Paraguai. Quanto ao custo total de compra dos ônibus está na faixa de US\$ 3,3 a 9,6 milhões.

Na estimativa do custo de produção do hidrogênio, em ambos os casos não foi considerado o custo de aquisição dos veículos com célula a combustível, pois este tipo de ônibus

ainda é um protótipo do qual não se dispõem de dados comerciais confiáveis, uma vez que os valores encontrados a este respeito são apenas estimativas ou suposições.

Com a proposta de introduzir apenas um ônibus, a capacidade de produção das estações de produção/abastecimento dos extremos (P01 e B07) estimou-se em 0,75 kg/h e, as restantes iguais a 1,50 kg/h. O custo de instalação mais alto verificado foi cerca de US\$ 800.000 por kg/h de capacidade e, o mais baixo, ao redor de US\$ 500.000 por kg/h. Esses valores são coincidentes com os custos levantados na literatura. Encontrou-se que o custo do sistema de eletrólise apresenta a maior contribuição no custo de aquisição dos equipamentos, entre 30% e 35%, enquanto o sistema de armazenamento contribui ao redor de 20%.

Com a segunda proposta, de substituição total, a capacidade de produção das estações de produção/abastecimento dos extremos estimou-se em 4,50 kg/h e, das restantes em 9,0 kg/h. O custo de instalação, de todas as estações, estimou-se ao redor de US\$ 320.000 a US\$ 340.000 por kg/h de capacidade instalada, valores esses inferiores aos levantados na literatura. Com a configuração de operação proposta encontrou-se que o sistema de armazenamento tem a maior contribuição no custo de aquisição de equipamentos, sendo entre 30% e 35% do total, enquanto o sistema de eletrólise tem uma contribuição relativa inferior a 20%.

Quanto ao custo de instalação das estações de hidrogênio, estimados nesta tese, os valores calculados são levemente superiores aos levantados na literatura. A partir da série de custos elaborou-se uma equação (6.2) que poderá ser utilizada para análises preliminares do custo de instalação deste tipo de estação, estimativa fundamental para o início de discussões sobre a viabilidade de projetos deste tipo.

A instalação das estações de produção/abastecimento em ambos os países não apresentam diferenças significativas, já que todos os equipamentos necessários devem ser importados. Porém, é interessante notar o impacto que representa o custo da energia elétrica no custo final do hidrogênio produzido. No caso do Paraguai, os custos estimados de produção do hidrogênio variam entre 8,50 US\$/kg e 8,78 US\$/kg, estimado na situação de substituição máxima; no caso

da substituição mínima os custos foram entre 13,21 US\$/kg e 18,66 US\$/kg, confirmando-se o impacto da economia de escala. No caso do Brasil, na substituição mínima estimou-se o custo de produção entre 22,85 US\$/kg e 28,30 US\$/kg, enquanto na substituição máxima varia entre 17,07 US\$/kg e 19,93 US\$/kg.

O fato de que o custo da energia elétrica no Paraguai é relativamente menor que no Brasil configura-se como uma grande oportunidade para esse país investir na produção de hidrogênio, tanto para o consumo interno como para uma possível exportação. Inclusive, deve ser considerada a possibilidade da utilização do hidrogênio não apenas em veículos com células a combustível, como também em misturas com outros combustíveis para sua utilização em motores de combustão interna. Como mencionado, o menor custo da tarifa elétrica no Paraguai é resultado da soma de duas questões: da atuação de apenas uma companhia na transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no país, que inclusive é uma empresa pública; e da baixa carga tributária aplicada nesse país, que no caso da energia elétrica corresponde a cerca de 10%.

A substituição mínima proposta pode servir como um projeto de demonstração da viabilidade do uso de hidrogênio no transporte coletivo de passageiros na região e ser usado para avaliar a aceitação da sociedade com essa medida. O resultado do investimento necessário classifica-o como um potencial projeto de P&D. Posteriormente, com uma boa estratégia de difusão por parte dos governos, este empreendimento poderia captar o interesse das empresas privadas, parceria necessária para facilitar a introdução e massificação do uso do hidrogênio como alternativa energética.

A substituição máxima poderia ser encarada como uma proposta comercial e não apenas de demonstração da viabilidade do uso do hidrogênio. Neste sentido, o papel das instituições de ambos os países considerados nesta tese devem focar nos esforços em reduzir o custo do quilômetro rodado, cerca de duas vezes superior se comparado ao do óleo Diesel. Para este fim, a análise de sensibilidade realizada apresenta-se como referência, mostrando que para cada país devem ser consideradas estratégias diferentes. No Paraguai, a política deveria visar a redução do custo dos equipamentos e o aumento do tempo de recuperação do capital; enquanto que no Brasil,

o fator que mais influencia o custo do hidrogênio é tarifa elétrica. As estimativas apresentadas nessa tese mostraram que a medida aprovada pelo governo brasileiro de redução da tarifa no setor industrial possibilita uma expressiva redução do custo de produção de cerca de 24%, elemento que somado a outras estratégias podem facilitar a introdução do hidrogênio no setor de transporte de passageiros.

Vale ainda lembrar que o oxigênio, subproduto no processo da eletrólise da água, também poderia ser comercializado. As receitas desta comercialização poderiam ser usadas para diminuir o custo de produção do hidrogênio, o que conseqüentemente poderia torná-lo mais competitivo. Este ponto exige um estudo de mercado detalhado para definir a conveniência de se recuperar este subproduto.

Com a análise ambiental realizada verificou-se a disponibilidade de uma metodologia de MDL aprovada e capaz de ser aplicada para empreendimentos como o proposto nessa tese. Apesar da substituição de toda a frota promover uma redução de consumo de aproximadamente 1,0 milhão de litros de óleo Diesel, o resultado com a comercialização dos RCEs decorrentes dessa medida (que correspondem a 2098 tCO₂/ano) não causou um impacto significativo no custo de produção do hidrogênio, o qual foi reduzido em apenas cerca de 1%. Portanto, no momento, esta estratégia ainda não consegue viabilizar economicamente o projeto.

