

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR ...GUSTAVO ARTURO...
RIVEROS GODOY..... E APROVADA
PELA COMISSÃO JULGADORA EM 15.10.2008.

Carla K. Cavaliere
.....
ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

Aproveitamento da Energia Vertida
Turbinável da UHE Itaipu para uso em ônibus
a hidrogênio: estudo de caso em Foz do Iguaçu

Autor: Gustavo Arturo Riveros Godoy
Orientador: Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero
Co-orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

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

Aproveitamento da Energia Vertida Turbinável da UHE Itaipu para uso em ônibus a hidrogênio: estudo de caso em Foz do Iguaçu

Autor: Gustavo Arturo Riveros Godoy
Orientador: Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero
Co-orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos.

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2008
S.P. – Brasil

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

R524a Riveros Godoy, Gustavo Arturo
Aproveitamento da energia vertida turbinável da UHE Itaipu para uso em ônibus a hidrogênio: estudo de caso em Foz do Iguaçu / Gustavo Arturo Riveros Godoy. --Campinas, SP: [s.n.], 2008.

Orientadores: Carla Kazue Nakao Cavaliero, Ennio Peres da Silva.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Hidrogênio. 2. Energia hidrelétrica – Foz do Iguaçu (PR). 3. Transporte urbano. 4. Transportes coletivos. 5. Recursos energéticos. 6. Tecnologia apropriada. I. Cavaliero, Carla Kazue Nakao. II. Silva, Ennio Peres da. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

Título em Inglês: Itaipu Hydroelectric Power plant spilled turbinable energy use in hydrogen buses: case study in Foz do Iguaçu City
Palavras-chave em Inglês: Electrolitic hydrogen, Urban collective transport, Spiled turbinable energy

Área de concentração: -

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Moacyr Trindade de Oliveira Andrade, Newton Pimenta Neves Junior

Data da defesa: 15/02/2008

Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADEMICO

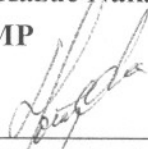
**Aproveitamento da Energia Vertida Turbinável
da UHE Itaipu para uso em ônibus a
hidrogênio: estudo de caso em Foz do Iguaçu**

Autor: Gustavo Arturo Riveros Godoy
Orientador: Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero
Co-orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

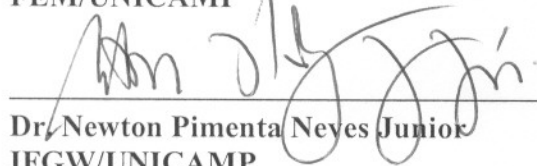
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



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



Prof. Dr. Moacyr Trindade de Oliveira Andrade
FEM/UNICAMP



Dr. Newton Pimenta Neves Junior
IFGW/UNICAMP

Campinas, 15 de fevereiro de 2008.

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais, meus irmãos e a Carmencita.

Agradecimentos

Agradeço em primeiro lugar a DEUS Criador pela vida e pela oportunidade que me deu.

Meus sinceros agradecimentos a minha orientadora Professora Dra. Carla Cavaliero, que me mostrou os caminhos a serem seguidos, pela confiança, muita paciência, apoio e orientação.

Ao Professor Dr. Ennio P. da Silva co-orientador do trabalho, pelas valiosas sugestões.

Aos meus pais, pelo exemplo de perseverança e o incentivo em todos os momentos da minha vida ensinando que com esforço tudo é possível.

Aos colegas do Departamento de Energia e do Laboratório de Hidrogênio, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

Ao Engenheiro Oda e ao Luciano da Foztrans pela valiosa colaboração.

Aos caros colegas da ITAIPU BINACIONAL, aos paraguaios e brasileiros que sempre colaboraram com informações e sugestões.

Ao Professor Dr. Andrés Amarilla, decano da Faculdade de Ciências Químicas da Universidade Nacional de Assunção, pela plena confiança e o apoio em todo momento.

Aos caros colegas e amigos da Universidade Nacional de Assunção, Lourdes, Nelson, Andy, Leti, Denhisse, pela amizade e apoio.

Ao Dr. Ramón Recalde pelo apoio e os vários tramites burocráticos feitos ao longo destes dois anos.

À ITAIPU BINACIONAL pelo apoio econômico.

A todas as empresas, instituições de ensino e pesquisa e pessoas citadas neste trabalho, pela disponibilização dos dados de referência necessários.

*Na realidade, todas as coisas, todos
os acontecimentos, para quem os
sabe ler com profundidade,
encerram uma mensagem que, em
definitivo, remete para Deus.
(João Paulo II)*

Resumo

RIVEROS GODOY, Gustavo Arturo, *Aproveitamento da Energia Vertida Turbinável da UHE Itaipu para uso em ônibus a hidrogênio: estudo de caso em Foz do Iguaçu*, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 105p. Dissertação (Mestrado)

Diante do atual panorama energético e ambiental, a sociedade busca reduzir os impactos ambientais decorrentes principalmente do uso de combustíveis fósseis. Para o setor de transportes, uma das soluções alternativas é o estímulo ao transporte coletivo baseado em tecnologias limpas, como por exemplo o uso de células a combustível. Neste trabalho optou-se por analisar uma alternativa de aproveitamento da denominada Energia Vertida Turbinável da Usina Hidrelétrica Itaipu, através da produção de hidrogênio e utilização no setor de transportes. Para tanto, foi realizado um estudo de caso da substituição da atual frota de ônibus a Diesel do setor de transporte coletivo urbano da cidade de Foz do Iguaçu, por ônibus com células a combustível alimentada com hidrogênio eletrolítico. Foram propostos e analisados quatro modelos de produção e abastecimento para o hidrogênio: um modelo descentralizado e três variantes do modelo centralizado e, com base em considerações econômicas, logísticas e ambientais, considerou-se o modelo de produção e abastecimento centralizado como o mais adequado. Este modelo foi tomado como referência para estimar o custo e o preço final do hidrogênio produzido e vendido pela Usina Hidrelétrica Itaipu para o setor de transportes da cidade de Foz do Iguaçu, indicando um novo mercado para as empresas geradoras de energia elétrica. Como resultado, obteve-se um custo de produção do hidrogênio de US\$ 2,86/kg e verificou-se, através da análise de sensibilidade do preço do hidrogênio, que o custo do sistema de eletrólise é o fator que exerce maior influência no preço final, enquanto que a comercialização de créditos de carbono é o fator de menor influência, nas condições específicas deste estudo.

Palavras Chave

Hidrogênio eletrolítico, transporte coletivo urbano, energia vertida turbinável, células a combustível

Abstract

RIVEROS GODOY, Gustavo Arturo, *Itaipu Hydroelectric Power Plant 'Spilled Turbinable Energy' use in hydrogen buses: case study in Foz do Iguaçu City*, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 105p. Dissertation (Masters Degree)

Facing today's energy crisis and the resulting environmental situation, society is searching to reduce those environmental impacts resulting principally from intensive use of fossil fuels. For the transport sector, one of these alternative solutions is to encourage collective transport based on clean technology, like fuel cell use. In this work an alternative use is being analyzed for the so-called Spilled Turbinable Energy of the ITAIPU Hydroelectric Power Plant, in order to hydrogen production for transport sector. The substitution of the current urban collective Diesel bus fleet with fuel cell buses in Foz do Iguaçu city was used as a case study. Four hydrogen production and supply models were proposed and analyzed: a decentralized model and three centralized models. Economical, logistical and environmental considerations showed the centralized production-supply plant as the most appropriated and this one has been used to estimate the cost and price of hydrogen produced and sold by ITAIPU Hydroelectric Power Plant for the transport sector of Foz do Iguaçu city, exploring new market possibilities for electricity generators. The hydrogen production cost obtained was US\$ 2,86/kg and the price analysis of the hydrogen showed that the electrolyzer system cost has the most impact and the carbon credits represents the least impact on these study conditions.

Key words

Electrolytic hydrogen, Urban collective transport, Spilled Turbinable Energy, Fuel Cell

Índice

Resumo	vii
Abstract	viii
Índice	ix
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xii
Nomenclatura	xiv
Abreviações	xv
Capítulo 1 - Introdução.....	1
1.1- Objetivo principal do trabalho	5
1.2- Objetivos secundários do trabalho	5
1.3- Estruturação da dissertação	5
Capítulo 2 - Revisão bibliográfica.....	7
2.1 - Células a combustível.....	7
2.1.1 - Funcionamento.....	8
2.2 - Uso veicular de células a combustível	12
2.2.1 – Projetos de demonstração de uso do hidrogênio no transporte coletivo de pessoas ..	15
2.2.2 – Ônibus movidos a hidrogênio	21
2.2.3 - O ônibus Citaro Fuel Cell Bus	25
2.2.4 – Distribuição e Abastecimento de Hidrogênio em Veículos	28
2.3 - Produção de hidrogênio através da eletrólise da água	30
2.3.1 - Eletrolisadores.....	33
2.4 - A Usina Hidrelétrica de Itaipu	36
2.4.1 - A Energia Vertida Turbinável.....	38
Capítulo 3 - Metodologia de Pesquisa	42
3.1 - Caracterização do sistema de transporte coletivo urbano da cidade de Foz do Iguaçu	43

3.2 – Análise da inserção do ônibus a hidrogênio de referência dentro do sistema de transporte em estudo.....	44
3.3 - Dimensionamento e análise de modelos de produção/distribuição de hidrogênio eletrolítico.....	45
3.4 – Determinação e análise do custo e do preço do hidrogênio gerado	46
Capítulo 4 - Caracterização do sistema de transporte da cidade de Foz do Iguaçu e estimativa da demanda de hidrogênio	51
4.1 - Município de Foz do Iguaçu.....	52
4.2 - O sistema de transporte urbano da cidade.....	52
4.3 - Adequação do Citaro Fuel Cell Bus no sistema de transporte de Foz do Iguaçu.....	54
4.4 - Demanda energética para a frota a ser substituída.....	55
Capítulo 5 - Análise de modelos de produção de hidrogênio eletrolítico.....	57
5.1 - Custo unitário da Planta de Eletrólise.....	57
5.2 - Modelos de produção/distribuição de hidrogênio eletrolítico.....	59
5.2.1 - Modelo descentralizado de produção.....	60
5.2.2 - Modelo centralizado de produção com distribuição.....	65
5.2.3 - Modelo centralizado de produção sem distribuição.....	70
5.3 - Comparação e escolha do modelo de produção de hidrogênio eletrolítico.....	71
Capítulo 6 - Análise do custo e do preço do hidrogênio eletrolítico.....	75
6.1 - Consumo de energia elétrica da planta central de produção e disponibilidade da EVT na UHE Itaipu.....	76
6.2 – Redução de emissões e comercialização de créditos de carbono.....	78
6.3 - Custo do hidrogênio eletrolítico.....	80
6.4 – Análise de sensibilidade do preço do hidrogênio produzido.....	83
6.5 – Comparação do Custo do Quilômetro Rodado.....	85
Capítulo 7 - Conclusões e Sugestões para Próximos Trabalhos.....	87
Referências Bibliográficas.....	93
ANEXO 1.....	104

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Formação de um stack de células a combustível.	9
Figura 2.2 - Esquema do funcionamento de uma célula a combustível tipo PEM.	10
Figura 2.3 - Sistema de propulsão de um veículo com motor de combustão interna.	13
Figura 2.4 - Sistema de propulsão de um veículo com célula a combustível.	14
Figura 2.5 - Esquema da estação do hidrogênio do projeto ECTOS.	17
Figura 2.6 - Ônibus com motor a combustão interna utilizado no projeto Hyfleet: CUTE.....	20
Figura 2.7 – Esquema do posto de hidrogênio a ser construído como parte do projeto da EMTU/SP.....	21
Figura 2.8 - Ballard Fuel Cell Bus P1, o primeiro ônibus com células a combustível do planeta.....	22
Figura 2.9 - Ballard Fuel Cell Bus P2 (1995).	23
Figura 2.10 - Ballard Fuel Cell Bus P3 (1997).	23
Figura 2.11 - Hyundai FC Bus utilizado na Copa Mundial de Futebol, 2006.	24
Figura 2.12 - NRW FC Bus utilizado na Copa Mundial de Futebol, 2006.....	25
Figura 2.13 - Citaro Fuel Cell Bus.....	27
Figura 2.14 – Tubos e cesta de cilindros para transporte gasoso de hidrogênio comprimido.	29
Figura 2.15 - Produção de Energia na UHE Itaipu 1991 – 2006	39
Figura 2.16 - Variação típica ao longo do ano da EVT da UHE Itaipu	40
Figura 2.17 – EVT media mensal registrada na UHE Itaipu no período de 2001 - 2006.....	41
Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia de pesquisa utilizada.	43
Figura 5.1 – Curva de custo unitário da planta de eletrólise frente à capacidade de produção.	58
Figura 6.1 – Disponibilidade média mensal da Energia Vertida Turbinável e demanda elétrica no modelo centralizado sem distribuição.....	78
Figura 6.2 – Curva de sensibilidade do preço do hidrogênio.	84

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Principais tipos de células a combustível.	12
Tabela 2.2 – Comparação dos principais projetos de demonstração da tecnologia do hidrogênio aplicada ao setor de transporte coletivo de pessoas	19
Tabela 2.3 – Principais características físicas e operacionais do <i>Citaro Fuel Cell Bus</i>	26
Tabela 2.4 – Representação do modo de abastecimento de menor custo em função da demanda de hidrogênio e distância de entrega.	28
Tabela 4.1 - Detalhes gerais do sistema de transporte de Foz do Iguaçu do ano 2006.....	53
Tabela 4.2 - Tempo total de abastecimento dos ônibus em função das bombas de abastecimento disponíveis.	55
Tabela 4.3 – Demanda de hidrogênio para a substituição da atual frota de ônibus de Foz do Iguaçu por ônibus com células a combustível.	56
Tabela 5.1 – Características operacionais dos eletrolisadores de referência.	59
Tabela 5.2 – Principais dados considerados nas estimativas.	60
Tabela 5.3 - Capacidade de produção e investimento aproximado do sistema de eletrólise no modelo descentralizado.....	61
Tabela 5.4 – Características técnicas do cilindro de alta pressão W303.....	62
Tabela 5.5 - Resultados para o sistema de cascata de pressão para o abastecimento de hidrogênio.....	63
Tabela 5.6 – Considerações para a estimativa de capital necessário para o sistema de compressão no modelo descentralizado.....	64
Tabela 5.7 – Investimentos estimados para cada empresa no modelo descentralizado.....	64
Tabela 5.8 - Frequência de viagens de caminhões às empresas na distribuição de hidrogênio gasoso no modelo centralizado.....	67

Tabela 5.9 – Investimentos estimados para o modelo centralizado de produção com distribuição de hidrogênio gasoso em caminhões.....	68
Tabela 5.10 – Parâmetros considerados na estimativa do capital necessário para adquirir o sistema de liquefação no modelo centralizado com abastecimento de hidrogênio líquido.....	69
Tabela 5.11 – Investimentos associados ao modelo centralizado de produção e abastecimento do hidrogênio eletrolítico.....	71
Tabela 5.12 – Comparação dos modelos de produção de hidrogênio eletrolítico.....	72
Tabela 6.1 – Parâmetros utilizados para estimar o consumo energético das plantas de produção de hidrogênio eletrolítico.....	77
Tabela 6.2 - Consumo de energia elétrica no modelo centralizado de produção e abastecimento, diferenciada por dispositivos.....	77
Tabela 6.3 – Parâmetros utilizados na metodologia <i>Top-down</i>	80
Tabela 6.4 - Principais parâmetros econômicos utilizados para o cálculo do custo de produção do hidrogênio eletrolítico.....	81
Tabela 6.5 –Dados econômicos de entrada utilizados no modelo centralizado de produção sem distribuição.....	82
Tabela 6.6 – Resultados obtidos para o modelo centralizado de produção e abastecimento.....	82
Tabela 6.7 – Composição dos impostos incidentes sobre a produção e venda de hidrogênio.....	83
Tabela 6.8 – Dados comparativos entre ônibus com diferentes tecnologias e custo do quilômetro rodado.....	86

Nomenclatura

Letras Latinas

b – numero de bombas de abastecimento (*dispensers*)

C – custo anual da produção do hidrogênio

C_c – custo anual de capital, operação e manutenção

C_{cap} – custo de capital de instalação

C_e – custo anual de energia elétrica

C_{el} – custo anual de energia elétrica do eletrolisador

C_{comp} – custo anual de energia elétrica do sistema de compressão

C_{GHC} – custo associado à redução de emissões de gases de efeito estufa

C_H - custo unitário do hidrogênio por quilograma

C_{per} – custo anual de energia elétrica do sistema periférico

C_{ee} – custo da energia elétrica excedente

C_{ef} – custo da energia elétrica firme

C_p – capacidade de produção da planta de eletrólise

C_u – custo unitário da planta de eletrólise

D_H – demanda anual de hidrogênio por empresa

d – taxa anual de desconto

E – energia

E_e – quantidade de energia excedente

E_f – quantidade de energia firme

FRC – fator anual de recuperação de capital

F_a – constante de Faraday

G – energia livre de Gibbs

I – corrente elétrica
 n – número de veículos da frota de ônibus
 n_v – frequência de viagens dos caminhões
 n_A – sobretensão no ânodo
 n_C – sobretensão no cátodo
 N – tempo de amortização
 OM – taxa anual de operação e manutenção
 P_H – preço unitário do hidrogênio eletrolítico
 R – constante dos gases
 T – temperatura
 t_a – tempo de abastecimento por veículo
 t_R – tempo total de abastecimento da frota veicular
 V_1 – tensão mínima para a reação
 V_2 – tensão termoneutra
 V_{H_2} – volume de hidrogênio armazenado
 Y – demanda anual de hidrogênio