Finalmente, na atualidade, ambos os países são um exemplo de integração energética por meio da Usina Hidrelétrica ITAIPU e a proposta apresentada nessa tese lança as bases para que essa integração também possa se dar através do hidrogênio. Do lado do Brasil, apesar de ser um dos líderes em pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica (P&D&I) no assunto, a adoção dessa proposta representaria um grande passo na estruturação de uma economia baseada no hidrogênio. Para o Paraguai, seria uma medida estratégica que o colocaria também no mapa mundial da tecnologia do hidrogênio, com as potenciais vantagens a ela atreladas: desenvolvimento de pesquisas, novos investimentos, entre outras. Assim, acredita-se que esse empreendimento seria um catalizador para a nacionalização e regionalização da tecnologia do hidrogênio.

8.1 Sugestões para trabalhos futuros

Vários aspectos que não foram abordados nesta tese configuram-se como assuntos que podem ser tratados em trabalhos futuros. Alguns estudos sugeridos são:

1. Otimização do esquema de operação das empresas, cuja análise poderia reduzir o investimento inicial de instalação das estações de produção/abastecimento de hidrogênio necessário ao longo da rodovia tomada como estudo de caso.

2. Utilização do hidrogênio excedente em células a combustível, para reconversão em energia elétrica, que poderia ser comercializada. O estudo deveria avaliar o investimento necessário e o impacto desta receita no custo de produção do hidrogênio.

3. Comparação econômica da produção do hidrogênio pela reforma do etanol frente ao processo analisado nesta tese, uma vez que os postos de abastecimento ao longo da rota no território brasileiro comercializam etanol. Assim, um *mix* de produção de hidrogênio, eletrolítico no Paraguai e proveniente de etanol no Brasil, seria um exemplo importante de diversificação energética. Além disso, considerando que o balanço de emissões é nulo para o uso de biomassa, não haveria uma parcela grande de Emissões do Projeto a ser descontado da emissão da linha de base.

4. Utilização de ônibus híbridos, a fim de aumentar a autonomia e reduzir o investimento inicial da implementação da Rodovia do Hidrogênio.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. **Catálogo de Normas Técnicas**. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Disponível em <http://www.abntcatalogo.com.br/> (Acesso: Março, 2010).

AGUER, M.; MIRANDA, A. **El Hidrógeno: Fundamento de un futuro equilibrado**. Segunda Edição. Espanha: Diaz de Santos, 2007. 264 p.

AMOS, W. Updated Cost Analysis of Photobiological Hydrogen Production from *Chlamydomonas reinhardtii* Green Algae. National Renewable Energy Laboratory, 2004. 32 p.

ANDE. **Resumen del Pliego de Tarifas N° 20**. Administración Nacional de Electricidad. Paraguai, 2011.

ANEEL. **Tarifas de fornecimento de energia elétrica**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, 2005. 30 p.

ANFAVEA. **Anuário da Indústria Automobilística Brasileira. Edição 2011**. Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores. Disponível em <http://www.anfavea.com.br/anuario.html> (Acesso: Agosto, 2011).

ANII. Agencia Nacional de Investigación e Innovación (Uruguai). **Resumen de Proyectos financiados**. Disponível em <http://www.anii.org.uy/web/> (Acesso: junho, 2012).

ANP. Agencia Nacional do Petróleo. **Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis**. Preço do Diesel por Estados, Fevereiro, 2012.

ARAÚJO, P. **Impactos ambientais e na matriz de consumo de combustíveis pela introdução de uma frota de veículos leves com células a combustível na cidade de São Paulo**

– **SP.** Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, 2004.

ASADA, M. ; TOKUMOTO, Y. ; AIHARA, M.; OKU, K. et al. **Hydrogen production by co-cultures of Lactobacillus and a photosynthetic bacterium, Rodobacter sphaeroides** . International Journal of Hydrogen Energy 31 (2006): 1509 – 1513.

BARÍAS, J.; BROWNE, J.; SANHUEZA, E. **Ponerse en marcha: encontrando una ruta para el transporte en el MDL.** International Institute for Sustainable Development, 2005.

BARTELS, J.; PATE, M.; OLSON, N. **An economic survey of hydrogen production from conventional and alternative energy sources.** International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 35 (2010): 8371-8384.

BARTHEL, L. **Cost Analysis of Hydrogen Infrastructure in Europe.** Press: University of Stuttgart, Department for Life Cycle Engineering. 2004. 17 p.

BCB. **Taxa SELIC fixada pelo COPOM em reunião de 07/03/2012. Histórico das taxas de juros.** Banco Central do Brasil. Comitê de Política Monetária. Disponível em <http://www.bcb.gov.br/?COPOMJUROS> (Acesso: 02/maio/2012)

BEAMISH, R.; SOLOMON, J. **Republicans pressed for hydrogen money while attacking clean energy funds.** Washington Guardian. Updated: Setembro, 2012. Disponível em <http://www.washingtonguardian.com/hydrogen-hypocrisy> (Acesso: Dezembro, 2012).

BFCB. **Brazilian Fuel Cell Bus. Renewable technologies for the urban transport in brazil.** EMTU/SP, 2009. 91 p.

BICALHO, R. **Segurança energética e mudança climática: a difícil convergência.** Ambiente e Energia. Journal on line (Publicado: 19/09/2011). Disponível em

<http://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2011/09/seguranca-energetica-e-mudanca-climatica-a-dificil-convergencia/14059> (Acesso: Dezembro, 2011).

BOSSEL U.; ELIASSON B.; GORDON T. **The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak?**. USA, 2003. 20 p.

BOTZUNG, M.; CHAUDOURNE, S.; GILLIA, O.; PERRET, C.; LATROCHE, M.; PERCHERON-GUEGAN, A.; MARTY, P. **Simulation and experimental validation of a hydrogen storage tank with metal hydrides**. International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 33 (2008): 98-104.

CABRERA, A.L. ; AVILA, J.I. ; LEDERMAN, D. **Hydrogen absorption by metallic thin films detected by optical transmittance measurements**. International Journal of Hydrogen Energy, 35 (2010): 10613-10619.

CALLAGHAM, L.; DEHAMNA, A. **2009 Hydrogen Infrastructure Survey**. Fuel Cell Today. Junho, 2009. 12 p.

CASTELLAN, G. **Fundamentos de Físico-química**. Segunda Edição. Addison-Wesley Iberoamericana, 1999.

CEP. **Clean Energy Partnership**. Pagina oficial do projeto. Disponível em <http://www.cleanenergypartnership.de/index.php?id=8&L=1> (Acesso: Janeiro, 2010).

CFCP. **California Fuel Cell Partnership. Organização de difusão da tecnologia das células a combustível**. Disponível em <http://www.fuelcellpartnership.org/home> (Acesso: Julho, 2011).

CGEE. **Manual de capacitação sobre mudança climática e projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo**. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, Brasil, 2008. 276 p.

_____. **Hidrogênio energético no Brasil: subsídios para políticas de competitividade, 2010-2025; Tecnologias críticas e sensíveis em setores prioritários.** Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, Brasil, 2010.

CHBP. **California Hydrogen Blueprint Plan, volume 1.** California Environmental Protection Agency, 2005. 42 p.

_____. **California Hydrogen Blueprint Plan, volume 2.** California Environmental Protection Agency, 2005. 60 p.

CHH. **California Hydrogen Initiatives.** Disponível em <http://www.arb.ca.gov/msprog/zevprog/hydrogen/hydrogen.htm> (Acesso: novembro, 2012)

CHHN. **California Hydrogen Highway Network CaH2Net – Summer 2009 Update.** Publication of the California Air Resources Board, Mobile Source Control Division, 2009. 10 p.

CNI. **Oportunidades de negócios para a indústria em projetos de eficiência energética com MDL programático.** Confederação Nacional da Indústria / Eletrobras. Brasília, 2010.

COLLIER, A.; HAIJIANG, W.; XIAO, Z.; JIUJUN, Z.; WILKINSON, D. **Degradation of polymer electrolyte membranes.** International Journal of Hydrogen Energy, 31(2006): 1838 – 1854.

COPEL. **Taxas e Tarifas.** Disponível em <http://www.copel.com/> (Acesso: Setembro, 2012).

COPPEL. **Esquema de uma célula a combustível tipo PEM.** Disponível em <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FC209342D23253E53032573FD0063D7A2> (Acesso: Dezembro, 2011).

CPFL. **Tarifas de Energia Elétrica.** Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/Informaccediloutildees/TaxaseTarifas/tabid/206/Default.aspx> (Acesso: Setembro, 2012).

CROCKROFT, C; Owen, A. **Hydrogen Fuel Cell Buses: an Economic Assessment.** Centre for Energy and Environmental Markets Publications: Australia, 2008.

CROPPER, M. **Fuel Cell Market Survey: Buses.** Fuel Cell Today. Novembro, 2003.

CUNHA, K. **Mecanismo de desenvolvimento limpo: evolução do instrumento e suas perspectivas.** Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, Brasil, 2005. 198 p.

CUTE. Clean Urban of Transport for Europe. **Hydrogen Supply Infrastructure and Fuel Cell Bus Technology.** Comissão Européia, Alemanha, 2004. 48 p.

CUTE. **Summary of Achievements. Vision, Teamwork and Technology.** Comissão Européia, Alemanha, 2006.

DELGADO, M. **PROTOCOLO DE QUIOTO: Uma Visão Administrativa do Mercado de Carbono.** Faculdades Integradas Rio Branco, 2007. 9 p.

DIARIO UH. **Becados en Brasil dictan curso sobre Tecnología del Hidrógeno.** Edição do dia 12/04/07 Disponível em <http://www.ultimahora.com/home/index.php?p=nota&idNota=33729/> (Acesso: Janeiro, 2012).

DINATRAN. **Anuário estatístico do setor de transporte.** Dirección Nacional de Transporte, Paraguai. Disponível em <http://www.dinatran.gov.py/anuarios.html> (Acesso: Junho, 2011).

DOE – Safety. **Documento de segurança no uso do hidrogênio.** Department of Energy of United States. Página oficial da instituição. Disponível em <http://www.hydrogen.energy.gov/safety.html> (Aceso: Outubro, 2009).

DOE. Fuel Cell Technologies Program Record. **Historical Fuel Cell and Hydrogen Budgets.** Julho, 2012. 3 p.

DOE-Hydrogen Programme. **Codes e Standards of Hydrogen Programme.** Department of Energy of United States. Disponível em http://www.hydrogen.energy.gov/codes_standards.html (Acesso: Janeiro, 2010).

DOTY, F. D. **A Realistic Look at Hydrogen Price Projections.** Press: Doty Scientific, Inc. Columbia, SC. Setembro, 2012. 12 p.

DRAGONI, M. **Comunicação pessoal.** Visita à H2Nitidor, Italia (16/01/2013).

DRNEVICH, R. **Hydrogen delivery : liquefaction and compression.** In : Strategic Initiatives for Hydrogen Delivery Workshop, Março, 2003.

DYNETEK. **Folhetos de cilindros de armazenamento de hidrogênio.** Especificações técnicas, cilindros de 350 bar e de 450 bar. 2012.

ECP. **European CO₂ Prices, 2012.** Disponível em <http://www.co2prices.eu/> (Acesso: Novembro, 2012).

EG&G. **Fuel Cell Handbook. Seventh Edition.** EG&G Technical Services, Inc. USA, 2004.

EIHP. **European Integrated Hydrogen Project. Phase II.** Disponível em http://www.eihp.org/public/documents/NHA_EIHPII.pdf (Acesso: Março, 2010).

ELEKTRO. **Página oficial da companhia.** Disponível em <http://www.elektro.com.br/> (Acesso: Fevereiro, 2013).

EMTU. **Informações sobre o projeto de ônibus a hidrogênio em São Paulo.** Empresa Metropolitana de Transporte Urbano. Disponível em <http://www.emtu.sp.gov.br/h2/> (Acesso: Junho, 2011).

_____ **Notícias: Projeto Ônibus a Hidrogênio coordenado pela EMTU/SP terá mais três veículos em testes já em 2013.** Disponível em <http://www.emtu.sp.gov.br/emtu/imprensa/noticias/geral/projeto-onibus-a-hidrogenio-coordenado-pela-emtu-sp-tera-mais-tres-veiculos-em-testes-ja-em-2013.fss> (Acesso: Maio, 2012).