Letras Gregas

α - custo do sistema de eletrólise
 β - custo do sistema de compressão
 χ - custo do sistema de armazenagem
 ε - custo com engenharia e supervisão
 γ - custo com contingências
 λ - custo com despesas de construção
 $\emptyset$ - custo da infra-estrutura civil
 η_{comp} – eficiência energética do compressor
 η_{per} – eficiência energética de dispositivos periféricos
 η_{el} – eficiência energética do eletrolisador
 τ - toneladas de CO_2 evitadas
 Γ_{anual} – consumo anual de energia elétrica do sistema

Γ_e – consumo total de energia elétrica do sistema
 Γ_{el} – consumo de energia elétrica do sistema de eletrólise
 Γ_{comp} – consumo de energia elétrica do sistema de compressão
 Γ_{mensal} – consumo mensal de energia elétrica do sistema
 Γ_{per} – consumo de energia elétrica do sistema periférico

Abreviações

CaC	Células a Combustível
CNTP	Condições Normalizadas de Temperatura e Pressão
EF	Energia Firme
EVT	Energia Vertida Turbinável
GNV	Gás Natural Veicular
HC	Hidrocarboneto
MCFC	<i>Molten Carbonate Fuel Cell</i>
MCI	Motor de Combustão Interna
MP	Material Particulado
PAFC	<i>Phosphoric Acid Fuel Cell</i>
PEMFC	<i>Proton Exchange Membrane Fuel Cell</i>
SOFC	<i>Solid Oxid Fuel Cell</i>
UHE	Usina Hidroelétrica
VCI	Veículo a Combustão Interna
VEB	Veículo Elétrico à Baterias
VECaC	Veículo Elétrico à Célula a Combustível
ZEV	<i>Zero Emission Vehicle</i>

Siglas

CADDET	<i>Centre for Analysis and Dissemination of Demonstrated Energy Technologies</i>
CARB	<i>Californian Air Resource Board</i>
CBDB	Comitê Brasileiro de Barragens

CIA	<i>Central Intelligence Agency</i>
CNUMAD	Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente
CUTE	<i>Clean Urban Transport for Europe</i>
D.O.E	<i>Department of Energy</i>
ECTOS	<i>Ecologycal City Transport System</i>
EMTU	Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos de São Paulo
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
PMFI	Prefeitura Municipal de Foz do Iguaçu
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
SP	São Paulo
STEP	<i>Sustainable Transport Energy Program</i>

Capítulo 1

Introdução

Atualmente a demanda energética mundial é satisfeita em mais de 80% por combustíveis fósseis (BP, 2007). O relatório "Global Trends 2015" (CIA, 2000) estima que a demanda energética mundial crescerá 50% nos próximos 30 anos e para 2015 chegará a atingir aproximadamente 100 milhões de barris diários de petróleo, comparativamente acima dos 84 milhões de barris diários consumidos em 2005. A dependência por combustíveis fósseis tem importantes repercussões tanto econômicas quanto ambientais.

Do ponto de vista econômico, a produção de petróleo está centralizada em determinadas regiões do mundo que são influenciadas por fatores distintos, especialmente políticos, o que contribui para preços voláteis e cada vez mais altos. Na ausência de alternativas energéticas viáveis, os fatores políticos somados ao fator físico de esgotamento das reservas provadas de petróleo, estimadas em algumas poucas décadas, resultarão em elevações progressivas do preço até atingir níveis que poderão afetar fortemente o desenvolvimento econômico de muitos países.

Do ponto de vista ambiental, a queima intensiva de combustíveis fósseis para gerar energia produz gases e outros poluentes que, ao serem emitidos para a atmosfera, contribuem para a degradação da qualidade do ar, inclusive afetando a saúde da população, e para a intensificação do efeito estufa, apontado como principal responsável pela mudança global do clima.

A *BP Statical Review of World Energy* de 2004 revelou que se o consumo de petróleo fosse mantido ao nível de 1997, ano da assinatura do Protocolo de Quioto, as reservas provadas iriam se esgotar em aproximadamente 40 anos. Atualmente o consumo de petróleo cresce a razão de 2% ao ano e, mantendo-se as mesmas condições, as reservas provadas podem não durar mais de 29 anos. No entanto, se a taxa de consumo fosse reduzida à razão de 2% ao ano, as mesmas reservas poderiam atingir até 80 anos (Energia: Proyecciones Mundiales, 2006), daí a importância de se promover o uso eficiente da energia e o desenvolvimento de fontes alternativas, já que mesmo uma pequena redução do consumo mundial de petróleo poderia manter as reservas provadas por mais duas gerações.

Dentre os setores energointensivos em combustíveis fósseis, destaca-se o setor de transportes. Nos países em desenvolvimento, o transporte representa 14% do consumo total de energia, sendo o número de automóveis de aproximadamente 20 por 1.000 pessoas, comparado com 600 automóveis por 1.000 pessoas nos países desenvolvidos. Espera-se que a demanda por transportes cresça muito nos países em desenvolvimento nos próximos anos e, caso continuem adotando o mesmo modelo de desenvolvimento que se deu nos países desenvolvidos, os problemas ambientais tornar-se-ão insolúveis (Goldemberg, 2006).

O problema da poluição atmosférica associada aos transportes fica ainda mais evidente em grandes centros urbanos. Nesses locais, o movimento diário de pessoas entre a residência e o trabalho é muito intenso, o que provoca retenções e congestionamentos nas zonas centrais e vias de acesso. Este fato, somado à dificuldade de circulação do ar pela presença de grande número de prédios e edifícios, faz com que as condições atmosféricas sejam agravadas (Silva, 2001).

Na atualidade, a maioria das políticas de desenvolvimento e os próprios investimentos nacionais e regionais ainda estão voltados à boa circulação dos automóveis particulares e veículos de carga. Portanto, um dos principais desafios das cidades é o adequado planejamento do sistema de transporte, principalmente nos grandes centros urbanos, onde deveria se priorizar a utilização do transporte coletivo (Dmitri, 2005), já que este modo de transporte, comparado com o transporte individual, produz emissões por passageiro por quilômetro muito menores. Por outro lado, a principal tecnologia utilizada no setor de transporte coletivo, o motor a combustão alimentada com óleo Diesel, produz emissões de uma grande quantidade de poluentes tóxicos e diversos estudos científicos têm correlacionado este aumento de poluição com o desenvolvimento

de doenças graves na população dos centros urbanos, criando um grande paradoxo social e ambiental.

Uma alternativa para este paradoxo é a utilização de tecnologias de conversão mais eficientes e que, de preferência, se baseiem no uso de fontes renováveis de energia. Dentro deste contexto está o uso das células a combustível, cuja eficiência energética é comparativamente superior à dos motores de ciclo Diesel. As células a combustível são alimentadas com hidrogênio que pode ser obtido de diversas fontes, entre elas o processo de eletrólise da água. Este é um processo de conversão considerado interessante para os países com grande potencial hídrico, como é o caso do Brasil. Porém, ainda esbarra em algumas questões, principalmente de ordem econômica, para ser disseminado.

Em decorrência de todos estes aspectos associados ao setor de transporte, fica clara a importância de um planejamento deste setor de forma a minimizar esses efeitos e, conseqüentemente, promover a melhoria da qualidade de vida da população como um todo. Esse processo deve abordar o uso dos diferentes modais de transporte urbano de passageiros e considerar uma possível substituição tecnológica e de recursos energéticos dos mesmos. Todos estes aspectos são relevantes do ponto de vista do planejamento energético, já que um bom planejamento e análise dos diferentes setores envolvidos são as bases que podem possibilitar a inserção do hidrogênio no setor de transportes como uma alternativa energética válida.

Neste sentido, é importante ressaltar que esta dissertação, dentro do contexto do planejamento energético associado ao setor de transporte coletivo e dando continuidade ao trabalho realizado por Souza (1998); Araújo (2004); Santos Jr. (2004); Ferreira (2007), pretende abordar uma alternativa de aproveitamento da denominada EVT¹ (Energia Vertida Turbinável) da UHE Itaipu (Usina Hidrelétrica Itaipu), através da produção de hidrogênio eletrolítico. Para tanto, foi utilizado como estudo de caso a substituição da atual frota de ônibus a Diesel do setor de transporte coletivo urbano da cidade de Foz do Iguaçu por ônibus com células a combustível alimentadas com hidrogênio eletrolítico.

¹ Energia Vertida Turbinável refere-se à energia elétrica que pode ser gerada com o volume de água que não pode ser armazenado, portanto, é liberada pelos vertedouros quando a UHE ainda possui capacidade de geração elétrica.

A substituição dos veículos de combustão interna por veículos com células a combustível tem sido uma proposta considerada para o setor de transportes de alguns países desenvolvidos para melhorar a qualidade de vida urbana, uma vez que se verifica a redução dos impactos dos poluentes atmosféricos na saúde da população e no meio ambiente. Ao mesmo tempo, permite reduzir o consumo de combustíveis de origem fóssil, diminuindo a dependência deste energético por parte dos países desenvolvidos, uma vez que o hidrogênio pode ser obtido através de fontes renováveis e que os veículos com células a combustível apresentam maior eficiência energética que os veículos de combustão interna. Assim, esta medida vem de encontro aos esforços de vários países pela promoção da utilização eficiente da energia e pela aposta de um melhor aproveitamento de fontes renováveis de energia como o sol, o vento e a água (EDP, 2006) a fim de assegurar a disponibilidade energética para a geração atual e para as futuras.

No caso do Brasil, considerando o grande potencial hidráulico do país, a utilização da EVT para obter o hidrogênio torna-se uma opção importante, tanto para a sociedade quanto para as empresas de energia elétrica. Se de um lado a sociedade pode se beneficiar com o uso de uma tecnologia relativamente mais limpa e energeticamente eficiente, de outro as empresas de energia elétrica podem diversificar os produtos a serem ofertados, vindo a atuar também como empresas de energia, como tem sido verificado nas empresas do setor de petróleo. Isto significa dizer que se abre um novo mercado de atuação para as empresas do setor elétrico: o de produção e venda de hidrogênio eletrolítico.

Este produto seria destinado não apenas ao setor químico, mas também ao setor de transportes através do uso de veículos com células a combustível. Desta forma, além de atuar fornecendo energia elétrica diretamente aos trens, metrô e trólebus, as empresas de energia elétrica poderiam também atuar fornecendo hidrogênio para o uso em ônibus.

No entanto, vale comentar que atualmente o custo final do hidrogênio ainda é pouco competitivo quando comparando com os combustíveis convencionais, especialmente quando o planejamento do setor de transportes coletivos define as estratégias de suprimento de combustível a partir de uma análise de custo tradicional, estritamente técnica e econômica. No entanto, esta competitividade pode aumentar significativamente quando são incorporados os custos ambientais do uso de combustíveis fósseis a partir de tecnologias tradicionais ou os benefícios econômicos da comercialização dos créditos de carbono provenientes do uso de

tecnologias com fontes renováveis, como é o caso das células a combustível alimentadas com hidrogênio proveniente da eletrólise da água.

1.1 - Objetivo principal do trabalho

Este trabalho tem como objetivo principal analisar o custo e o preço do hidrogênio produzido pelo processo de eletrólise da água, aproveitando a Energia Vertida Turbinável da Usina Hidrelétrica de Itaipu, e disponibilizado para o setor de transporte coletivo urbano da cidade de Foz do Iguaçu/PR. A análise buscará ser abrangente, incluindo não só os aspectos técnicos senão também os econômicos e sócio-ambientais, de tal forma que os resultados deste trabalho possam ser utilizados para uma discussão prática a esse respeito.

1.2 - Objetivos secundários do trabalho

Portanto para atingir o objetivo principal buscaram-se os seguintes objetivos específicos:

- a. Apresentar uma alternativa para o aproveitamento da EVT da UHE Itaipu: a produção do hidrogênio eletrolítico;
- b. Dimensionar a infra-estrutura necessária para a substituição de ônibus movidos a óleo Diesel por uma frota de ônibus com células a combustível;
- c. Analisar modelos de produção/distribuição de hidrogênio eletrolítico para o setor de transporte coletivo de pessoas;
- d. Estimar a redução de emissões de CO₂ pela substituição tecnológica proposta.

1.3 - Estruturação da dissertação

Esta dissertação foi estruturada em sete capítulos. O Capítulo 1, aqui apresentado, traz a introdução, justificativa, relevância, objetivos e organização da dissertação.

O Capítulo 2 trata da Revisão de Literatura, no qual são apresentados alguns conceitos básicos dos principais elementos do trabalho: o funcionamento básico da célula a combustível e o seu uso veicular, incluindo alguns ônibus movidos a hidrogênio e o veículo escolhido como modelo de referência para o trabalho; o processo de eletrólise da água como alternativa de geração do hidrogênio; e por fim a EVT da UHE Itaipu, proposta para ser usada no processo de produção.

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

No Capítulo 4 é feita a caracterização do sistema de transporte coletivo urbano da cidade de Foz do Iguaçu; a discussão da inserção do modelo de ônibus de referência dentro do setor; e a estimativa da demanda energética da frota de ônibus com células a combustível a ser introduzida.

O Capítulo 5 aborda especificamente o estudo de modelos de produção do hidrogênio eletrolítico. É apresentada uma análise comparativa da logística e dos investimentos associados a cada modelo para, finalmente, definir o mais adequado ao objetivo desta dissertação.

No Capítulo 6 são determinados o custo e o preço final do hidrogênio eletrolítico produzido e realizada a análise de sensibilidade do preço, considerando alguns fatores importantes envolvidos em todo o ciclo de produção-distribuição e abastecimento do produto.

Por fim, o Capítulo 7 apresenta as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão bibliográfica

Objetivando consolidar os conceitos importantes a serem utilizados no desenvolvimento da dissertação, neste Capítulo é apresentada a pesquisa bibliográfica dos principais componentes do trabalho, a saber: a célula a combustível, dispositivo a ser utilizado na frota de ônibus a ser introduzida na cidade de Foz do Iguaçu; o uso veicular desta tecnologia, apresentando um resumo dos principais projetos de demonstração no setor; os ônibus desenvolvidos nos últimos anos, detalhando especificamente o modelo escolhido como referência e a logística envolvida na distribuição e abastecimento do hidrogênio; o processo de eletrólise da água, o qual vai fornecer o hidrogênio necessário para alimentar as células a combustível; e finalmente dados relevantes referentes à UHE Itaipu, cuja EVT será aproveitada para todo o projeto.

2.1 - Células a combustível

A origem da célula a combustível remonta ao século XIX. Um galês, educado em Oxford, advogado de profissão e aficionado pela física e química, chamado Sir William Robert Grove percebeu que se o processo de eletrólise, usando energia elétrica, poderia dividir a água em hidrogênio e oxigênio, então o oposto também seria verdade (Bockris; Reddy, 2000), ou seja, combinando hidrogênio e oxigênio, com o método correto, se produziria eletricidade. Para testar o seu raciocínio, Sir William Robert Grove, no ano de 1839, construiu um dispositivo que realizava justamente este processo, chamado por ele de “bateria a gás”. Somente anos depois é que o dispositivo foi renomeado como “célula a combustível”. O trabalho de Grove avançou na compreensão da idéia de conservação de energia e reversibilidade, mas não tinha muita aplicação

prática naquela época e, com o uso de combustíveis fósseis baratos, o interesse na "bateria a gás" diminuiu notavelmente.

A célula a combustível só começou a ganhar vida no final dos anos 30, quando o inglês Francis Thomas Bacon desenvolveu um tipo de eletrólito alcalino, conseguindo montar um sistema de 5 kW para fazer funcionar uma máquina de solda (Belli, 2007).

Décadas mais tarde, este dispositivo tornou-se a solução tecnológica para o dilema da NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) de como prover energia para missões prolongadas no espaço, já que o benefício adicional das células a combustível sobre qualquer outra tecnologia refere-se à possibilidade dos astronautas consumirem o subproduto destes dispositivos, na forma de água potável (Rifkin, 2003). Desde então, a tecnologia de célula a combustível alcançou reconhecimento por parte da indústria e do governo dos Estados Unidos e de outros países, principalmente da Europa, como uma fonte de energia limpa para o futuro.

2.1.1 - Funcionamento

Uma célula a combustível é um dispositivo eletroquímico capaz de converter a energia química de um combustível em energia elétrica, sempre que lhe seja fornecido o combustível (U.S. Department of Energy, 2004). Ao contrário de uma bateria, uma célula a combustível não armazena energia internamente, portanto não ficará sem carga. 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.

A estrutura física básica está constituída da combinação de um eletrodo negativo, o ânodo, um eletrodo positivo, o cátodo, separados por um eletrólito. Normalmente a superfície de cada eletrodo encontra-se envolvida por finas partículas de catalisador, geralmente platina, que acelera as reações e geram, ao final, eletricidade. Já o eletrólito transporta íons de um eletrodo até o outro (U.S. Department of Energy, 2004).

Considerando que a voltagem gerada por uma única célula a combustível atinge aproximadamente 0,7 V (Larminie, 2003), a tensão requerida pode ser obtida através da conexão

em série de várias células individuais, formando o que se chama de “pilha ou *stack* de células a combustível”, como se pode observar na Figura 2.1.