ESSAP. **Regulamento tarifário 2012.** Decreto 8880/12. Paraguai, Abril, 2012.

EUDY, L; CHANDLER, K; GIKAKIS, C. **Fuel Cell Buses in U.S. Transit Fleets: Current Status 2009.** National Renewable Energy Laboratory, 2009. 31 p.

FERREIRA, P. **Análise da viabilidade de sistemas de armazenamento de energia elétrica na forma de hidrogênio utilizando células a combustível.** Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, Brasil, 2003. 112 p.

_____ **Infraestrutura para Uso Energético do Hidrogênio: Estações de Abastecimento para Veículos.** Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, Brasil, 2007. 147 p.

FTI. **Página oficial da empresa Fueling Technologies Inc. Informações várias.** Disponível em <http://www.fuelingtech.com/> (Acesso: Novembro, 2012).

FURLAN, A. **Análise técnica e econômica do uso do hidrogênio como meio armazenador de energia elétrica proveniente de fontes eólicas.** Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, Brasil, 2012. 102 p.

GALEANO, M. **Estudo da Viabilidade Técnica e Econômica do Aproveitamento da Energia Vertida Turbinável da Usina Hidroelétrica de Itaipu para a Síntese de Amônia.** Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, Brasil, 2007. 132 p.

GASNET. O site do Gás Natural. **Postos de GNV registrados no Brasil.** Disponível em http://www.gasnet.com.br/novo_postos_gnv.asp (Acesso: Dezembro, 2010).

GOOGLEEARTH. **Imagem captada utilizando o software GoogleEarth.** 2010.

GRANOVSKII, M., DINCER, I., ROSEN, M.A. **Economic and environmental comparison of conventional, hybrid, electric and hydrogen fuel cell vehicles.** Journal of Power Sources 159 (2006): 1186-1193.

H2MOVES. **Imagem: Frota de 15 Toyota Prius Hydrogen chegando a Noruega.** Demo-Projects on Hydrogen for Transport. Disponível em <http://www.h2moves.eu/regions/norway-south.html> (Acesso: Janeiro, 2010).

H2NITIDOR. **Electrolizadores Alcalinos. Tecnología.** Página oficial da empresa. Disponível em <http://www.h2nitidor.com/webesp/Technology.htm> (Acesso: Dezembro, 2012).

H2STATION. **Information system for hydrogen refueling stations worldwide.** Disponível em: <http://www.h2stations.org/> (Acesso: novembro, 2012).

HCN. Hydrogen Cars Now. **South Korea Hydrogen Highway.** Artigo disponível em <http://www.hydrogencarsnow.com/south-korea-hydrogen-highway.html> (Acesso: Novembro, 2010)

HOFFMAN G. N., E. **Hidrogênio, Evoluir sem poluir: a era do hidrogênio, das energias renováveis e das células a combustível.** Curitiba, Brasil, 2005. 240 p.

HYDRO-PAC. **Compressores para hidrogênio.** Disponível em <http://www.hydropac.com/HTML/hydrogen-compressor.html> (Acesso: Janeiro, 2012).

HYER. **Hydrogen Fuel Cells and Electro-mobility in European Regions.** Disponível em <http://www.hyer.eu/news/regional-news/hydrogen-fuel-cell-electric-taxis-deployed-in-london-during-olympic-games> (Acesso: Janeiro, 2013).

Hyfleet:CUTE. **Pagina oficial do projeto. Informações várias.** Disponível em <http://www.global-hydrogen-bus-platform.com/> (Acesso: Dezembro, 2010).

IPEA. **Crescimento do setor de transporte no Brasil.** Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Disponível em <http://www.ipea.gov.br> (Acesso: Agosto, 2011).

ITAIPU. **Itaipu y PTI realizarán estudios de factibilidad sobre Hidrógeno.** Pagina oficial da Hidrelétrica. Portal de Noticias. Disponível em <http://www.itaipubinacional.gov.py/node/1588> (Acesso: Fevereiro, 2012).

IVY, J. **Summary of Electrolytic Hydrogen Production.** National Renewable Energy Laboratory, USA, 2004. 27 p.

K, STOLZENBURG; V, TSATSAMI; H; GRUBEL. **Lessons learned from infrastructure operation in the CUTE project.** International Journal of Hydrogen Energy 34 (2009): 7114 – 7124.

KAI, T. et al. **A demonstration project of the hydrogen station located on Yakushima Island—Operation and analysis of the station.** International Journal of Hydrogen Energy 32 (2007): 3519 – 3525.

KIKUKAWA, S. et al. **Risk assessment of Hydrogen fueling stations for 70 MPa FCVs.** International Journal of Hydrogen Energy 33 (2008) 7129 – 7136.

KIT HEUNG, L. **Using Metal Hydride to Store Hydrogen.** Department of Energy of United States, Office of Scientific and Technical Information, 2003.

LACHANCE, J. et al. **Risk-informed process and tools for permitting hydrogen fueling stations.** International Journal of Hydrogen Energy 34 (2009): 5855 – 5861.

LARMINIE, J; DICKS, A. **Fuel Cell Systems Explained.** Second Edition, Wiley Editorial, England, 2003.

LINDE. **700 bar Filling Station.** Página da Empresa LINDE. Disponível em http://www.lindegas.com/international/web/lg/com/like/gcom30.nsf/docbyalias/prod_hydrogenprojects_700barfillingstation (Acesso: Abril, 2010).

LYMBEROPOULOS, N.; **Hydrogen Production from Renewables.** European Commission DGTREN, setembro, 2005.

M. QADRAN; J. SHAYEGAN. **Economic assessment of hydrogen fueling station, a case study for Iran.** Renewable Energy 33 (2008): 2525– 2531.

M. SAXE et al. **Energy system analysis of the fuel cell buses operated in the project: Clean Urban Transport for Europe.** Energy 33 (2008): 689–711.

MA. Municipalidad de Asunción. **Dados gerais da cidade de Assunção.** Disponível em <http://www.mca.gov.py/webtermi.html> (Acesso: Junho, 2011).