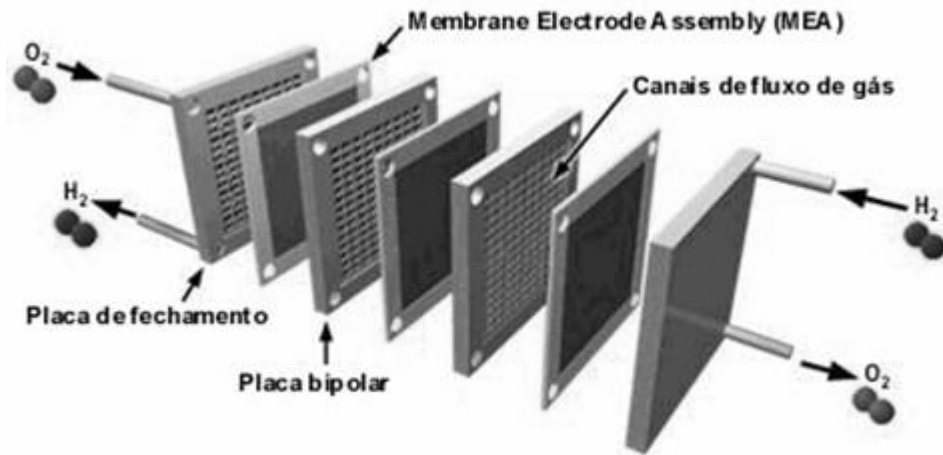


Figura 2.1 - Formação de um *stack* de células a combustível.
Fonte: Eletrocell, 2007.

Para a utilização prática de células a combustível, exceto nas de pequenas dimensões utilizadas normalmente para fins didáticos, é preciso contar com todo um sistema de apoio. Além do *stack* da célula é necessário um sistema para alimentação do combustível e do oxigênio em seus respectivos eletrodos. Esta alimentação é feita de forma homogênea e controlada para todas as células simultaneamente, verificando-se a pressão e a vazão (Larminie, 2003).

O combustível normalmente escolhido é o hidrogênio e, neste caso o vapor d'água é a única emissão proveniente da célula a combustível. Na Figura 2.2 pode-se ver um esquema do funcionamento de uma célula do tipo PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*), ou de membrana de troca de prótons, onde, na medida em que o hidrogênio flui no lado do ânodo, o catalisador de platina depositado nos eletrodos facilita a separação do gás de hidrogênio em elétrons e prótons (núcleos de átomo de hidrogênio).

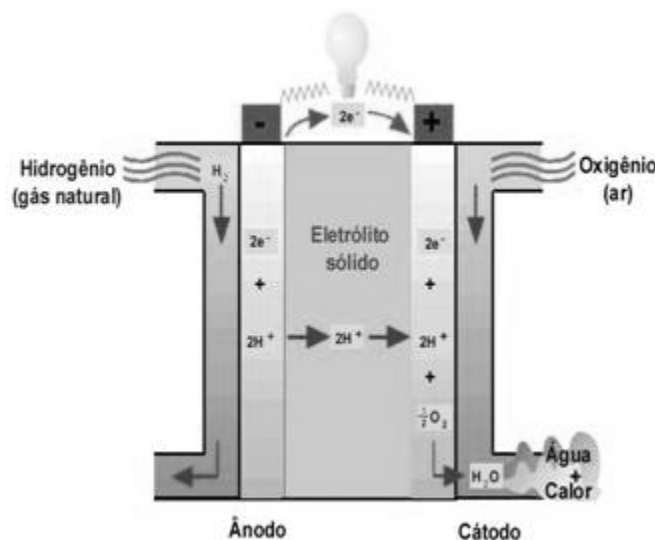


Figura 2.2 - Esquema do funcionamento de uma célula a combustível tipo PEMFC.

Fonte: Eletrocell, 2007.

Os prótons atravessam a membrana (parte central que separa os eletrodos) e, novamente com ajuda do catalisador de platina, combinam-se com o oxigênio e os elétrons no lado do cátodo, produzindo água. Os elétrons, que não podem atravessar a membrana, fluem do ânodo ao cátodo por um circuito externo, gerando uma corrente elétrica que é aproveitada.

Considerando um sistema reversível, onde não ocorrem perdas, então, toda a diminuição da energia livre de Gibbs é convertida em energia elétrica (U.S. Department of Energy, 2004; Larminie, 2003). Assim tem-se que a força eletromotriz de uma célula a combustível pode ser obtida através da Equação 2.1:

$$E = -\Delta G / 2F \quad \text{Eq. 2.1}$$

Onde F representa a constante de Faraday (96.500 C) e o número dois, a quantidade de elétrons que participa da reação para cada molécula de hidrogênio que reage.

Segundo Larminie (2003), tem-se que a eficiência de uma célula a combustível é determinada através da Equação 2.2:

$$\eta = V_c / 1,48 \quad \text{Eq. 2.2}$$

Onde V_c representa a voltagem aplicada ao dispositivo e o número 1,48, a máxima força eletromotriz considerando o poder calorífico superior do hidrogênio.

As células a combustível possibilitam a obtenção de altas eficiências, ou seja, um melhor aproveitamento do combustível, especialmente a baixas temperaturas, quando comparadas com os tradicionais motores de combustão (Fuelcellstore, 2007). Neste último, o processo de combustão converte primeiro o combustível em calor, limitando a eficiência global do processo pelo ciclo de Carnot (Castellan, 1987), permitindo várias perdas na conversão energética e resultando em baixas eficiências globais.

As vantagens das células a combustível aumentam quando se tem por finalidade a geração de energia móvel, como é o caso das células de baixa temperatura, fazendo com que a sua eficiência seja bem maior que dos motores convencionais de combustão interna. Em veículos com células a combustível espera-se obter eficiências globais de 40% a 45% e possivelmente maiores, sendo que nos veículos unicamente com motores de combustão só é atingida uma média de 16% (Fuel Cells, 2007). Vale ressaltar que finalmente a eficiência global atingida dependerá da configuração escolhida.

Normalmente, a classificação das células a combustível é feita com base no eletrólito utilizado (U.S. Department of Energy, 2004; Larminie, 2003), o que acaba determinando a faixa da temperatura de operação e os tipos de reações que ocorrem na superfície dos eletrodos. A Tabela 2.1 mostra as características das principais células a combustível utilizadas.

Dos vários tipos de células a combustível existentes, o tipo PEMFC, que utiliza como eletrólito uma membrana polimérica fluorocarbonada destinada ao transporte de prótons, é o escolhido para aplicações em dispositivos portáteis e na área de transportes, como é verificado na seção seguinte. Isto se deve, entre outros fatores, à presença de um eletrólito sólido e imobilizado, o que o torna um dispositivo bastante simples (Bıyıkoglu, 2005).

Tabela 2.1 - Principais tipos de células a combustível.

Tipo de célula a combustível	Tipo de eletrólito	Temperatura de Operação (°C)	Principais aplicações
Alcalina (AFC)	KOH	50 – 200	Naves espaciais
Membrana de Troca de Prótons (PEMFC)	Polímero (Tipo Nafion)	70 – 90	Equipamentos portáteis, transporte
Metanol Direto (DMFC)	Polímero (Tipo Nafion)	50 – 90	Equipamentos portáteis
Ácido fosfórico (PAFC)	Ácido fosfórico	150 – 220	Geração elétrica
Carbonato fundido (MCFC)	Carbonato de Li, Na e/ou K	~ 650	Geração elétrica em grande escala
Óxido sólido (SOFC)	Óxido de Zr / Y	500 – 1.000	Geração elétrica em grande escala

Fonte: Adaptado de Larminie, 2003.

2.2 - Uso veicular de células a combustível

Nos últimos anos da década de 1980 passou a existir um interesse crescente no desenvolvimento de células a combustível para utilização em veículos motorizados leves e pesados, buscando meios de transporte menos poluentes e mais eficientes (Werner, 2000).

Os governos dos Estados Unidos, de países da Europa e do Japão, assim como os fabricantes de automóveis, estão na vanguarda do desenvolvimento da tecnologia de células a combustível. Todos os importantes fabricantes de automóveis já têm ou planejam ter um veículo baseado em células a combustível para produção em curto e médio prazo (Helmolt; Eberle, 2007).

Grande parte do desenvolvimento desta tecnologia para meios de transporte está focada no tipo PEMFC, cujas características fazem desta a melhor escolha para aplicação automotiva (Collier et al, 2006). Elas operam em temperaturas relativamente baixas, entre 80 e 100 °C, o que confere uma vantagem ambiental já que nestas temperaturas não são produzidas emissões de

NO_x; apresentam uma partida rápida, o que é exigido no setor automotivo (ARB, 2002); apresentam uma alta densidade de corrente, aproximadamente 2.600 W/m²; e permitem a variação rápida da energia útil, o que é fundamental para satisfazer a demanda de mudanças de energia e permitir uma ação rápida do veículo.

Os veículos com células a combustível são um tipo especial de veículo elétrico. Enquanto que nos veículos com motor de combustão interna (MCI) movidos a óleo Diesel ou a gasolina, a energia do combustível é transmitida do motor para as rodas por um sistema de propulsão mecânico, como apresentado na Figura 2.3, nos veículos com células a combustível o sistema de propulsão é elétrico.

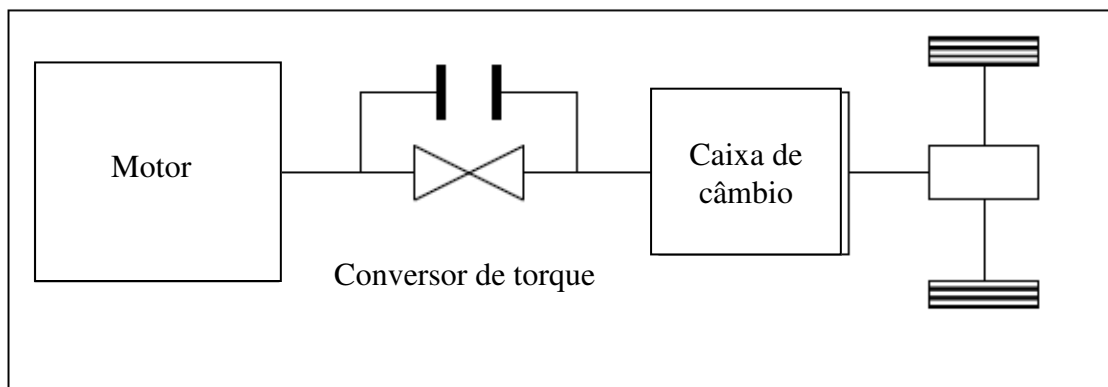


Figura 2.3 – Diagrama esquemático do sistema de propulsão de um veículo com motor de combustão interna.

Fonte: Adaptado de Larminie, 2003.

Na Figura 2.4 apresenta-se a configuração para os veículos com células a combustível que utilizam hidrogênio diretamente, o qual pode ser armazenado na forma de gás comprimido (a altas pressões, normalmente 350 bar), como líquido (resfriado a – 253 °C), ou adsorvido em hidretos metálicos. Atualmente a utilização de hidrogênio comprimido constitui o maior número de aplicações neste setor e parece ser a melhor opção em termos de custos e eficiência energética.

Quando se utiliza hidrogênio diretamente como combustível, em moderadas temperaturas, condições nas quais do cano de descarga sai apenas água, o veículo com célula a combustível é classificado como emissão zero de poluentes, denominados ZEVs (*Zero Emissions Vehicles*). Porém, pode-se armazenar no veículo outro tipo de combustível e promover a conversão deste em hidrogênio através, por exemplo, de um processo de reforma no próprio veículo (reforma *on*

board) que libera hidrogênio para suprir a célula (ARB, 2002). Vale comentar que esta opção ainda parece pouco promissora devido principalmente ao peso extra dos dispositivos auxiliares necessários e à relativa pequena vantagem adicional quanto à eficiência.

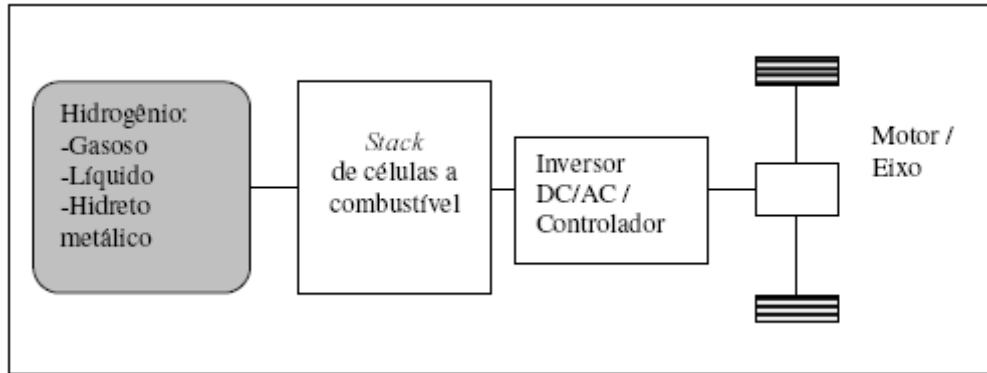


Figura 2.4 – Diagrama esquemático do sistema de propulsão de um veículo com célula a combustível.

Fonte: Araújo, 2004.

Apesar da maioria dos fabricantes de automóveis estarem desenvolvendo protótipos com a tecnologia de células a combustível utilizando hidrogênio proveniente de diferentes fontes, todos concordam que ainda existem grandes barreiras para a inserção desta tecnologia no setor de transporte (U.S. Department of Energy, 2004; Chalk et al, 2000), como por exemplo: o custo ainda elevado do desenvolvimento de veículos movidos a hidrogênio, mas que tendem a declinar acentuadamente com os ganhos de escala (Eletrocell, 2007); e a necessidade de uma infraestrutura de produção, transporte e distribuição do hidrogênio, o que exigirá o dispêndio de recursos financeiros elevados (Brain, 2007).

Por outro lado, o contínuo trabalho da indústria automobilística por uma solução que permita a diminuição do consumo de combustível e da emissão de poluentes pelos automóveis tem considerado também a configuração híbrida, tecnologia que tenta incorporar as forças dos dois tipos de motores (combustão à gasolina ou outro combustível e o elétrico). Na configuração híbrida o motor elétrico pode ser alimentado com uma bateria convencional ou utilizar hidrogênio e células a combustível. Vários pesquisadores acreditam que a tecnologia híbrida seja a ponte que permita chegar ao uso de veículos com células a combustível (Demirdöven, 2004).

Na seção seguinte é feita uma resenha sobre os principais projetos de demonstração da tecnologia do hidrogênio aplicada ao setor de transporte coletivo de pessoas.

2.2.1 – Projetos de demonstração de uso do hidrogênio no transporte coletivo de pessoas

Desde o início dos anos 90 começaram a surgir vários protótipos funcionais de ônibus movidos a hidrogênio utilizando células a combustível e pouco tempo depois se iniciou o planejamento dos primeiros projetos de demonstração desta tecnologia no setor de transporte coletivo de passageiros.

Dois desses projetos avaliaram seus protótipos em testes de longa duração e condições normais de uso. Entre 1998 e 2000, as cidades de Chicago (Estados Unidos) e Vancouver (Canadá) testaram seis ônibus urbanos com célula a combustível, três em cada localidade, no denominado *Chicago & Vancouver Program*. Foi criada toda a infra-estrutura de suporte (abastecimento, manutenção, etc.) para que esses veículos pudessem operar normalmente. Os ônibus utilizados foram os chamados P3, desenvolvidos em conjunto com a empresa canadense Ballard e a montadora New Flyer Industries dos Estados Unidos. Ao todo, os seis veículos percorreram 118.000 km e transportaram mais de 200.000 passageiros (Cavallari, 2004). Essas experiências são consideradas a base do programa europeu detalhado adiante.

Vários foram os fatores motivadores que levaram as autoridades de 9 cidades da União Européia: Amsterdã (Holanda), Barcelona e Madri (Espanha), Hamburgo e Stuttgart (Alemanha), Londres (Reino Unido), Luxemburgo (Luxemburgo), Porto (Portugal) e Estocolmo (Suécia), a propor o maior projeto no mundo de demonstração da factibilidade e viabilidade do uso da tecnologia do hidrogênio aplicada ao setor de transporte coletivo de passageiros, denominado projeto CUTE (*Clean Urban Transport for Europe*).

Iniciado em novembro de 2001, o projeto CUTE teve uma primeira fase de dois anos de duração, tempo suficiente para a construção da infra-estrutura necessária (garagens, oficinas, postos de suprimento de hidrogênio, treinamento do pessoal, entre outros), além da montagem dos ônibus. A entrada em operação do primeiro ônibus foi planejada para meados de 2003 e,

efetivamente em maio de 2003, o primeiro ônibus a hidrogênio começou a circular na cidade de Madri, na Espanha. Até o final desse mesmo ano os 26 veículos restantes foram postos em circulação nas diversas cidades européias (CUTE, 2006).

O projeto consistiu basicamente da inserção de três ônibus da DaimlerChrysler, o *Citaro Fuel Cell Bus*, com células a combustível, alimentados com hidrogênio proveniente de diferentes fontes, dentro do sistema regular de transporte coletivo urbano das cidades participantes, avaliando o desempenho dos veículos em diferentes condições climáticas e topográficas.

Os principais objetivos do projeto (CUTE, 2004) foram:

- Testar o desempenho de 27 ônibus com células a combustível dentro do sistema regular de transporte coletivo urbano das cidades participantes, levando em consideração as diferentes condições de operação encontradas em cada cidade;
- Planejar, construir e operar a infra-estrutura necessária tanto para a produção como para o fornecimento do hidrogênio em pontos estratégicos;
- Coletar a maior quantidade de informação possível a respeito da segurança, padronização e produção do hidrogênio, e trocar experiências sobre o funcionamento dos veículos submetidos às diferentes condições climáticas e topográficas das cidades participantes;
- Analisar, do ponto de vista técnico, econômico e ecológico, o ciclo de vida dos veículos, comparando-os com alternativas, quantificando a redução de emissão de CO₂ e sua contribuição para auxiliar no cumprimento da obrigação européia do Protocolo de Quioto;
- Disseminar o conhecimento da tecnologia do hidrogênio para a população, a fim de mostrar a importância deste tipo de alternativa energética de menor impacto ambiental e à saúde pública.

Paralelamente ao projeto CUTE, foi iniciado o projeto ECTOS (*Ecological City Transport System*) na cidade de Reikjavik, na Islândia. Sua proposta era similar ao CUTE, já que o objetivo principal foi testar o funcionamento de três ônibus, também do modelo *Citaro Fuel Cell Bus*, dentro do sistema regular de transporte urbano da cidade, visando demonstrar a

confiabilidade do uso desta alternativa tecnológica através da coleta da maior quantidade de informação para possibilitar, no futuro, uma boa organização da distribuição e infra-estrutura do sistema de abastecimento do hidrogênio ao setor veicular (ECTOS, 2005.a). Na Figura 2.5 pode-se observar o esquema da estação de hidrogênio deste projeto. O mesmo foi construído ao lado de um posto de gasolina e atendeu todas as estritas normas de segurança exigidas pelo país (ECTOS, 2003).



Figura 2.5 - Esquema da estação do hidrogênio do projeto ECTOS.
Fonte: ECTOS, 2003.

Apoiado financeiramente por um dos programas marco da Comissão Européia (*5th Framework Programme*), a primeira fase, iniciada em 2001, correspondeu à preparação da infra-estrutura necessária e durou dois anos. Em 2003 inaugurou-se a estação de hidrogênio na cidade de Reikjavik, composto da planta de produção, armazenamento e o posto de abastecimento da frota dos ônibus com células a combustível (ECTOS, 2003).

Segundo os coordenadores do projeto (ECTOS, 2005.b) a escolha da cidade de Reykjavík como local para o desenvolvimento do mesmo possibilitou uma excelente coleta de dados, já que a população, com alto grau de educação, acompanhou o desenvolvimento de todo o projeto, permitindo avaliar a aceitação da tecnologia do hidrogênio pela sociedade; e já que, diante da pequena frota de ônibus de transporte urbano da cidade, os três ônibus utilizados representavam aproximadamente 4% da frota total e, portanto, não passavam despercebidos.

Em 2002, o governo do Oeste da Austrália iniciou o primeiro projeto de demonstração da tecnologia do hidrogênio aplicada ao setor de transporte coletivo urbano nesse país, desenvolvido especificamente em Perth. O projeto, denominado STEP (*Sustainable Transport Energy Program*), foi coordenado pela autoridade de transporte, o PTA (*Public Transport Authority*) e contou com a participação de várias organizações ambientais da cidade além da Universidade de Murdoch, esta encarregada de avaliar o desempenho técnico dos ônibus durante o desenvolvimento do projeto e analisar a aceitação desta nova tecnologia pela sociedade (Trial Evaluation Programme, 2007).

O projeto iniciou-se com uma primeira fase para a instalação da infra-estrutura necessária para a produção e abastecimento do hidrogênio, cuja duração foi de dois anos, para em seguida dar início à segunda fase, de inserção de três ônibus com células a combustível. A Tabela 2.2 mostra os dados consolidados dos três projetos mencionados.

Tabela 2.2 – Comparação dos principais projetos de demonstração da tecnologia do hidrogênio aplicada ao setor de transporte coletivo de pessoas

Características	ECTOS	STEP	CUTE
Cidade (País) participante	Reykjavik (Islândia)	Perth (Austrália)	Amsterdã (Holanda); Barcelona e Madri (Espanha); Londres (Reino Unido); Hamburgo e Stuttgart (Alemanha); Porto (Portugal); Luxemburgo (Luxemburgo); Estocolmo (Suécia)
Início	2001	2002	2001
Finalização	2005	2007	2006
Modelo do ônibus utilizado	Citaro Fuel Cell Bus	Citaro Fuel Cell Bus	Citaro Fuel Cell Bus
Quantidade de ônibus utilizados	3 (três)	3 (três)	27 (vinte e sete)
Total de tempo de operação dos ônibus (h)	5.216	11.704	62.545
Quilometragem total percorrida (km)	89.243	259.545	841.123
Consumo de hidrogênio do ônibus (kg/100 km)	19,5	18,1	22,8
Processo de obtenção de hidrogênio	Eletrólise da água	Associado a refinaria de petróleo	Eletrólise da água Reforma de Gás Natural Associado a refinaria de petróleo
Capacidade de produção de hidrogênio (m ³ /h)	60	Segundo a necessidade	Segundo a necessidade
Quantidade de hidrogênio fornecido (kg)	17.342	46.954	>192.000 kg

Fonte: Elaboração própria a partir de ECTOS, 2005.b; CUTE, 2006; Crockcoft, 2007.

A fim de dar continuidade ao projeto de demonstração da tecnologia do hidrogênio e aproveitar toda a infra-estrutura montada nos três projetos mencionados, em janeiro de 2006 foi iniciado oficialmente o projeto denominado Hyfleet:CUTE.

Este novo projeto visa a utilização de 47 ônibus, 33 deles com a tecnologia de células a combustível e 14 com motores de combustão interna adaptados para utilizar hidrogênio, inseridos dentro do sistema regular de transporte coletivo urbano de 10 cidades de três continentes, a saber, Reykjavik (Islândia) inicialmente parte do projeto ECTOS; Perth (Austrália) inicialmente do projeto STEP; Beijing (China); Londres (Reino Unido); Amsterdã (Holanda); Luxemburgo (Luxemburgo); Madri e Barcelona (Espanha); Hamburgo e Berlim (Alemanha). A cidade portuguesa de Porto e a cidade alemã de Stuttgart deixaram de participar, porém outras duas cidades foram incorporadas: a cidade alemã de Berlim e a cidade chinesa de Beijing, estendendo, neste último caso, a iniciativa de demonstração ao continente asiático (Hyfleet:CUTE, 2007). A Figura 2.6 mostra o ônibus com motor de combustão interna utilizado no projeto.



Figura 2.6 - Ônibus com motor a combustão interna utilizado no projeto Hyfleet:CUTE.
Fonte: H2mobility, 2007.

No Brasil também foi lançado um projeto de ônibus a hidrogênio, em novembro de 2006, sob a coordenação da EMTU/SP (Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos do Estado de São Paulo) e apoiado financeiramente pelo PNUD (Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento), pela GEF (*Global Environment Facility*) e pela FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) (PNDU, 2007).

O projeto consiste na aquisição, operação e manutenção de cinco ônibus com células a combustível movidos a hidrogênio (modelo ainda não especificado); instalação de uma estação de produção de hidrogênio por eletrólise da água para abastecimento dos ônibus; e

acompanhamento do desempenho dos veículos (EMTU, 2007). Esta frota de ônibus operará dentro do sistema de transporte coletivo urbano da cidade de São Paulo, no corredor metropolitano São Mateus – Jabaquara, com uma extensão de 33 km. Inicialmente a previsão era adquirir pelo menos um dos ônibus para entrar em operação no ano de 2007, mas até dezembro deste mesmo ano não surgiu informação nenhuma a este respeito. A Figura 2.7 mostra um esquema do posto de hidrogênio que funcionará em São Paulo como parte do projeto mencionado.



Figura 2.7 – Esquema do posto de hidrogênio a ser construído como parte do projeto da EMTU/SP.

Fonte: Mora, 2007.

No que tange ao transporte coletivo de passageiros e principalmente pela motivação ambiental dos últimos anos, vários foram os protótipos de ônibus desenvolvidos utilizando a tecnologia de células a combustível. A seguir são apresentados os principais modelos de ônibus e suas características.

2.2.2 – Ônibus movidos a hidrogênio

O primeiro ônibus desta modalidade foi apresentado em 1993 em Vancouver, British Columbia, Canadá, o denominado *Ballard Fuel Cell Bus P1*, protótipo desenvolvido pela

empresa canadense *Ballard Power Systems Inc.* utilizando como plataforma o modelo *New-Flyer 40* da *New Flyer Industries Ltda.* Consistiu em um ônibus com 10 metros de comprimento, com capacidade para 21 passageiros e um sistema de células a combustível tipo PEMFC de 120 kW, armazenando hidrogênio gasoso a 250 bar (25 MPa) distribuídos em dez cilindros localizados sob o piso do veículo (CADDET, 1996). Esta foi a primeira geração de ônibus desenvolvida pela empresa e deu origem a outras gerações melhoradas deste protótipo.



Figura 2.8 - Ballard Fuel Cell Bus P1, o primeiro ônibus com células a combustível do planeta.
Fonte: Cropper M., 2003.

A segunda geração de ônibus foi apresentada em 1995 e denominada *Ballard Fuel Cell Bus P2*. A Figura 2.9 mostra o ônibus, com 12 metros de comprimento, piso baixo, capacidade para 60 passageiros e, equipado com um sistema de células a combustível de 260 kW (H2mobility, 2007).



Figura 2.9 - Ballard Fuel Cell Bus P2 (1995).
Fonte: CADDET, 1996.

Finalmente, a terceira geração, desenvolvida sobre a plataforma do ônibus H40LF da *New Flyer Industries Ltda.* foi o denominada *Ballard Fuel Cell Bus P3* e utilizada no programa conjunto realizado entre as cidades de Vancouver (Canadá) e Chicago (Estados Unidos) entre os anos de 1998 e 2000, como mencionado anteriormente. O veículo mostrado na Figura 2.10 contava com um sistema de células a combustível com potência de 205 kW.



Figura 2.10 - Ballard Fuel Cell Bus P3 (1997).
Fonte: FCBus-Club, 2007.

Durante a Copa do Mundo de futebol de 2006, realizada na Alemanha, foram utilizados dois ônibus com a tecnologia de células a combustível. Um deles foi o desenvolvido pela empresa *Hyundai Motors Corporation*, mostrado na Figura 2.11, em parceria com a *Enova Systems*, empresa fornecedora do sistema elétrico de tração. Este protótipo, com 27 poltronas, foi utilizado em Berlim e contava com um sistema de células a combustível de 160 kW e um sistema de supercapacitores de 80 kW. No teto do veículo localizaram-se os tanques de armazenamento de hidrogênio comprimido, com um volume físico total de 1.640 litros, onde o gás era armazenado a 350 bar (35 MPa) de pressão (H2mobility, 2007).



Figura 2.11 - Hyundai FC Bus utilizado na Copa do Mundo, 2006.
Fonte: H2mobility, 2007.

O outro veículo utilizado, mostrado na Figura 2.12, rodou nas cidades de Gelsenkirchen, Dortmund and Köln e foi desenvolvido sob a coordenação do governo de North-Rhine Westphalia, com a participação da *Hydrogenics GmbH*, fornecedora do sistema de potência de 27 kW, composta por um sistema de células a combustível e baterias alcalinas. Este protótipo de 6 metros de comprimento, contava com 9 poltronas, capacidade de armazenar 5,8 kg de hidrogênio a 350 bar (35 MPa) de pressão em tanques localizados no teto, o que lhe conferia uma autonomia de aproximadamente 200 km (Energy Agentur. NRW, 2007).



Figura 2.12 - NRW FC Bus utilizado na Copa do Mundo, 2006
Fonte: Energy Agentur. NRW, 2007.

2.2.3 - O ônibus Citaro Fuel Cell Bus

Atualmente pode-se considerar que a empresa *Daimler-Chrysler* é a líder mundial no desenvolvimento de ônibus com células a combustível (UNDP, 2007). Em 1997 a empresa lançou o denominado NEBUS (*New Electric Bus*), baseado sobre a plataforma do ônibus urbano Mercedes Benz O 405 N, em parceria com a empresa canadense *Ballard Power Systems*. Este veículo estava equipado com um sistema de células a combustível de 205 kW de potência. A tração era realizada por dois motores elétricos independentes, localizados nas rodas traseiras. O hidrogênio era armazenado em sete tanques (volume físico total de 1.050 litros) localizados no teto do veículo a uma pressão máxima de 300 bar (30 MPa). Apresentava uma velocidade máxima de 80 km/h, autonomia de aproximadamente 200 km e capacidade para 62 passageiros (H2mobility, 2007).

Melhorias neste protótipo deram origem ao *Citaro Fuel Cell Bus*, apresentado em 2002 e desenvolvido sobre a plataforma do Mercedes-Benz Citaro Diesel e montado pela empresa *EvoBus Ltda.*, subsidiária da *Daimler-Chrysler*. Na Tabela 2.3 estão resumidas as principais características físicas e operacionais deste veículo.

Tabela 2.3 – Principais características físicas e operacionais do *Citaro Fuel Cell Bus*

Características gerais	Comprimento total	11,950 m
	Largura total	2,550 m
	Altura total	3,688 m
	Peso bruto	18.000 kg
	Número de poltronas	30
	Número máximo de passageiros	70
Combustível	Hidrogênio gasoso a temperatura ambiente	CGH ₂
	Capacidade de armazenagem	42 kg
	Pressão de armazenagem	350 bar
	Volume físico total dos tanques de armazenagem	1.845 l
	Número de tanques	9
	Pressão de operação	10 bar
	Fluxo (máx.)	0,005 kg/s
Desempenho*	Faixa de Consumo	18,1 – 22,8 kg/100 km
	Consumo médio	0,205 kg/km
Sistema de células a combustível	Potência	205 kW
	Temperatura de operação	70°C a 80°C
	Ambiente de operação	- 20°C a 40°C
Sistema de tração	Saída nominal do motor	250 kW
	Capacidade	340 kVA
	Voltagem de operação	14 – 35 V
	Frequência nominal de saída (máx.)	400 Hz

* Com base nos relatórios dos projetos CUTE, STEP e ECTOS.

Fonte: Elaboração própria a partir de CUTE, 2004.

O veículo está dotado com o sistema de células a combustível HY-205 P5-1, quinta geração de sistema desenvolvido pela empresa *Ballard Power Systems*, constituído por dois módulos de células a combustível tipo PEMFC com potência total de 205 kW; os tanques de armazenamento do hidrogênio estão montados sobre o teto, junto ao sistema de resfriamento, com um radiador e dois ventiladores; também dispõe de sistema inversor de corrente; conversor automático de torque; sistema eletrônico de controle das células a combustível; e sistema de suprimento do ar, entre os mais importantes (CUTE, 2004).

O chassi foi reforçado, sobretudo na área do teto para suportar o peso extra devido ao sistema de células a combustível, ao sistema de condicionamento de ar e aos tanques de hidrogênio. O sistema de suspensão também foi adaptado para suportar esta nova infra-estrutura.

A utilização do *Citaro Fuel Cell Bus*, mostrado na Figura 2.13, nos projetos CUTE, STEP, ECTOS e também escolhido para o Hyfleet:CUTE, o torna o mais difundido dentre todos os veículos. Os testes em diferentes condições climáticas e topográficas apresentaram resultados satisfatórios, tanto no que se refere ao consumo como no bom desempenho em clima quente, temperado e frio. Em função destes motivos, optou-se por este veículo como modelo de referencia para realizar os cálculos e as estimativas desta dissertação.



Figura 2.13 - Citaro Fuel Cell Bus
Fonte: H2mobility, 2007.

2.2.4 – Distribuição e Abastecimento de Hidrogênio em Veículos

Uma vez produzido, o hidrogênio pode ser armazenado e usado independentemente do tempo de produção, apesar da maior parte do hidrogênio produzido ser consumido quase de imediato no centro produtor (Silva, 1991). O armazenamento pode ser feito na forma gasosa, em depósitos sob alta pressão (entre 200 e 350 bar) e à temperatura ambiente; como também pode ser armazenado e transportado quase sem pressão em tanques criogênicos sob a forma líquida (Statkraft Development AS, 2007).

Vários trabalhos têm focado na logística de distribuição do hidrogênio. Na Tabela 2.4 observa-se a representação dos resultados obtidos no estudo de Yang, C; Ogden, J. (2006), que têm analisado o modal de menor custo em função da demanda diária (kg/dia) e da distância de distribuição (km).

Tabela 2.4 – Representação do modo de abastecimento de menor custo em função da demanda de hidrogênio e distância de entrega.

	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	350	375	400	425	450	475	500
2000	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G	L	L	L	L	L	L	L
4000	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
6000	G	G	G	G	G	G	G	G	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
8000	P	G	G	G	G	G	G	G	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
10000	P	G	G	G	G	G	G	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
12000	P	G	G	G	G	G	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
14000	P	P	G	G	G	G	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
16000	P	P	P	P	P	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
18000	P	P	P	P	P	P	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
20000	P	P	P	P	P	P	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
30000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
40000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
50000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	L	L	L	L	L	L
60000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	L	L	L	L
70000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	L
80000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P
90000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P
100000	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P

G = distribuição de hidrogênio gasoso em caminhões; L = distribuição na forma líquida em caminhões; P = distribuição através de gasodutos.

Fonte: Yang C. and Ogden J., 2006.

O transporte de hidrogênio através de gasodutos vem sendo utilizado em alguns países há muitos anos e sem que tenham sido relatados problemas extraordinários advindos desse uso (Silva, 1991), o que faz com que este tipo de transporte seja considerado bastante seguro. É normalmente recomendado para grandes quantidades do gás devido ao alto custo de implementação.

Já o transporte gasoso por meio de caminhões até o centro de abastecimento pode ser feito em grupo de cilindros de aproximadamente 90 litros cada e a uma pressão entre 200 e 250 bar; ou utilizando grandes cilindros, denominados tubos, de aproximadamente 3.000 litros cada, que podem em conjunto (normalmente de oito tubos) transportar até 350 kg a 200 bar de pressão (Bossel, 2003). Este sistema conjunto, mostrado na Figura 2.14, tem mostrado muita utilidade em alguns projetos de demonstração, como no caso do projeto CUTE.



Figura 2.14 – Tubos e cesta de cilindros para transporte gasoso de hidrogênio comprimido.
Fonte: HIE team, 2006.

Uma vez no centro de abastecimento, normalmente o hidrogênio é armazenado a alta pressão para ser transferido ao tanque do veículo por diferença de pressão. A fim de minimizar a energia gasta no processo de compressão, o armazenamento do gás é feito em múltiplos cilindros a diferentes pressões (Thomas et al, 2001), sendo este sistema denominado de cascata (*Cascade Filling System*).