MARCON-DDM. **Transforming the future: Moving toward fuel-cell powered fleets in Canadian urban transit systems.** Detailed report, Canada, 2005.

MARKERT et al. **Safety aspects of future infrastructure scenarios with hydrogen refuelling stations.** International Journal of Hydrogen Energy 32 (2007): 2227-2234.

MCIA. Massive Change In Action. **The fuel of the future.** Disponível em <http://www.museevirtuel-virtualmuseum.ca> (Acesso: Novembro, 2011).

MCT. **Fatores de Emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – Ano base 2011.** Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html#ancora> (Acesso: outubro, 2012).

MELIS, A. **Green alga hydrogen production: progress, challenges and prospects.** International Journal of Hydrogen Energy 27 (2002):1217 – 1228.

MIC. **Dirección General de Combustibles.** Ministerio Industria y Comercio de Paraguay. Disponível em <http://www.mic.gov.py/v1/node/63> (Acesso: Julho, 2012).

MME. **Projeto de Hidrogênio Brasileiro.** Ministério de Minas e Energia. Disponível em http://www.mme.gov.br/programas/onibus_hidrogenio/galerias/outras_imagens/abastecimento.png (Acesso: Janeiro, 2010).

MME. **Roteiro para Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil.** Ministério de Minas e Energia. Versão Beta. Março, 2005. 115 p.

MOHAN, G.; MAIYA, M. P.; MURTHY, S. S. **Performance simulation of metal hydride hydrogen storage device with embedded filters and ex-changers tubes.** International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 32 (2007): 4978-4987.

N. BRIGUGLIO et al. **Renewable energy for hydrogen production and sustainable urban mobility.** International Journal of Hydrogen Energy 33 (2009): 1 – 8.

NETINFORM. **Hydrogen / Fuel Cell Bus Information.** Disponível em <http://www.netinform.net/h2/h2mobility/Detail.aspx?ID=272> (Acesso: Março, 2012).

NFPA. **National Fire Protection Association: Codes & Standards.** Disponível em <http://www.nfpa.org/categoryList.asp?categoryID=124&URL=Codes%20&%20Standards> (Acesso: Janeiro, 2010).

NHA. **National Hydrogen Association.** Disponível em <http://www.hydrogenassociation.org/> (Acesso: Janeiro, 2010).

NREL. **Current (2009) State-of-the-Art Hydrogen Production Cost Estimate Using Water Electrolysis.** Independent review (NREL/BK-6A1-46676). Setembro, 2009. 51 p.

NREL. **Worldwide Hydrogen and Fuel Cell Bus Projects. Last updated: 06/2012.** Disponível em http://www.nrel.gov/hydrogen/proj_fc_bus_eval.html (Acesso: Novembro, 2012).

OECD/IEA. **Hydrogen & Fuel Cells. Review of National R&D Programs.** Organization for Economic Cooperation and Development & International Energy Agency: França, 2004.

PDC. Empresa Pdc Machines. **Compressores de Diafragama.** Disponível em <http://www.pdcmachines.com/diaphragm-compressors/specifications.php> (Acesso: Janeiro, 2012).

PICO TRUNCADO. **Planta Experimental de Hidrógeno en la Patagonia Argentina.** Pagina oficial da Planta de Pico Truncado. Disponível em <http://www.h2truncado.com.ar/esp/planta.htm> (Acesso: dezembro, 2012).

PINTO, C. **Introdução de misturas de GNV e hidrogênio (Hidrano) em veículos convencionais no Brasil e seus impactos econômicos, ambientais e energéticos.** Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, Brasil, 2007. 138 p.

REIS, T. **Metodologia para estimar a linha de base de projeto MDL conectado a sistema elétrico**. Tese (Doutorado), Escola Politécnica da USP. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, SP, Brasil, 2009.

RIVEROS, G. **Aproveitamento da energia vertida turbinável da Itaipu para uso em ônibus a hidrogênio: estudo de caso em Foz do Iguaçu**. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, Brasil, 2008. 123 p.

RIX. **Modelos e características de compressores para hidrogênio**. Disponível em <http://www.rixindustries.com/hydrogencompressors.html> (Acesso: Janeiro, 2012).

RUTH, M. **Hydrogen Fueling Infrastructure – Status and Needs**. In: International Hydrogen Fuel-Cell Technology and Vehicle Development Forum. 2010.

S. PRINCE-RICHARD et al. **A techno-economic analysis of decentralized electrolytic hydrogen production for fuel cell vehicles**. International Journal of Hydrogen Energy. 30 (2005): 1159 – 1179.

SABESP. **Tarifas de Água e Esgoto**. Comunicado 04/12. São Paulo, Agosto, 2012.

SANEPAR. **Tabela de tarifas de saneamento básico**. Março, 2012.

SANTOS JR, A. F. **Análise Da Viabilidade Econômica da Produção de Hidrogênio em Usinas Hidrelétricas: Estudo de caso em Itaipu**. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia de Produção, Universidade Estadual de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

São Paulo Aqui. **Informações varias da cidade de São Paulo**. Disponível em <http://www.saopauloaqui.com.br/1/2469/rodoviarias/terminal-rodoviario-tiete.html/> (Acesso: Junho, 2011).

SHHP. **A year of progress for SHHP.** Scandinavian Hydrogen Highway Partnership Committee, 2008. 8 p.

SHUKLA, A; SURESH, P; BERCHMANS, S; RAJENDRAM, A. **Biological fuel cells and their applications.** Current Science, Vol. 87, N° 4, 2004.

SILVA, E. PERES DA. **Armazenamento de hidrogênio em hidretos metálicos : os hidretos de ligas de magnésio-níquel.** Dissertação (Mestrado). Instituto de Física Gleb Wataghin, UNICAMP, Campinas, Brasil, 1981.

_____ **Introdução a Tecnologia e Economia do Hidrogênio.** Campinas: Editora da UNICAMP, 1991. v. 1. 204 p.

_____ CAMARGO, J.; SORDI, A.; SANTOS, A. **Recursos Energéticos, Meio Ambiente e Desenvolvimento.** MultiCiência. Campinas, Brasil, 01 Out. 2003.