O conceito da cascata de pressão pode ser explicado da seguinte forma: geralmente dispõe-se de hidrogênio comprimido em três níveis de pressão (alta – média – baixa). O processo de abastecimento ao tanque do veículo é iniciado a partir do cilindro de baixa pressão e 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). Normalmente todo o processo é realizado de forma automática.

Segundo o relatório técnico do projeto CUTE (2004), o processo de abastecimento é realizado da seguinte maneira: primeiramente o veículo deve ser conectado a terra, para evitar

que cargas eletrostáticas venham a ocasionar faíscas que poderiam gerar ignição do hidrogênio vazado. Em seguida, é fixado o conector (bocal) à entrada de tanque do veículo. Na medida em que é recarregado o hidrogênio, os sensores específicos associados à bomba verificam o aumento da pressão e também a variação da temperatura. Todo o processo de recarga dura em média 15 minutos (CUTE, 2006), exigindo que as estações de abastecimento se encaixem dentro do limite de 12 a 30 minutos.

Diante do estudo realizado sobre os ônibus a célula a combustível, apresenta-se a seguir a revisão bibliográfica do processo de eletrólise da água para a produção de hidrogênio.

2.3 - Produção de hidrogênio através da eletrólise da água

Como o hidrogênio praticamente não é encontrado na natureza na forma livre, ele deve ser retirado de substâncias onde esteja presente, como a água ou compostos orgânicos, para ser utilizado para objetivos energéticos ou químicos (Hyweb, 2007). Estas reações não ocorrem espontaneamente, sendo por isso necessária a utilização de outras formas de energia para sua obtenção (Silva, 1991).

Apesar de existir vários métodos para a produção do hidrogênio, o processo de reforma vapor de hidrocarbonetos leves (compostos com cadeias carbônicas situadas entre o metano e a nafta) é um dos métodos mais utilizados para produzir gases ricos em hidrogênio devido principalmente ao menor custo, sendo normalmente o gás natural a matéria-prima escolhida (Camargo, 2004).

Segundo Silva (1991) existem outros métodos para a produção de hidrogênio, como: gaseificação de carvão; oxidação parcial de hidrocarbonetos pesados; gaseificação de madeira e resíduos agrícolas; decomposição térmica da água; e decomposição termoquímica da água.

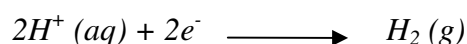
Neste trabalho é analisado apenas o processo denominado eletrólise da água, uma vez que se pretende analisar o aproveitamento da EVT da UHE Itaipu. Este processo baseia-se na utilização da energia elétrica para separar os componentes da água (hidrogênio e oxigênio) e foi

apresentado pela primeira vez pelos químicos ingleses William Nicholson e Anthony Carlisle no ano de 1800 (Bockris; Reddy, 2000).

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, 1987), através do qual pode-se obter hidrogênio molecular de alta pureza.

A decomposição da água pela eletrólise ocorre quando se aplica uma força eletromotriz acima de um potencial mínimo, formada de duas reações parciais que se realizam nos eletrodos. Os próprios eletrodos são separados por um íon que conduz eletrólito. As reações verificadas no caso de um meio condutor ácido (Ullmann's, 1997), são:

- Cátodo



- Ânodo

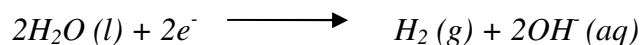


- Total



No caso de um meio condutor básico, tem-se:

- Cátodo



- Ânodo



- Total



Como se pode observar, tanto em meio ácido como em meio básico, no ânodo ocorre uma oxidação e no cátodo a redução com a conseqüente produção de hidrogênio. A diferença está nas espécies envolvidas no processo de oxirredução: por um lado estão envolvidos os prótons (H^+) e por outro os íons hidroxila (OH^-).

Ao final, independentemente do meio condutor, a reação global é a mesma, assim como a entalpia de reação, igual a +286 kJ/mol.

Fazendo um balanço energético da eletrólise da água e considerando um processo reversível, tem-se (Ullmann's, 1997) que a energia elétrica fornecida pelo gerador é igual à variação da energia química do sistema, expressado pela Equação 2.3.

$$E \cdot Q = -\Delta G \quad \text{Eq. 2.3}$$

Onde E corresponde a tensão mínima para a eletrólise; Q , a carga transferida à reação e ΔG , a variação da energia livre de Gibbs da reação.

A partir da termodinâmica obtém-se deste processo (Silva, 1991) duas equações, a primeira que apresenta a tensão mínima para o desenvolvimento das reações (Equação 2.4) e a outra, que apresenta a tensão termoneutra, onde não há troca de calor entre o sistema químico e o meio ambiente (Equação 2.5).

$$V_1 = -\Delta G / n.F \quad \text{Eq. 2.4}$$

$$V_2 = \Delta H / n.F \quad \text{Eq. 2.5}$$

Onde n representa o número de elétrons transferidos na reação; F , a constante de Faraday (96.500 Coulombs/Equivalente) e ΔH , a variação da entalpia da reação.

Assim, chega-se às seguintes observações:

- Para tensões abaixo de V_1 a eletrólise não ocorre;
- Para tensões entre V_1 e V_2 a eletrólise ocorre desde que seja fornecido calor ao processo;

- Para tensões acima de V_2 a eletrólise é obtida com transferência de calor para o meio ambiente.

Outros detalhes do processo podem ser vistos no trabalho de Souza (1998).

Até o final dos anos 80, apenas 0,1% a 0,2 % da produção mundial de hidrogênio foi diretamente realizada via eletrólise, principalmente associado à utilização de hidroeletricidade. Mesmo esta pequena quantidade vem diminuindo uma vez que a produção por meio eletrolítico não consegue concorrer do ponto de vista econômico com outros processos de obtenção de hidrogênio, como o processo de reforma do gás natural (Hyweb, 2007). Assim, este processo só é economicamente viável em locais onde a energia elétrica tem um custo baixo e torna-se uma opção importante nos países de grande potencial hidroelétrico (Kruger, 2001).

Os dispositivos nos quais ocorre a decomposição da água através da eletricidade, denominados eletrolisadores; os tipos existentes e suas eficiências; e os principais fabricantes são resumidos no seguinte item.

2.3.1 - Eletrolisadores

A estrutura básica destes dispositivos, assim como das células a combustível, é formada por um eletrodo positivo e um eletrodo negativo, separados por um eletrólito. Para fins práticos são conectadas múltiplas células eletrolíticas em paralelo, denominadas arranjo unipolar e conhecidas também como tipo tanque; ou conectadas em série, denominadas arranjo bipolar ou conhecidas como tipo filtro-prensa (Fahmy ; Abdel-Rehim , 1999).

Segundo Silva (1991) os eletrolisadores podem ser agrupados em três tipos: convencionais, modernos e avançados. O primeiro tipo utiliza uma solução eletrolítica como meio condutor iônico e materiais convencionais como estruturas de aço carbono, diafragmas de amianto e anodos protegidos por niquelação clássica. Operam em temperaturas na faixa de 70 a 80 °C e têm rendimentos da ordem de 70% a 80 %. Em geral são os que apresentam maiores dimensões.

Os eletrolisadores modernos têm seus eletrodos recobertos por materiais catalisadores e com superfícies rugosas, utilizam membranas separadoras à base de teflon ou outros materiais que permitem a operação do eletrolisador em temperaturas mais elevadas, de 80 a 120 °C, e sob pressão. Atingem rendimentos da ordem de 75% a 85%.

Os eletrolisadores avançados são comparativamente mais compactos, operam com altas densidades de corrente e utilizam também catalisadores e metais nobres. Alguns modelos utilizam eletrólitos sólidos, como os utilizados nas células a combustível do tipo PEM.

A configuração básica deste tipo de dispositivo é muito simples, formada por um eletrodo positivo (o ânodo), um eletrodo negativo (o cátodo) e separados por uma barreira física, normalmente asbesto. A polaridade é o contrário das células a combustível, o que normalmente causa confusão (Larminie, 2003). Os eletrodos podem ser de vários tipos de materiais, sendo muitas vezes utilizado grafite revestido de um material eletrocatalítico.

Para complementar o sistema de eletrólise são necessários outros componentes auxiliares (Silva, 1991), como:

- A unidade de potência, responsável pela alimentação elétrica de todo o processo;
- O retificador de corrente, dispositivo necessário para converter a corrente alternada em corrente contínua;
- O separador de gases, dispositivo que depende do tipo de eletrolisador escolhido;
- A unidade de purificação, para retirada de impurezas inerentes ao processo de produção;
- E as unidades de armazenamento.

A eficiência dos eletrolisadores é obtida a partir da Equação 2.6:

$$\eta = 1,48 / V_c \quad \text{Eq. 2.6}$$

Como visto, é a inversa da equação utilizada para obter a eficiência das células a combustível. Os valores reais de V_c tipicamente estão entre 1,6 e 2,0 V, dependendo da densidade de corrente (Larminie, 2003), o que resulta numa eficiência da maioria dos equipamentos disponíveis no mercado de 60% a 70%.

Na atualidade existem várias empresas fabricantes de eletrolisadores, das quais se destacam quatro principais, apresentadas a seguir:

- Teledyne Energy Systems Inc., empresa norte-americana, com sede em Maryland, dedicada não só à fabricação de eletrolisadores, mas também de células a combustível e equipamentos termoelétricos. É um dos maiores fornecedores mundiais de sistemas de geração de hidrogênio e oxigênio (Teledyne, 2007). Seus equipamentos são recomendados para geração em grande escala, já que possuem capacidade na faixa de 28 a 42 m³/h de hidrogênio. Sua linha TITAN™ EC de eletrolisadores atende a uma ampla faixa de consumidores nas áreas de geração de energia, alimentos, microeletrônica, vidros e outras aplicações industriais com uma alta pureza do hidrogênio produzido, inclusive acima de 99,9998%.

- Norsk Hydro ASA, empresa norueguesa, estabelecida em 1905, no qual o governo desse país possui aproximadamente 43,8% das ações. Opera em três áreas estratégicas, a saber, agricultura (fertilizantes, produtos químicos), exploração de metais (alumínio, magnésio) e exploração de petróleo e energia. A linha de produção de eletrolisadores desta empresa contempla basicamente dois tipos: atmosféricos e de alta pressão. O termo atmosférico se refere ao fato de que o hidrogênio produzido é fornecido em pressões baixas (0,002 a 0,005 bar), exigindo o uso de compressores. Já os eletrolisadores de alta pressão produzem o hidrogênio à pressão de 15 bar, aliviando a necessidade de compressores (Santos Jr., 2004). Os eletrolisadores da Norsk são bipolares, do tipo filtro prensa, e seus eletrodos possuem uma cobertura catalítica que reduz a voltagem da célula e permite reduzir o consumo de energia para 4,1 kWh/m³ (Norsk Hydro, 2007.b)

- Proton Energy Systems, empresa norte-americana, com sede em Rocky Hill, Connecticut, criada em 1996. Os geradores de hidrogênio produzidos por esta empresa utilizam a tecnologia PEM, que substitui os eletrólitos líquidos, a mesma tecnologia

utilizada em células a combustíveis. A principal linha da empresa, os eletrolisadores HOGEN®, capazes de produzir hidrogênio com pureza de até 99,999 %, são projetados para atender às necessidades de diversos usuários de hidrogênio, tais como indústria de fabricação de semicondutores, processamento de metais, indústrias químicas, processamento de óleo, meteorologia, resfriamento de geradores e pesquisas em células a combustível (Hydrogen now, 2007).

- Stuart Energy Systems, Inc., empresa canadense, com sede em Toronto e Ontário, foi estabelecida em 1984. O sistema de células atualmente comercializado e patenteado pela empresa, o eletrolisador da linha DEP, apresenta um significativo desenvolvimento tecnológico (Santos Jr., 2004). A nova tecnologia combina baixo custo e eficiência energética incorporando eletrodos até 95% mais leves e até 92% menores que os eletrodos utilizados até 1995. O eletrolisador DEP utiliza ainda materiais de baixo custo tais como aço carbono, níquel e materiais poliméricos, não utilizando platina ou titânio. O eletrólito líquido é utilizado para garantir a operação efetiva, incluindo a retirada de calor. No ano de 2003, a Stuart adquiriu a empresa belga Vanderborre Hydrogen Systems, responsável pela tecnologia IMET de eletrolisadores, incorporada à sua linha de produtos. Em 2004, a empresa lançou o SES (*Stuart Energy Station*) equipamento concebido para gerar pequenas quantidades de hidrogênio, aproximadamente 6 kg/dia, para uso em aplicações industriais ou em transporte em pequena escala (Hydrogen now, 2007). Em 2005, as ações da empresa foram adquiridas pela Hydrogenics Corporation (2007), passando a formar parte desta corporação.

2.4 - A Usina Hidrelétrica de Itaipu

A UHE Itaipu, localizada na divisa entre o Brasil e o Paraguai, no Rio Paraná, é considerada a maior usina em produção de energia elétrica no mundo e uma das sete maravilhas do mundo moderno pela Sociedade Americana de Engenharia Civil (ITAIPU, 2005). Mesmo com a construção da UHE Três Gargantas, no Rio Yang-tse, na China, Itaipu continuará sendo, ainda por muitos anos, a maior hidrelétrica do mundo no item mais importante: a produção de energia (Portal Oeste, 2007).

Este empreendimento binacional é resultado de intensas negociações entre os dois países, que ganharam impulso na década de 60 (ITAIPU, 2007.a). Em 22 de junho de 1966, os ministros das Relações Exteriores do Brasil, Juracy Magalhães, e do Paraguai, Sapena Pastor, assinaram a Ata de Iguaçu, uma declaração conjunta que manifestava a disposição para estudar o aproveitamento dos recursos hídricos pelos dois países no trecho do Rio Paraná "(...) desde e inclusive o Salto de Sete Quedas até a foz do Rio Iguaçu (...)" (ITAIPU, 1994). Porém, somente em 26 de abril de 1973 é que Brasil e Paraguai assinaram o Tratado de Itaipu, instrumento legal para o aproveitamento hidrelétrico do Rio Paraná pelos dois países. Em maio de 1974 foi criada a entidade binacional Itaipu para gerenciar a construção da usina e o início efetivo das obras ocorreu em janeiro do ano seguinte.

Em 13 de outubro de 1982, com a conclusão das obras da barragem de Itaipu, as comportas do canal de desvio foram fechadas e começou a ser formado o reservatório da usina. Em 5 de maio de 1984, entrou em operação a primeira unidade geradora da usina e as demais 19 unidades geradoras foram sendo instaladas ao ritmo de duas a três por ano. A 18ª entrou em operação em 1991, a 19ª em 2006, e finalmente a última, a 20ª, entrou em operação em maio de 2007 (Agencia Brasil, 2007).

Cada uma delas tem potência de 700 MW, portanto a UHE Itaipu alcançou a potência programada no Tratado de 14 mil MW. De acordo com as especificações técnicas dos sistemas elétricos dos dois sócios, a metade das unidades opera em frequência de 50 Hz (adotada no Paraguai) e a outra em 60 Hz (usada no Brasil).

Existem vários tipos de usinas hidrelétricas, classificadas entre outros parâmetros pelo tipo de reservatório que possuem. As usinas que geram energia utilizando diretamente a vazão afluente, não acumulando ou acumulando pouca água, suficiente apenas para prover regularização diária ou semanal são denominadas a fio d'água (Rede Hidro, 2007). A UHE Itaipu é uma usina hidrelétrica deste tipo e o seu reservatório tem capacidade de regularização de cerca de uma semana apenas (Souza; Santos; Bortoni, 1999). Dessa forma, caso a vazão afluente seja maior que a vazão necessária para a produção de energia requerida pelo mercado, existe muito pouco espaço para armazená-la e provavelmente essa vazão excedente será vertida.

2.4.1 - A Energia Vertida Turbinável

O sistema elétrico brasileiro caracteriza-se por sua dimensão continental e pelo predomínio da geração hidráulica. Praticamente, todo o sistema elétrico tem que atender às variações das demandas diárias e sazonais. Um sistema predominantemente hidrelétrico tem, além disso, que se adaptar às oscilações na oferta devido à sazonalidade do regime de chuvas e às variações desse regime ao longo dos anos (Alvim et al., 2005).

Apesar de cerca de 10% da vazão média mundial se encontrar nos rios brasileiros, constituindo-se na maior disponibilidade hídrica do planeta (CBDB, 2003), considerar tanto a hidrologia como a meteorologia é fundamental para garantir a eficiência da produção hidrelétrica. Por este motivo, a UHE Itaipu conta com um sistema de monitoramento hidrometeorológico para prever e estimar o volume de água que chegará ao reservatório (ITAIPU, 2007.a).

Como a UHE Itaipu encontra-se dentro da Bacia do Rio Paraná, a vazão no vertedouro de Itaipu é reflexo direto da cheia do Rio Paraná, ocasionada pelas chuvas da Região Sudeste do Brasil (IBAMA, 2007), o que acontece normalmente entre novembro e maio. O aumento no volume d'água no reservatório de Itaipu se deve a vazão que recebe da Bacia do Rio Paraná, a qual inclui rios dos Estados de Minas Gerais e São Paulo.

Nos períodos com maior índice pluviométrico, as usinas hidrelétricas a fio d'água vertem consideráveis volumes de água, os quais não podem ser armazenados nos reservatórios. Aparece assim o termo Energia Vertida Turbinável, que se refere à parcela de água que ainda poderia ser utilizada para movimentar as turbinas de uma usina hidrelétrica e gerar eletricidade, mas é desviada para o vertedouro (MME, 2006), já a Energia Firme refere-se à energia assegurada ao longo do ano independentemente das condições hidrológicas (Rede Hidro, 2007).

Na Figura 2.15 pode-se observar a energia disponível, a energia gerada e a EVT registrada na UHE Itaipu desde 1991 a 2006.

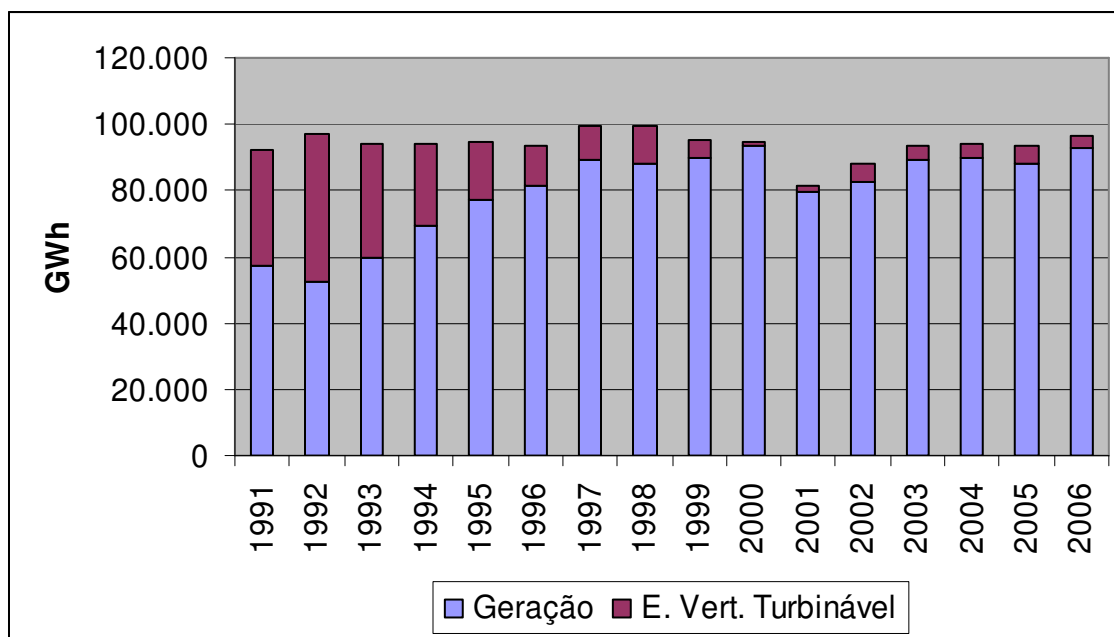


Figura 2.15 - Produção de Energia na UHE Itaipu 1991 – 2006
 Fonte: ITAIPU, 2007.b

A disponibilidade da EVT está intrinsecamente relacionada às condições de afluência, ao volume de água contida no reservatório e à demanda do mercado. No período compreendido entre fevereiro de 2005 e fevereiro de 2006, a UHE Itaipu apresentou uma disponibilidade de mais de 5 mil GWh em EVT. A proposta apresentada nesta dissertação é justamente o aproveitamento deste montante para a produção de hidrogênio.

Na Figura 2.16 pode-se observar a variação típica deste excesso de energia junto à UHE Itaipu ao longo de um ano.

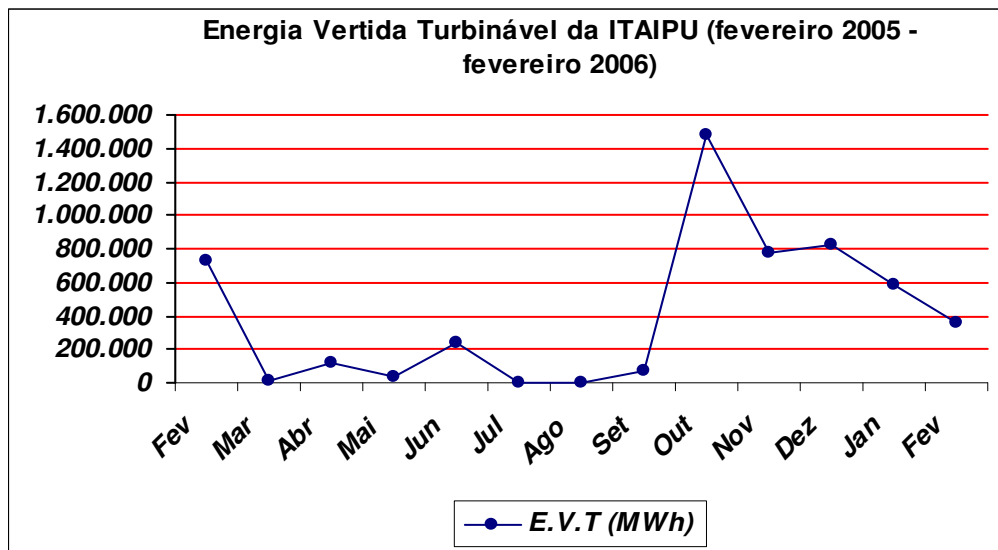


Figura 2.16 - Variação típica ao longo do ano da EVT da UHE Itaipu

Fonte: ITAIPU, 2007.b

A eletricidade que ainda pode ser gerada com o excesso de água vertida apresenta custos mais baixos de produção quando ainda existem capacidades hidrelétricas disponíveis, como normalmente acontecem nas usinas hidrelétricas a fio d'água (Fortunato et al, 1990). Assim, apesar da instalação de eletrolisadores para utilizar somente EVT não parecer razoável, já que ela é sazonal, a produção de hidrogênio via eletrólise da água aproveitando o baixo custo deste tipo de energia pode ser vantajosa do ponto de vista econômico. Portanto, uma associação entre a energia firme e a EVT pode ser planejada para fornecer energia elétrica às plantas de eletrólise da água ao longo do ano.

Para o desenvolvimento desta dissertação foi considerada a EVT média mensal da UHE Itaipu registrada no período de 2001 até o 2006, observada na Figura 2.17. No Anexo I encontram-se os dados mensais ao longo deste período.

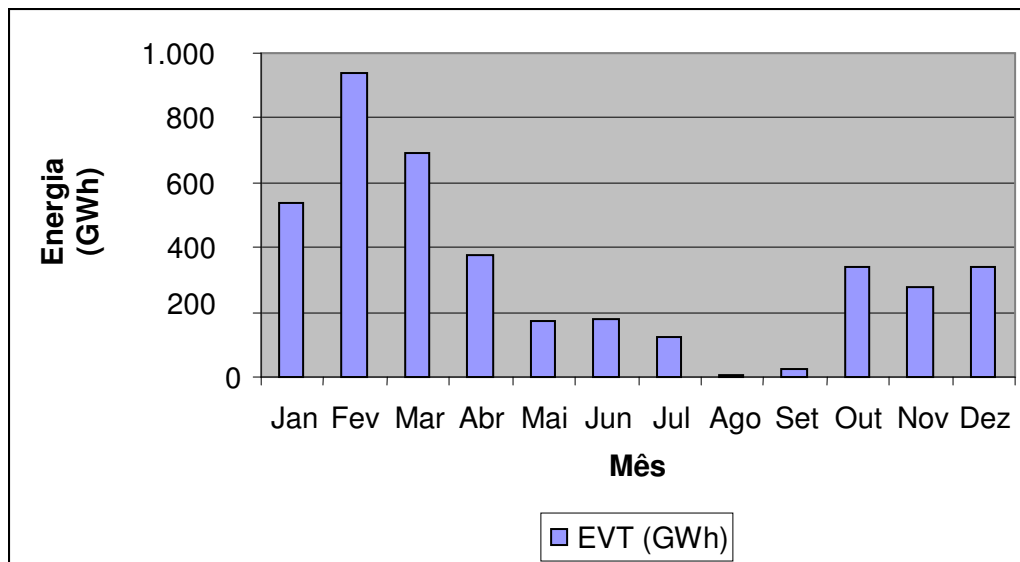


Figura 2.17 – EVT média mensal registrada na UHE Itaipu no período de 2001 - 2006
Fonte: ITAIPU, 2007.b

Diante da revisão de literatura realizada, apresenta-se no próximo capítulo a metodologia de pesquisa utilizada para atingir o objetivo principal desta dissertação.

Capítulo 3

Metodologia de Pesquisa

Neste capítulo é apresentada a metodologia de pesquisa desenvolvida para realizar o dimensionamento de um sistema de produção/distribuição de hidrogênio a partir da EVT da UHE Itaipu, de tal forma que possibilite substituir a frota de ônibus do transporte coletivo urbano tradicional de Foz do Iguaçu pela tecnologia de ônibus com células a combustível.

É importante frisar que, diante da perspectiva levantada nesta dissertação de que o sistema de produção/distribuição de hidrogênio eletrolítico venha a ser um empreendimento realizado pelas empresas de geração de energia elétrica, configurando-se em um novo mercado de atuação destas, esta metodologia se refere ao ponto de vista do empreendedor, que neste caso é a Itaipu Binacional. Assim, toda a análise foi realizada levando em consideração que o respectivo preço do hidrogênio eletrolítico encontrado venha a ser praticado pela Itaipu Binacional enquanto fornecedora de hidrogênio para o setor de transportes coletivos de Foz do Iguaçu.

Esta metodologia consiste de quatro etapas que seguem a sequência lógica de pesquisa e encontram-se apresentadas na Figura 3.1. A descrição de cada etapa é apresentada em seguida.

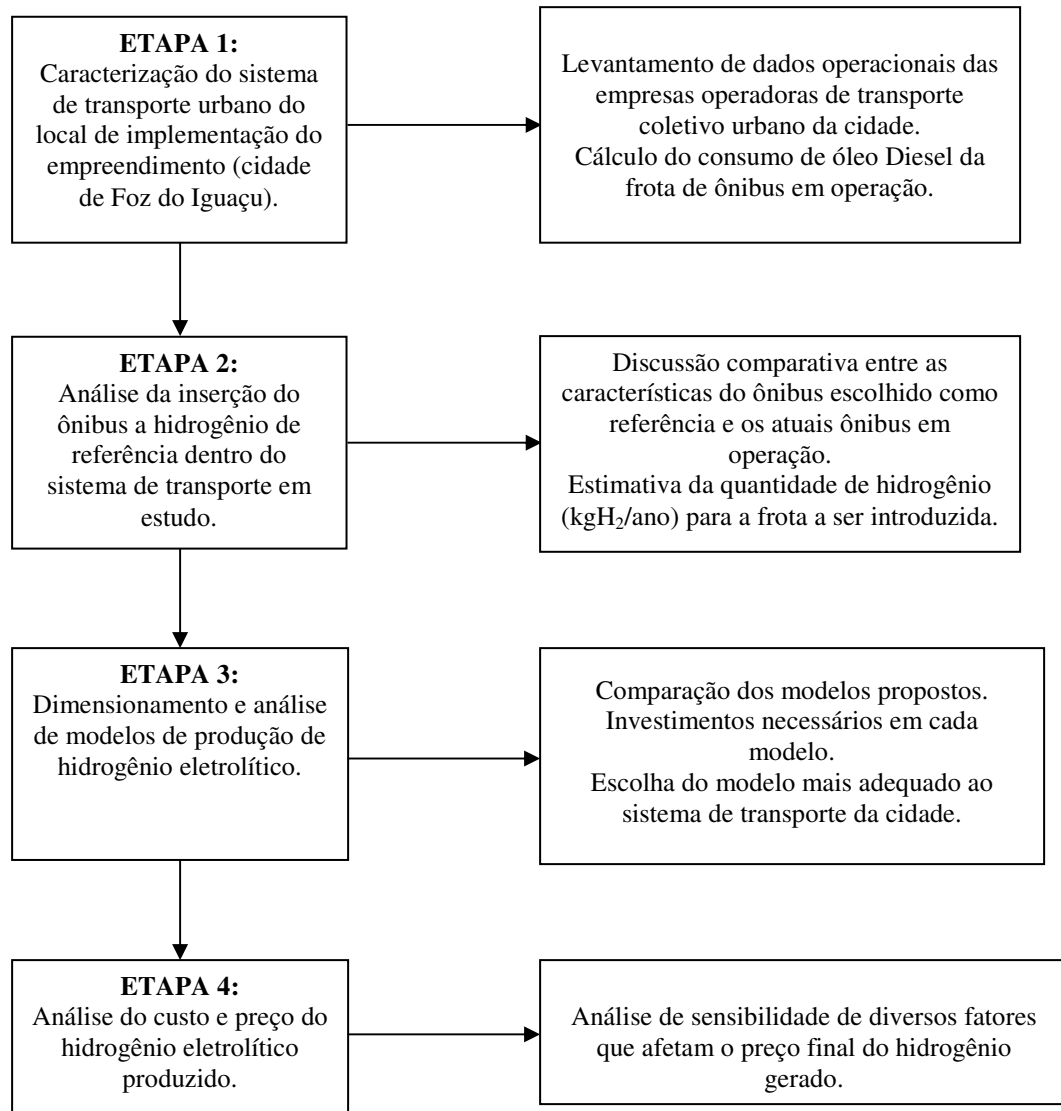


Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia de pesquisa utilizada.

Fonte: Elaboração própria.

3.1 - Caracterização do sistema de transporte coletivo urbano da cidade de Foz do Iguaçu

Inicialmente procedeu-se à caracterização do sistema de transporte coletivo urbano da cidade alvo do empreendimento, a cidade de Foz do Iguaçu. Para o levantamento de dados recorreu-se ao Instituto de Transporte e Trânsito de Foz do Iguaçu (Foztrans), à realização de

uma pesquisa de campo junto às empresas operadoras do setor, além da obtenção de informações na Internet. As informações consideradas relevantes e necessárias para esta etapa foram as seguintes:

- Localização e principais características da cidade escolhida;
- Identificação das empresas de transporte coletivo urbano que operam na cidade;
- Número de passageiros transportados por mês;
- Número de linhas, ônibus e a distribuição por empresa;
- Infra-estrutura das garagens das empresas;
- Determinação do consumo de óleo Diesel da frota de ônibus em operação.

A partir da caracterização realizada, partiu-se para a análise da adequação do modelo de referência ao sistema de transporte existente.

3.2 – Análise da inserção do ônibus a hidrogênio de referência no sistema de transporte em estudo.

Nesta etapa foi analisada de forma prática a inserção do ônibus escolhido como modelo de referência, o *Citaro Fuel Cell Bus*, em substituição aos ônibus em operação da cidade de Foz do Iguaçu.

A análise centrou-se na autonomia de rodagem, na capacidade de transporte de passageiros e no tempo de abastecimento de hidrogênio no ônibus de referência. Para este último, considerando que o tempo total gasto no processo de abastecimento é determinado pelo número de bombas de abastecimento (*dispensers*), foi utilizada a Equação 3.1.

$$t_R = t_a \cdot n \cdot b^{-1} \quad \text{Eq. 3.1}$$

Onde t_R corresponde ao tempo total (h) gasto no processo; t_a corresponde ao tempo de abastecimento de cada veículo (0,25 h); n representa o número de veículos e b , o número de bombas de abastecimento disponíveis.

Finalmente foi estimado o consumo energético da frota de ônibus com células a combustível a ser introduzido em substituição aos atuais ônibus em operação na cidade de Foz do Iguaçu. A partir da Equação 3.2 estimou-se a demanda anual de hidrogênio.

$$D_{H(an)} = km_{an} \cdot f_c \quad \text{Eq. 3.2}$$

Onde $D_{H(an)}$ refere-se à demanda anual do hidrogênio (kg/ano); km_{an} , à quilometragem total anual da frota de ônibus em operação (km/ano); e f_c , ao consumo médio de hidrogênio do *Citaro Fuel Cell Bus* (kg/km).

Com base na demanda energética obtida foi possível iniciar a etapa de dimensionamento da planta de hidrogênio e a análise dos modelos de produção propostos.

3.3 - Dimensionamento e análise de modelos de produção de hidrogênio eletrolítico

Nesta etapa procedeu-se à estimativa da capacidade da planta de eletrólise que irá suprir a demanda de hidrogênio para a frota de ônibus com células a combustível. Devido à existência de mais de uma empresa de transporte coletivo e da demanda energética, foram analisados dois modelos de produção do hidrogênio eletrolítico:

- Um modelo de produção descentralizada, com uma planta de produção adequada para cada uma das empresas.
- Um modelo de produção centralizada, que atenda à demanda energética de todas as empresas, sendo consideradas duas opções de distribuição às empresas por meio de caminhões em forma gasosa ou em forma líquida e, por ultimo uma opção sem distribuição (produção e abastecimento central).

Para o dimensionamento da planta geradora de hidrogênio, em ambas os modelos foi necessário determinar alguns pontos, tais como:

- O tipo de equipamento mais conveniente, segundo a demanda;
- Características operacionais dos equipamentos;
- Infra-estrutura auxiliar necessária.

Estas informações foram obtidas através de pesquisas em periódicos internacionais especializados e junto às empresas fornecedoras dos equipamentos, por meio dos respectivos *sites* na Internet ou por contatos via correio eletrônico.

A partir do dimensionamento da capacidade da planta de produção de hidrogênio eletrolítico, foram determinados os principais custos dos equipamentos, instalações e serviços necessários à implantação da unidade. Estas informações foram levantadas a partir de fontes adequadas, obtidas diretamente dos fabricantes. Equipamentos periféricos ou relativos aos serviços auxiliares têm indicadores de preços disponíveis em bancos de dados, muitas vezes da própria empresa ou de publicações especializadas, os quais foram utilizados. Vale ressaltar que não foram contabilizados os custos de instalação do posto de abastecimento e de subestações elétricas nos casos que fossem necessários.

A comparação entre os modelos foi feita considerando principalmente o custo de capital inicial das opções de produção/distribuição apresentadas. Também foi comparada e analisada a logística de distribuição associada às opções, para finalmente com base às vantagens e desvantagens de cada uma, escolher o modelo mais adequado. Com isto, foi possível iniciar a estimativa do custo e do preço do hidrogênio eletrolítico.