SIMBECK, D.; CHANG, E. **Hydrogen Supply: Cost Estimate for Hydrogen Pathways - Scoping Analysis.** SFA Pacific, Mountain View, USA, 2002.

SOUZA, P. **Metodologias de monitoramento de projetos de MDL: uma análise estrutural e funcional.** Dissertação (Mestrado). Pós-Graduação de Engenharia, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2005. 102 p.

THOMAS CE. et al. **Distributed Hydrogen Fueling Systems Analysis.** DTI, Arlington, USA, 2001.

TZIMAS E., FILIOU C., PETEVES S.D., VEYRET J.B. **Hydrogen storage: state-of-the-art and future perspective.** European Communities, ISBN 92-894-6950-1 - EUR 20995/EN, 2003.

U.S. DOT. **A Report on Worldwide Hydrogen Bus Demonstrations, 2002-2007.** Federal Transit Administration. Report No. FTA-GA-04-7001-2009.01, 2009. 57 p.

UNFCCC. **Clean Development Mechanism Projects.** Pagina oficial da Convenção das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Disponível em <http://cdm.unfccc.int/index.html> (Acesso: Dezembro, 2009).

VIJAYARAGHAVAN, K; KARTHIK, R.; NALINI, K. **Hydrogen production by Chlamydomonas reinhardtii under light driven sulfur deprived condition.** International Journal of Hydrogen Energy 34 (2009): 7964 – 7970.

VILLALONGA, S. et al. **Composite 700 bar-vessel for on-board compressed gaseous hydrogen storage.** In : 17th International Conference on Composite Materials. Edimburgo, Reino Unido, 2009.

VOLVO. **New Euro4/5 engines - More efficient and cleaner than ever.** Disponível em <http://www.volvobuses.com/bus/spain/es-es/newsmedia/pressreleases/> (Acesso: Fevereiro, 2011).

WEINERT, J. **A Near-term Economic Analysis of Hydrogen Fueling Stations.** Dissertação (Mestrado). Universidade de California, USA, 2005. 187 p.

_____ ; OGDEN, J. **Hydrogen Refueling Station Costs in Shanghai.** Institute of Transportation Studies, UC Davis, 2006. 24 p.

WONG, J. **Compressed Hydrogen Program.** Powertech Labs Inc. Canada, 2005. 12p.

YANG, C.; OGDEN, J. **Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode.** International Journal of Hydrogen Energy 32 (2006): 268-286.

ZAETTA, R.; MADDEN, B. **Hydrogen Fuel Cell Bus Technology: State of the Art Review.** Nexthylights. Última versão: Fevereiro, 2011.

ANEXO A - Metodologia de MDL: *AMS-III.S Versão 4.0*

1. Introduction

1. The following table describes the key elements of the methodology:

Table 1. Methodology key parameter

Typical project(s)	Introduction and operation of new less-greenhouse-gas-emitting vehicles (e.g. CNG, LPG, electric or hybrid) for commercial passengers and freight transport, operating on routes with comparable conditions. Retrofitting of existing vehicles is also applicable
Type of GHG emissions mitigation action	(a) Fuel switch. Displacement of more-GHG-intensive vehicles

2. Scope, applicability, and entry into force

2.1. Scope

2. This methodology is for project activities introducing low-greenhouse gas emitting vehicles for commercial passenger (including public transportation), material and freight transport, operating in comparable traffic conditions¹ and on similar terrain. Retrofitting of existing vehicles (e.g. switching from high greenhouse gas intensive to low greenhouse gas intensive fossil fuel) is also included in the methodology.

2.2. Applicability

3. Types of low-emission vehicles to be introduced include but are not limited to:
 - (a) Compressed natural gas (CNG) vehicles;
 - (b) Electric vehicles;
 - (c) Liquid petroleum gas (LPG) vehicles;
 - (d) Hybrid vehicles with electrical and internal combustion motive systems.
4. Types of vehicles covered by the methodology include but not limited to:
 - (a) Buses, jeepneys, commuter vans and tricycles for public transport;
 - (b) Trucks for freight transport, waste collection or other services with regular routes.

5. Project participants must demonstrate that:
 - (a) The project activity is unlikely to change the level of service² provided on comparable routes before the project activity;³
 - (b) The project activity does not include measures to bring about a modal switch (e.g. shift from bus transport to underground train system) in transport.
6. Project participants shall identify the following parameters:
 - (a) The level of service of the project activity fleets for example the average/total number of passengers or tonnage transported and the average distance the passengers or freight was transported (per route or per vehicle) on an annual basis.
7. Measures are limited to those that result in emission reductions of less than or equal to 60 kt CO₂ equivalent annually.

2.3. Entry into force

8. The date of entry into force of the revision is 14 days after the date of publication of the EB 70 meeting report on the 7 December 2012.

3. Normative references

9. Project participants shall apply the “General guidelines for SSC CDM methodologies” and “Guidelines on the demonstration of additionality of small-scale project activities” (previously known as Attachment A to Appendix B) provided at <http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html> mutatis mutandis.
10. This methodology also refers to the latest approved versions of the following tools:
 - (a) “Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption”;
 - (b) “Tool to calculate project or leakage CO₂ emissions from fossil fuel combustion”.

4. Definitions

11. The definitions contained in the Glossary of CDM terms shall apply.

5. Baseline methodology

5.1. Boundary

12. The project boundary includes the following:

Fleet to which low emission vehicles are introduced;

- (a) The geographical area in which these vehicles operate;
 - (b) Auxiliary facilities such as fuelling stations, workshops and service stations that are used by the vehicles in the fleet.
13. The conditions which govern the operation of the fleet (e.g. tariffs, regulations) should be homogeneous within the project boundary.