3.4 – Determinação e análise do custo e do preço do hidrogênio gerado

Segundo a metodologia desenvolvida por S. Prince-Richard et al. (2005), o custo do hidrogênio está relacionado a vários fatores, como o investimento inicial de instalação, o custo da energia elétrica utilizada e os créditos de carbono que poderiam ser obtidos com um projeto de

substituição tecnológica como o proposto nesta dissertação. Para tanto, foram utilizadas as equações adotadas na metodologia mencionada, sendo a principal delas a Equação 3.3.

$$C_H = \frac{C}{Y} \quad \text{Eq. 3.3}$$

Onde C_H é o custo unitário do hidrogênio eletrolítico (US\$/kg); C , o custo anual da produção do hidrogênio eletrolítico (US\$/ano); e, Y , representa a produção anual de hidrogênio (kg/ano).

O custo anual para produzir o hidrogênio eletrolítico é definido pela Equação 3.4.

$$C = C_c + C_e + (C_{GHC}) \quad \text{Eq. 3.4}$$

Onde C_c corresponde ao custo de capital, de operação e manutenção (US\$/ano); C_e , ao custo anual da energia elétrica utilizada (US\$/ano); e C_{GHC} , ao custo relacionado às emissões evitadas de gases de efeito estufa. O valor de C_{GHC} poderá ser negativo quando no projeto forem obtidos créditos de carbono (US\$/ano). Todos estes componentes são detalhados a seguir.

C_c : custo de capital, operação e manutenção

Este parâmetro considera todos os custos associados à planta de produção, excluindo o custo da energia elétrica. Portanto, inclui o capital inicial de instalação, o custo de manutenção e operação, entre outros, e também considera o *FRC* (Fator de Retorno de Capital), conforme pode ser visto na Equação 3.5.

$$C_c = C_{cap} \cdot (FRC + OM) + FRC \cdot \left(\sum_i \frac{Ei(n)}{(1+d)^n} \right) \quad \text{Eq. 3.5}$$

Onde C_{cap} representa o custo de capital de instalação da planta e OM , a taxa de custo com operação e manutenção estimado como um percentual de C_{cap} . O Ei refere-se aos gastos extraordinários que poderiam acontecer em n anos.

O custo de capital de instalação considera todos os custos associados à instalação inicial da planta, conforme a Equação 3.6.

$$C_{\text{cap}} = \alpha + \beta + \chi + \varepsilon + \emptyset + \gamma + \lambda \quad \text{Eq. 3.6}$$

Onde α , β e χ representam os custos associados à compra do sistema de eletrólise, de compressão e de armazenamento, respectivamente; ε representa o custo com engenharia e supervisão; $\emptyset$, o custo associado à infra-estrutura civil; γ , o custo de eventuais contingências; e λ , o custo com despesas de construção.

O *FRC* é um parâmetro econômico dependente da taxa de desconto (d) e do período de recuperação (N), estimado em anos e é obtido a partir da Equação 3.7.

$$FRC = \frac{d}{1 - (1 + d)^{-N}} \quad \text{Eq. 3.7}$$

C_e: custo da energia elétrica

Este parâmetro está diretamente relacionado ao consumo energético do sistema. Neste trabalho são considerados dois tipos de energia, a denominada Energia Firme (*EF*) e a Energia Vertida Turbinável (*EVT*). Nos meses em que forem utilizados simultaneamente os dois tipos de energia, o custo da energia elétrica é igual à média ponderada entre os custos vigentes dos tipos de energia considerados e pode ser calculado a partir da Equação 3.8.

$$C_e = \frac{(EVT.C_{EV} + EF.C_{EF})}{EVT + EF} \quad \text{Eq. 3.8}$$

Onde *EVT* e *EF* representam a quantidade de energia elétrica consumida (MWh) e C_{EF} e C_{EV} representam os custos médios da *EVT* e *EF* (US\$/MWh), respectivamente.

No caso específico do aproveitamento da *EVT* da UHE Itaipu, com base na disponibilidade média mensal foi considerado que em apenas um mês do ano (agosto) seria

requerido o complemento com EF e, portanto, este fato foi levado em conta para obter o custo anual da energia elétrica.

C_{GHC}: custo relacionado às emissões evitadas de gases de efeito estufa

A substituição de uma frota de ônibus a óleo Diesel (motor de combustão interna) por outra utilizando hidrogênio eletrolítico com células a combustível propiciará uma redução da produção e emissão de gases, entre eles o dióxido de carbono, e vários outros poluentes. A diminuição das emissões de carbono possibilita a obtenção e posterior comercialização de créditos de carbono, que ao final poderá diminuir o custo e o preço final do hidrogênio eletrolítico produzido.

Com base na estimativa da quantidade de óleo Diesel que deixa de ser consumido anualmente pela substituição da tecnologia e utilizando cálculos baseados na metodologia “*Top-Down*” do IPCC (1996), estimou-se a quantidade de CO₂ que seria evitada pela implantação do empreendimento e seu impacto no preço final do hidrogênio.

Após determinar os custos anuais associados à produção do hidrogênio eletrolítico, foi calculado o custo unitário do produto (US\$/kg). Ao final, como o interesse fundamental de todo empreendimento comercial é o lucro, foi estimado o preço do hidrogênio a ser praticado pela UHE Itaipu com as empresas de transporte coletivo da cidade de Foz do Iguaçu, mediante a Equação 3.9.

$$P_H = \frac{C_H \cdot (1 + L)}{(1 - I)} \quad \text{Eq. 3.9}$$

Onde P_H representa o preço do hidrogênio (US\$/kg); C_H , o custo do hidrogênio (US\$/kg); L , a taxa de lucro (%); e I , o taxa de impostos (%).

Considerando a existência de vários fatores que podem afetar o preço final do hidrogênio, foi realizada a análise de sensibilidade de alguns parâmetros principais para determinar a magnitude dos seus reais impactos. Para este estudo definiu-se como parâmetros importantes a variação do custo dos equipamentos, a taxa anual de desconto, o custo da energia elétrica, o preço

médio da tonelada de carbono comercializada no mercado de créditos de carbono e a taxa de lucro que a UHE Itaipu poderá auferir.

Ao final, também é apresentada uma comparação do custo do quilômetro rodado entre o ônibus movidos a óleo Diesel, gás natural e o hidrogênio gerado, fator este que é de grande interesse das empresas de transporte coletivo urbano de Foz do Iguaçu.

Capítulo 4

Caracterização do sistema de transporte coletivo da cidade de Foz do Iguaçu e estimativa da demanda de hidrogênio

Esta primeira fase considera as características operacionais e de infra-estrutura disponíveis na cidade de Foz do Iguaçu. Para tanto, recorreu-se ao Instituto de Transporte e Trânsito da cidade, conhecido como Foztrans, que é um órgão da prefeitura municipal encarregado de várias atividades referentes ao transporte da cidade, desde a organização e regulamentação do sistema de transporte coletivo, passando pela fiscalização das infrações de circulação (parada, estacionamento, etc.), até a construção, manutenção e sinalização das vias urbanas.

Para complementar as informações obtidas na Foztrans, foi realizada uma pesquisa de campo entre os dias 24 e 27 de julho de 2007 na cidade de Foz do Iguaçu. Nesta pesquisa foi possível visitar cada empresa que atende o sistema de transporte coletivo urbano da cidade e obter maiores informações sobre suas respectivas atividades de operação e manutenção dos ônibus. Todas estas informações foram de suma importância para o desenvolvimento desta dissertação, já que a consideração da infra-estrutura disponível e a forma de operação do sistema de transporte foram usadas na análise da adequação do ônibus com célula a combustível utilizado como referência (*Citaro Fuel Cell Bus*) ao sistema atual; na determinação da demanda de hidrogênio para atender ao sistema de Foz do Iguaçu; e na apresentação de um modelo de produção do hidrogênio eletrolítico para a substituição da frota atual por uma frota de ônibus com células a combustível.

4.1 - Município de Foz do Iguaçu

Criado em 1914 pela Lei Estadual nº 1.383 e chamado inicialmente de Vila Iguaçu, para em 1918 passar a ser chamado com o nome atual, o município de Foz do Iguaçu localiza-se no extremo oeste do Estado do Paraná (25° 32' 45" de latitude e 54° 53' 07" de longitude) (PMFI, 2007), na divisa entre o Paraguai e a Argentina, com uma população de 309.113 habitantes (IBGE, 2006). Caracteriza-se por um clima subtropical úmido, com temperatura média anual variando entre 9,5°C (mínima) e 37°C (máxima), umidade relativa do ar de aproximadamente 70% e precipitação pluviométrica anual média de aproximadamente 1.800 milímetros (PMFI, 2007).

Segundo dados da Prefeitura Municipal da cidade, o Município conta com uma área total de 433,3 km², distribuídos da seguinte forma:

- Área urbana: 165,5 km²;
- Área rural: 161,2 km²;
- Área do Parque Nacional: 106,6 km².

Foz do Iguaçu é considerada uma das cidades mais multiculturais do Brasil. Diversos grupos étnicos de tamanho expressivo, de diversas partes do mundo, podem ser encontrados na cidade. Os principais grupos étnicos de Foz do Iguaçu são italianos, alemães, libaneses, hispânicos (argentinos e paraguaios), chineses, ucranianos e japoneses. A base da economia da cidade está no turismo, com destaque para o comércio e serviços (SMT, 2007).

4.2 - O sistema de transporte urbano da cidade

Na cidade existem diversos modais de transporte urbano. Além do transporte coletivo por ônibus e os modais tradicionais (carros, motos, bicicletas), são utilizados os serviços de táxi e de moto-táxi.

O serviço de transporte coletivo urbano por ônibus é operado por quatro empresas de capital privado: Empresa Viação Itaipu; Empresa Irmãos Rafagnin Ltda.; Empresa Transbalan Ltda.; e Empresa Expresso Cidade de Foz Ltda. A frota total de ônibus do setor compõe-se de 191 unidades e encontram-se autorizadas 55 linhas de circulação (Foztrans, 2006).

No centro da cidade localiza-se um terminal de ônibus, de pequeno porte, de onde chegam e partem diversas linhas provenientes de vários bairros. Cada empresa possui uma garagem para os ônibus, porém as mesmas encontram-se muito distantes umas de outras.

O município conta com grande quantidade de pontos de ônibus com resguardo para maior comodidade dos usuários. Da mesma forma que em outras regiões do país, são utilizados o vale-transporte e o passe escolar, além do pagamento em espécie.

A fim de preservar a confidencialidade dos dados, as empresas foram denominadas unicamente por letras. Na Tabela 4.1 observa-se a distribuição de linhas por empresa, além da quilometragem média mensal e o número de passageiros transportados por mês no ano de 2006.

Tabela 4.1 - Detalhes gerais do sistema de transporte de Foz do Iguaçu do ano 2006.

Empresa	Linhas	Maior percurso / Menor percurso (km)	Frota de ônibus	Idade média da frota (anos)	Passageiros transportados (média/mês)	Quilometragem média percorrida (km /mês)	Consumo de óleo Diesel * (l / mês)
A	18	82 / 17	61	9,57	561.037	383.325	153.330
B	12	54 / 22	48	5,40	488.844	334.918	133.970
C	13	43 / 7,5	49	5,53	451.155	289.319	115.730
D	12	50 / 17	33	6,53	290.685	210.470	84.190
TOTAL	55	-----	191	-----	1.791.721	1.218.032	487.220

* Foi estimado com base às entrevistas realizadas com os encarregados das diferentes empresas, utilizou-se o fator de 2,5 km/l.

Fonte: Elaboração própria com base a dados da Foztrans, 2006.

Com os dados da Tabela 4.1, estima-se que a quilometragem média percorrida por cada ônibus dentro do sistema de transporte em estudo é da ordem de 210 km/dia. Vale comentar que a quilometragem média percorrida por litro de Diesel utilizado (2,5 km/l) está de acordo com os

dados de rendimento encontrados na literatura para os ônibus movidos a óleo Diesel (Filho, 2004).

Quanto ao funcionamento das linhas de ônibus, em geral as unidades operam a partir das 04h30min até a 01h00min do dia seguinte. Nos horários de pico, entre as 06h00min e 08h00min e entre as 17h00min e 19h00min, toda a frota está circulando pela cidade, enquanto que fora destes horários a quantidade disponível circulando diminui. A partir do sábado à tarde até o resto do final de semana, assim como nos dias de feriado, opera uma pequena parcela da frota de cada empresa devido ao menor fluxo de passageiros.

4.3 – Adequação do *Citaro Fuel Cell Bus* no sistema de transporte de Foz do Iguaçu

Discutir a inserção do *Citaro Fuel Cell Bus* e sua adequação ao sistema de transporte coletivo existente em Foz do Iguaçu é de grande importância, já que a comparação entre os mesmos poderá sinalizar a necessidade de mudanças no atual sistema de operação do setor com a substituição tecnológica proposta.

Os principais ônibus que compõem a atual frota são da marca Mercedes Benz, os modelos OF 1315 / OF 1318 / OF 1620 / OF 1721 / GVV; e da marca VW (Volkswagem), principalmente o modelo B-16210. Em geral estes veículos apresentam capacidade para 60 a 70 passageiros, ou seja, a mesma capacidade do *Citaro Fuel Cell Bus*. Assim, pode-se concluir que este fator não representaria mudanças no número de ônibus da frota para atender as linhas existentes.

Quanto ao sistema operacional, a programação atual das empresas prevê um abastecimento por dia dos ônibus no horário noturno, começando normalmente às 19 horas e estendendo-se ao longo da noite. Como a autonomia estimada do *Citaro Fuel Cell Bus* é de aproximadamente 250 km, com os tanques cheios, e cada ônibus a Diesel da frota percorre cerca de 210 km, haveria também a necessidade de apenas um abastecimento diário com o ônibus a hidrogênio.

No entanto, continuar com o atual esquema de abastecimento apenas noturno significaria ter que dispor de sistemas de armazenamento de hidrogênio excessivamente volumosos. Portanto,

a fim de evitar um investimento elevado em um sistema de armazenagem do hidrogênio produzido, recomenda-se o abastecimento dos veículos fora dos horários de pico de transporte, uma vez que a maior parte da frota de ônibus encontra-se estacionada nas garagens. Esta medida permitiria, inclusive, que os próprios ônibus já abastecidos, porém ainda nas garagens, servissem também como reservatórios de armazenagem de hidrogênio.

Com relação ao processo de abastecimento propriamente dito, também é recomendável dispor de dois *dispensers* (bombas de abastecimento), considerando que o tempo médio de recarga do ônibus de referência é de 15 minutos e, como mostrado na Equação 3.1, o tempo total gasto no processo é determinado pelo número de bombas de abastecimento disponíveis, como pode ser visto na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Tempo total de abastecimento dos ônibus em função das bombas de abastecimento disponíveis.

Empresa	Número de ônibus (<i>n</i>)	Tempo total gasto no processo (h)	
		$t_R (b = 1)$	$t_R (b = 2)$
A	61	15,25	7,625
B	48	12	6
C	49	12,25	6,125
D	33	8,25	4,125

b representa o número de bombas de abastecimento.

Fonte: Elaboração própria com base na Equação 3.1.

Portanto, conclui-se para este trabalho que é possível substituir a frota de ônibus a Diesel em operação por igual quantidade do *Citaro Fuel Cell Bus* com impactos relativamente pequenos no sistema operacional das empresas de transporte coletivo urbano de Foz do Iguaçu.

4.4 - Demanda energética para a frota a ser substituída

A partir da adequação do *Citaro Fuel Cell Bus* ao sistema de Foz do Iguaçu, foi realizada a estimativa da demanda de hidrogênio que deveria ser produzido. Com base no consumo médio de hidrogênio do *Citaro Fuel Cell Bus* registrado nos diferentes projetos comentados, cuja média

é de 0,205 kg/km (mostrada na Tabela 2.3), e nos dados de quilometragem média registrada pelas diferentes empresas durante o ano de 2006, foi possível realizar as estimativas da demanda de hidrogênio (em peso e volume)² de cada empresa, cujos valores encontram-se na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Demanda de hidrogênio para a substituição da atual frota de ônibus de Foz do Iguaçu por ônibus com células a combustível.

Empresa	Demanda mássica				Demanda volumétrica			
	10 ³ kg/ano	10 ³ kg/mês	10 ³ kg/dia	kg/h	10 ³ m ³ /ano	10 ³ m ³ /mês	10 ³ m ³ /dia	m ³ /h
A	943	78,6	2,6	109	10.491	874	29,1	1.214
B	824	68,6	2,3	95	9.166	764	25,5	1.061
C	711,7	59,3	1,9	82	7.918	659	22	917
D	517,7	43,1	1,4	60	5.760	480	16	667
Total	2.996,4	249,6	8,2	347	33.335	2.777	92,6	3.859

Fonte: Elaboração própria.

Com base nestes resultados partiu-se para apresentar, analisar e comparar os possíveis modelos de produção do hidrogênio eletrolítico.

² Considerou-se como fator de conversão a densidade do hidrogênio em CNTP = $8,99 \cdot 10^{-2}$ kg/m³

Capítulo 5

Análise de modelos de produção de hidrogênio eletrolítico

Este capítulo foca especificamente na análise do sistema de produção do hidrogênio eletrolítico para suprir a demanda da frota a ser substituída, realizando considerações técnicas e econômicas, sempre tendo em vista que o trabalho não pretende ser um estudo econômico minucioso.

Considerando a existência de quatro empresas operadoras de transporte coletivo urbano de Foz do Iguaçu, são apresentados dois modelos de produção do hidrogênio eletrolítico: modelo centralizado e modelo descentralizado. A seleção do modelo mais adequado é realizada sob o ponto de vista econômico, considerando ainda que características logísticas e ambientais também influenciem nesta análise, como se encontra detalhado adiante.