5.2. Baseline emissions

14. The baseline vehicles that would have provided the same transportation service level should be identified following the related and relevant requirements for Type II and III Greenfield projects in the “General guidelines for SSC CDM methodologies”.
15. The first step to determine the baseline emissions is to calculate a baseline emission factor per passenger or per tonne of goods per kilometre for the baseline vehicle (BEF_i). The baseline emission factor is determined by dividing the emissions from the total annual distance travelled by each baseline vehicle before the project begins (D_i) by the total annual passengers or volume of goods transported by each baseline vehicle (P_i) times the annual average distance of transportation per person or tonne before the project begins.

$$BEF_i = \frac{\sum_j \sum_i D_i \times \eta_{BLV_i} \times NCV_j \times EF_{CO_2,j}}{P_i \times dp_i} \quad \text{Equation (1)}$$

Where:

- BEF_i = Baseline emission factor per passenger or ton of goods per kilometre for the baseline vehicle i (t CO₂/passenger km or t CO₂/ton km)
- P_i = Total annual passengers or tons of goods transported by each baseline vehicle i (passengers or tons)
- dp_i = The annual average distance of transportation per person or tonne of freight by each baseline vehicle i (km)
- D_i = Total annual distance travelled by each baseline vehicle i (km)
- η_{BLV_i} = Fuel efficiency of baseline vehicle i (qty of fuel/km, see paragraph 19)

NCV_j = Net calorific value of fuel j (MJ/Unit qty of fuel)
 $EF_{CO_2,j}$ = CO₂ emission factor of fuel used by baseline vehicle (t CO₂/MJ energy content of fuel, country specific data or IPCC default value)

16. In the baseline calculations, the remaining lifetime of the vehicles replaced shall be taken into account in accordance with the guidance provided by the CDM Executive Board (EB 22, annex 2).
17. If electricity is used by the vehicles, the associated emissions shall be estimated as per the "Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption".
18. The total baseline emissions are calculated on an annual basis using the monitored data as below.

$$BE_y = \sum P_{i,y,k} \times BEF_l \times dp_{i,y} \quad \text{Equation (2)}$$

Where:

$P_{i,y,k}$ = Total annual passengers or tons of goods transported by each project vehicle i in year y on route k taking into account provisions of section 6.1
 BE_y = Total baseline emissions in year y (t CO₂/yr)
 $dp_{i,y}$ = Annual average distance of transportation per passenger or tonne of goods by project vehicle i in year y (km) taking into account the provisions of section 6.1

5.3. Project activity emissions

21. Project emissions are determined by monitoring the consumption of fuel or energy consumed by the vehicles introduced, according to the following formula:

$$PE_y = \sum_j \sum_i FC_{i,j,y} \times NCV_j \times EF_{CO_2,j,y} \quad \text{Equation (3)}$$

Where:

PE_y = Total project emissions in year y (t CO₂/yr)
 $FC_{i,j,y}$ = Consumption of fuel j by vehicle i in year y (quantity of fuel)
 NCV_j = Net calorific value of fuel j (as obtained by country specific data or IPCC default value)
 $EF_{CO_2,j,y}$ = CO₂ emission factor of fuel used by vehicle (t CO₂/energy content of fuel, country specific data or IPCC default value)

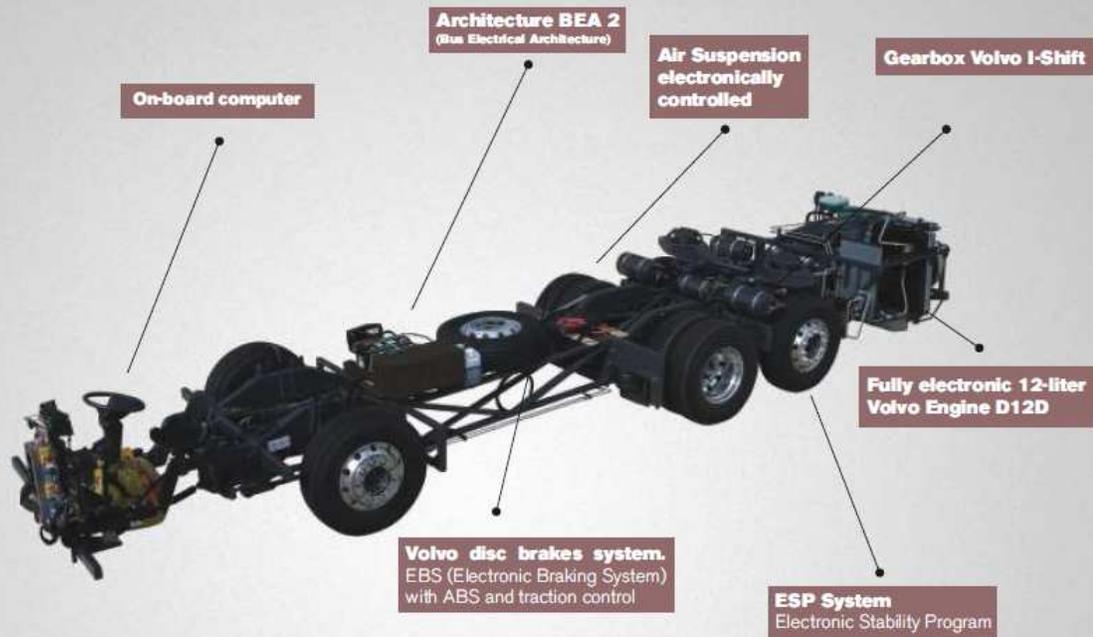
ANEXO B - Planilha: Pontos chaves para a instalação dos postos de abastecimento de hidrogênio-

Posto	Localização	Coordenadas	Superf. Total (m ²)	Superf. Construída (m ²)	Disponib. Espaço Aberto	Disponib. GNV	Responsável Entrevistado
1	Zona do Terminal Rodoviário de Assunção	25°15'44" S 57°37'50" O Elevação 62 m	-----	-----	-----	-----	-----
2	Rota Nacional N° 7, km 248	25°21'49" S 55°10'03" O Elevação 206 m	3000 - 3500	350	Sim	Não	Heriberto López
3	Rod BR-277, km 584 - Cascavel Velho	24°58'24" S 53°11'44" O Elevação 400 m	4000 - 4500	600	Sim	Não	Jorge Almeida
4	Rod BR-369, km 334 - Campo Mourão	23°42'59" S 52°00'14" O Elevação 360 m	2500 - 3000	300	Sim	Não	n/p
5	Rod BR-369, km 90 - Estrada das Flores	23°12'38" S 50°25'19" O Elevação 581 m	3000 - 3500	500	Sim	Não	Otavio Oliveira
6	Rod BR-374. Zona: desvio para Iaras, SP.	23°07'32" S 48°39'05" O Elevação 588 m	2500 - 3000	-----	Sim	Não	n/p
7	Zona do Terminal Rodoviário de Tietê	23°35'51" S 46°42'38" O Elevação 125 m	-----	-----	-----	-----	-----

n/p: nestes casos se bem foi possível conversar com algum atendente da estação, não foi possível colocar os nomes, por pedido dessas pessoas.

Na maioria dos casos, as superfícies foram estimadas. A área construída considera a superfície de galpão.

ANEXO C - Motor do veículo de referência movido a óleo Diesel-



DIMENSIONS (mm)

WHIT TYRES 295/80R 22,5

LENGTH

Driver's position	High	Low driver
Front overhang	2009	2320
Wheelbase	4000	4000
Bogie wheelbase	1400	1400
Rear overhang	2607	2607
Total chassis length	10016	10327

WIDTH

Max. width between front wheels	2487
Max. width between rear wheels	2469
Track, front	2068
Track, rear	1834



VOLVO BUSES. WHEN PRODUCTIVITY COUNTS.

ENGINE

Volvo D12D. Vertically rear-mounted, in-line 6-cylinder, fully electronically controlled diesel engine with turbocharger and intercooler. It also features unit fuel injectors, an overhead camshaft, 4 valves per cylinder, drive-by-wire electronic accelerator, failure diagnosis system, self-protection against overheating. (Euro II).

D12D Engine

Output	kW (hp)	rpm
D12D380	279 (380)	1450-1800
D12D420	309 (420)	1600-1800

Torque	Nm (kgfm)	rpm
D12D380	1850 (189)	1020-1200
D12D420	2000 (204)	1050-1450

VOLVO ENGINE BRAKE (VEB)

Pneumatic engine brake includes the Volvo Compression Brake (VCB) and the Exhaust Pressure Governor (EPG). Maximum brake power: 390hp.

GEARBOX

Volvo AT2412C I-Shift	
Model AT2412C, mechanical gearbox with electronic control system, automatic gear changing available, 12 forward gears and 4 reverse. Without clutch pedal. Optional: retarder, gear shifting lever professional, Kick Down and EcoRoll.	
Ratios	1 st speed: 14,94: 1 Last speed: 1,00: 1

REAR AXLE

Volvo RS1228B single reduction. Transmission ratios available: 2,64:1 and 2,85:1. Bearing free of maintenance.

STEERING

ZF8098, integral hydraulic steering gear, recirculating ball type. Height and angle-adjustable with 450 mm of steering wheel diameter.

FRONT AXLE

Made of thermally treated, "I" shaped special steel beam, 4 shock absorbers. Wrought and thermally treated. Bearing of wheel free from maintenance.

BRAKE SYSTEM

Volvo disc brakes combined with electronic brake system (EBS5 – Electronic Braking System). Available features of EBS5:

- ABS (Anti-lock braking system – slip control)
- ASR (Acceleration Slip Regulation – traction control)
- Lining wear sensing
- Lining wear control
- Brake temperature system
- Electronic brake system (retarder + service brake)
- Brake pad autonomy
- ESP (Electronic Stability Program)*

*Optional

SUSPENSION

Fully air suspension electronically controlled, with rubber bellows (ECS electronic system). Two air bellows at front axle and four at both rear and trailer axles. Double action shock absorber. Stabilizer and reaction bars. Leveling control (80 mm) for maneuver.

ELECTRICAL EQUIPMENTS

Equipped with Volvo Electrical Architecture - BEA2 (Bus electronic Architecture), the Multiplex 2 electronic system - digital system for data transmission, bus systems control, monitoring and coordinating of all devices controlled by electronic control units. The Multiplex 2 also provides failure diagnostic information and vehicle operation data. The external body light integrated in chassis Multiplex.

Nº of battenes	2
Voltage	24V
Battery capacity	170 Ah
Alternator	2x80 A

DASHBOARD

On board computer, rev. counter, air-pressure gauge for both the front and rear brakes circuits, dashboard dimmer, speedometer and weekly electronic tachograph, parking brake release control, fuel gauge, coolant temperature gauge and turbo pressure. Indicate gearbox functions, speed selected, retarder and economic/ power modal.

ON- BOARD COMPUTER

Available functions: failure diagnosis, speed limiter (information), engine rotation limiter (information), voltmeter, alarm and clock, average speed, travelling distance and time, fuel consumption gauge, fleet identification, vehicle data recorder, engine oil temperature gauge.

WARNING LIGHTS

Low pressure lights, low brake air pressure, high temperature in the cooling system, engine compartment high temperature warning, alternator function, ABS function, coolant low level, clogged air filter, start pre-heater system actuation (when installed), hydraulic oil level, hydraulic oil filter, ECS failure, low air pressure suspension, brake performance, traction control.

CHASSIS WEIGHT (kgf)*

Total	6820
-------	------

*In agreement with NBR 6070. The weight of chassis includes basic specification, lubricant fluids and fuel tank with 90% of the capacity.
*Approximate weight.

LOAD TECHNICAL CAPACITY (kgf)

Front axle	7500
Rear axle	12000
3 rd axle	5300
Total capacity	24800

TYRES AND WHEELS

Tyres	Wheels
295/80R22,5	8,25x22,5
315/80R22,5 (opc)	9,00x22,5 (opc)
385/65R22,5 (opc)	11,75x22,5 (opc)*

*Available for 3rd axle.

CAPACITIES*

Steering gearbox oil	6 Liters
Gearbox oil AT2412C	14,5 Liters
Engine	33 Liters
Rear Axle	21 Liters

*Approximated values.

OPTIONALS

- Trip Manager
- Low driver's position
- VOITH hydrodynamic retarder
- Daily tachometer
- 2 x 110A alternators
- 2 x 225Ah batteries
- Aluminium wheels
- Spare wheel and tire
- Speed limiter: 80km/h, 90km/h and 100km/h
- Clikon filter

PMNG 37407.07 *Picture just as reference. Volvo do Brasil reserves the right to make changes in design and equipment without notice.