5.1 - Custo Unitário da Planta de Eletrólise

Este parâmetro está diretamente relacionado com o tamanho da planta de produção, porém tendo em vista a análise de dois modelos, serão considerados custos diferentes de instalação. Vale comentar que no modelo centralizado tem-se ganhos com a economia de escala já que adota-se apenas uma planta de produção de hidrogênio com maior capacidade, ao passo

que no modelo descentralizado a instalação de quatro plantas menores faz com o custo total seja relativamente maior.

A determinação do custo de instalação do modelo descentralizado foi realizada com base no estudo realizado por Galeano (2008), o qual mostra na Figura 5.1 o custo de uma planta de eletrólise em função da capacidade de produção.

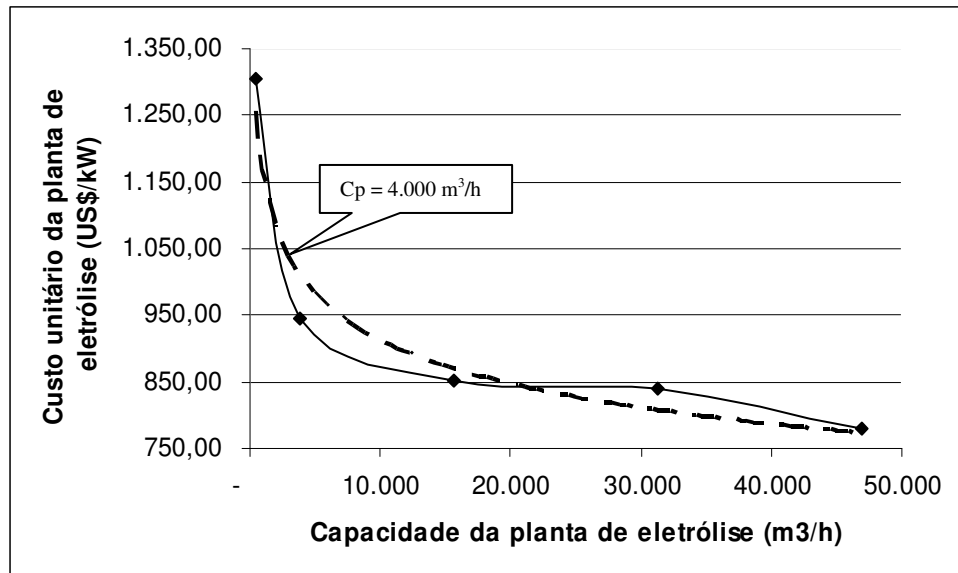


Figura 5.1 – Curva de custo unitário da planta de eletrólise frente à capacidade de produção.
Fonte: Galeano, 2008.

A curva mostrada está definida pela Equação 5.1:

$$C_u = 2.424,9 \cdot (C_p)^{-0,1062} \quad \text{Eq. 5.1}$$

Onde C_u representa o custo unitário da planta de eletrólise (US\$/kW) e C_p a capacidade de produção (m³/h).

Já no caso do modelo descentralizado, recorreu-se ao custo fornecido pelo fabricante Norsk Hydro para eletrolisadores de pressão atmosférica, dos modelos 5040 e 5020, cujas características encontram-se na Tabela 5.1.

O modelo 5040 tem o módulo unitário de eletrólise de maior capacidade de produção existente atualmente no mercado e, da mesma forma que o modelo 5020, apresenta a vantagem

de permitir o acoplamento de várias unidades segundo a demanda necessária. Baseado na cotação dada pelo fabricante, o custo unitário destes modelos, já inclusos os elementos auxiliares, é de US\$ 1.390/kW.

Tabela 5.1 – Características operacionais dos eletrolisadores de referência.

Tipo Nº	5040	5020
Capacidade mínima	300 m ³ /h	50 m ³ /h
Capacidade máxima	485 m ³ /h	150 m ³ /h
Consumo de energia (η_{el})	4,3 ± 0,1 kWh/m ³	4,3 ± 0,1 kWh/m ³
Pressão de saída de H₂	200 – 500 mmHg	200 – 500 mmHg
Eletrólito	K(OH) _{aq} 25% (g/g)	K(OH) _{aq} 25% (g/g)
Consumo de água	Aprox. 1l/m ³	Aprox. 1l/m ³
Operação	20% a 100% Automática, contínua	20% a 100% Automática, contínua

Fonte: Norsk Hydro, 2007.

5.2 - Modelos de produção/distribuição de hidrogênio eletrolítico

Primeiramente foi feita uma breve descrição de cada modelo, em seguida foi apresentada uma discussão da logística envolvida em cada um para, ao final, determinar os investimentos necessários. Os custos de investimento englobam os custos de aquisição dos equipamentos (eletrolisadores, equipamentos auxiliares, sistema de armazenagem de hidrogênio) e são dependentes da forma de fornecimento escolhido. Como comentado na metodologia, os custos associados à instalação do posto de abastecimento e o referente à subestações elétricas não foram contabilizados em nenhum dos modelos.

O dimensionamento do sistema de produção para cada modelo foi feito com base nos dados provenientes de referências bibliográficas específicas e nos resultados já apresentados neste trabalho. Tais dados estão condensados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Principais dados considerados no dimensionamento das plantas de produção de hidrogênio nos diferentes modelos apresentados

Parâmetro	Valor	Referência
Consumo médio de hidrogênio do ônibus de referência *	0,205 kg/km	ECTOS, 2005.b CUTE, 2006. Crockoft, 2007
Tempo de abastecimento de cada ônibus com células a combustível	0,25 h	CUTE, 2006.
Densidade do hidrogênio em CNTP	$8,99.10^{-2} \text{ kg/m}^3$	Hyweb, 2007.
Energia requerida no processo de eletrólise	4,30 kWh/m ³	Norsk Hydro, 2007.
Tempo de funcionamento das plantas de eletrólise **	8.640 h/ano	_____

* Consumo médio do *Citaro Fuel Cell Bus* com base nos resultados dos projetos CUTE, STEP, ECTOS.

** O tempo de funcionamento da planta de produção em todos os modelos foi considerado como 24 horas/dia e uma disponibilidade de 360 dias ao ano.

Fonte: Elaboração própria.

5.2.1 - Modelo descentralizado de produção

Neste modelo propõe-se a produção de hidrogênio eletrolítico na garagem de cada empresa, o que não exigirá o planejamento de distribuição do produto até a área de abastecimento. Portanto, cada empresa deve contar com a sua própria planta de eletrólise e com isto, torna-se necessário um dimensionamento do sistema de eletrólise e outros componentes adequados à demanda de cada empresa.

O hidrogênio produzido pode ser armazenado, tanto na forma líquida como na forma gasosa sob pressão. No entanto, considerando que os ônibus são abastecidos na forma gasosa, neste modelo foi considerada unicamente a armazenagem na forma de gás comprimido.

Os principais elementos considerados neste modelo foram: o sistema de eletrólise, o sistema de compressão e o sistema de armazenamento do hidrogênio produzido adequado a cada empresa.

Com base na demanda diária de cada empresa foi elaborada a Tabela 5.3 que mostra a capacidade de produção necessária (m^3/h), a potência total requerida pelo sistema e os eletrolisadores que devem ser acoplados para atingir a demanda requerida, com os quais foram estimados a capacidade máxima e o capital necessário para a aquisição do sistema de eletrólise para cada planta.

Tabela 5.3 - Capacidade de produção e investimento aproximado do sistema de eletrólise no modelo descentralizado

Empresa	Capacidade de produção necessária (m^3/h)	Potência requerida (kW)	Eletrolisadores acoplados*	Capacidade de máxima (m^3/h)	Potência máxima (kW)	Capital estimado (milhões US\$) **
A	1.244	5.350	3n	1.455	6.256	8,7
B	1.087	4.675	2n + 1n'	1.120	4.816	6,7
C	939	4.038	2n	970	4.171	5,8
D	683	2.937	1n + 2n'	785	3.375	4,7
Total	3.953	16.998	8n + 3n'	4.330	18.619	25,9

* n refere-se ao modelo 5040 e n' ao modelo 5020.

** Estimado com base à cotação dada pelo fabricante, igual a US\$ 1.390/kW.

Fonte: Elaboração própria.

Devido ao acoplamento dos eletrolisadores, observou-se que a capacidade máxima de produção de cada planta foi ligeiramente superior à quantidade demandada e a somatória das quatro plantas propostas resultou em uma capacidade máxima de produção de $4.330 \text{ m}^3/\text{h}$, ou seja, 9,5% superior à demanda total efetiva.

Assim, no modelo descentralizado o investimento necessário para a compra do sistema de eletrólise das quatro empresas foi da ordem de US\$ 25,9 milhões. A este valor devem ser somados os investimentos necessários para a aquisição do sistema de compressão e armazenagem, estimados adiante, e para a instalação de plantas de subestações elétricas em cada planta, as quais representam um custo considerável que neste estudo não serão considerados.

Com relação ao processo de abastecimento, propõe-se que seja realizado utilizando o sistema em cascata, mencionado no Capítulo 2. Para tanto, o número de cilindros necessários depende da capacidade individual de cada cilindro. Para efeito de cálculo, utilizou-se como referência o cilindro Dynetec Modelo W303, que possui as características apresentadas na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Características técnicas do cilindro de alta pressão W303

Volume interno	303 litros
Pressão máxima	450 bar
Diâmetro	428 mm
Comprimento	3.020 mm
Peso total do tanque	170 kg
Massa de hidrogênio armazenada	~11 kg
Custo unitário	US\$ 4.000

Fonte: Dynetec, 2007.

Com base nas características do cilindro considerado como referência concluiu-se que para atingir a pressão do tanque do *Citaro Fuel Cell Bus*, cada empresa deveria contar com três grupos de oito cilindros cada, com pressões de 200, 340 e 440 bar respectivamente, o que resultaria na necessidade de 24 cilindros. Os resultados podem ser observados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Resultados para o sistema de cascata de pressão para o abastecimento de hidrogênio.

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Volume unitário do cilindro	V_u	0,303	m^3
Volume do tanque do ônibus	V_T	1,845	m^3
Pressão de operação do tanque do ônibus	P_α	350	bar
Número de cilindros por Grupo	N	8	-----
Número de Grupos	ω	3	-----
Número total de cilindros	n_T	24	-----
Volume total dos cilindros	V_c	2,424	m^3
Pressão inicial do tanque do ônibus	$P_i (T)$	5	bar
Pressão inicial do Grupo 1 de cilindros	$P_c (1)$	200	bar
Pressão final Estágio 1	$P_{eq} (1)$	116	bar
Pressão inicial do Grupo 2 de cilindros	$P_c (2)$	340	bar
Pressão final Estágio 2	$P_{eq} (2)$	243	bar
Pressão inicial do Grupo 3 de cilindros	$P_c (3)$	440	bar
Pressão final Estágio 3	$P_{eq} (3)$	355	bar

Fonte: Elaboração própria.

Portanto, o capital necessário para a aquisição do sistema de armazenagem para cada empresa foi de US\$ 96.000.

Para estimar o capital necessário para adquirir o sistema de compressão recorreu-se à Equação 5.2³ desenvolvida na metodologia de trabalho de Yang and Ogden (2006):

$$C_x = C_o \cdot (S_x / S_o)^\alpha \quad \text{Eq. 5.2}$$

Onde S_x refere-se à demanda total diária de hidrogênio de cada empresa (kg/dia) e C_x , ao investimento estimado em milhões de US\$. Os valores de referência e os resultados obtidos encontram-se na Tabela 5.6.

³ Válida também para estimar o custo de capital do sistema de liquefação.

Tabela 5.6 – Considerações para a estimativa de capital necessário para o sistema de compressão no modelo descentralizado.

<i>Valores de referência</i>	
Sistema de compressão de referência (S_o)	10 kW
Capital de investimento de referência (C_o)	US\$ 15.000
Fator de escala (α)	0,9
Energia utilizada na compressão	1 kWh / kg
<i>Dimensionamento do sistema de compressão (S_x)</i>	
S_x (A)	109 kW
S_x (B)	95 kW
S_x (C)	82 kW
S_x (D)	60 kW
<i>Investimento estimado por empresa (C_x)</i>	
C_x (A)	US\$ 129.000
C_x (B)	US\$ 114.000
C_x (C)	US\$ 100.000
C_x (D)	US\$ 75.000

Fonte: Elaboração própria com base em Yang C. and Ogden J., 2006.

Na Tabela 5.7 encontram-se consolidados os valores estimados de capital necessário para cada empresa para a aquisição dos principais elementos considerados no modelo descentralizado.

Tabela 5.7 – Investimentos estimados para cada empresa no modelo descentralizado

Custo\Empresa	A	B	C	D
	Milhões de US\$			
Custo associado ao sistema de eletrólise	8,70	6,70	5,80	4,70
Custo associado ao sistema de compressão	0,13	0,11	0,10	0,07
Custo associado ao sistema de armazenagem	0,10	0,10	0,10	0,10
Total	8,93	6,91	6,00	4,87

Fonte: Elaboração própria.

Como mostrado, o custo de capital associado ao sistema de armazenagem e ao sistema de compressão foram insignificantes frente ao custo de capital correspondente ao sistema de eletrólise, que equivale a aproximadamente 98% do total.

Assim, o modelo descentralizado exigiu um investimento total de US\$ 26,71 milhões para a aquisição dos principais elementos usados nas plantas de produção. Considerando a máxima potência das quatro plantas (18.618 kW), obteve-se um custo unitário de aproximadamente US\$ 1.434/kW. Vale relembrar que a descentralização da produção implicaria na necessidade da instalação de subestações elétricas para cada planta e que o valor encontrado não levou em conta este custo adicional, o que pode inviabilizar ainda mais a adoção deste modelo.

5.2.2 - Modelo centralizado de produção com distribuição

Neste modelo, a produção foi realizada em um único local e distribuída às empresas operadoras. Como comentado no Capítulo 2, uma vez produzido o hidrogênio, este pode ser distribuído da mesma forma que outros gases. O modal de distribuição mais adequado do ponto de vista econômico a partir de uma planta centralizada aos postos de abastecimento foi detalhadamente analisado por Yang C. and Ogden J. (2006) e os resultados mostraram que a demanda e a distância são parâmetros decisivos no custo de distribuição. Dentro deste modelo, o fornecimento às empresas pode ser realizado por:

- a. Gasoduto: recomendado para o transporte de grandes quantidades de hidrogênio devido ao elevado investimento necessário, aproximadamente US\$ 600.000/km em zona urbana. Portanto, o mesmo não é aplicável para a cidade de Foz do Iguaçu e não foi tratado em detalhe.
- b. Caminhão, na forma de gás comprimido em cesta de cilindros ou em tubo: recomendado para curtas distâncias e pequenas demandas devido principalmente à limitada capacidade de transporte por viagem. Para este trabalho foi considerado o transporte em tubos, com capacidade total para 350 kg de hidrogênio a 200 bar de pressão.

- c. Caminhão, em cilindros, na forma líquida: cuja principal vantagem é o aumento da densidade do hidrogênio transportado, cerca de 10 vezes maior quando comparada com a forma gasosa sob alta pressão. É recomendada para distâncias e demandas maiores, entre 500 kg e 3.000 kg por dia. Entretanto, apresenta três desvantagens básicas: a grande quantidade de energia gasta no processo de liquefação, aproximadamente 11 kWh/kg, o que representa um gasto de cerca de 33% do conteúdo energético do produto; o grande investimento na compra de reservatórios criogênicos; e a perda sistemática entre 0,3% e 1% ao dia, o que impede o armazenamento nesta forma por grandes períodos.

Teve-se como premissa que o modelo centralizado originaria uma importante mudança no atual esquema operacional das empresas consideradas, além de exigir um alto investimento para implementar um sistema de distribuição do hidrogênio desde o local de produção até as empresas, especialmente em se tratando da distribuição na forma líquida.

Neste modelo, uma vez que o hidrogênio é produzido, deve ser distribuído às empresas. A fim de poupar a distribuição a pelo menos uma das quatro empresas, optou-se por escolher como local para a planta de produção uma das empresas, ou seja, aquela estrategicamente melhor localizada. Após analisar a localização de cada uma das empresas operadoras, considerou-se que a empresa A, além de dispor de uma grande área aproveitável na garagem, localiza-se numa posição quase central em relação às demais. Portanto, foi considerada a localização da empresa A como a mais adequada para a implantação da planta de produção do hidrogênio eletrolítico neste modelo.

Com relação ao sistema de fornecimento, já foi mencionado que a distribuição por gasodutos não será considerada nesta dissertação. Assim, os outros dois modais de distribuição foram analisados a partir das seguintes considerações:

- Transporte de hidrogênio gasoso, em tubos pressurizados: no qual deve-se considerar que a capacidade de transporte de cada caminhão é limitada. Apesar de em cada viagem ser possível transportar aproximadamente 350 kg a uma pressão de 200 bar, na prática somente cerca de 300 kg podem ser efetivamente transferidos, ficando um remanescente dentro dos tubos. O recomendável nesta forma de distribuição é que cada empresa disponha de uma série de tubos, de

tal forma que em cada viagem só seria preciso trocar os tubos cheios do caminhão pelos vazios da empresa. A frequência de viagens que deveria realizar cada caminhão para suprir a demanda de cada empresa foi obtida pela Equação 5.3.

$$n_v = D / 300 \quad \text{Eq. 5.3}$$

Onde n_v representa o número de viagens; D , a demanda diária de cada empresa (encontrada na Tabela 4.3); e 300, a capacidade de hidrogênio (kg) factível de ser utilizado em cada viagem. Aplicando-se a Equação 5.3 têm-se os resultados mostrados na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 - Frequência de viagens de caminhões às empresas na distribuição de hidrogênio gasoso no modelo centralizado.

Empresa	n_v (diário)	n_v (mensal)
B	8	240
C	7	210
D	5	150
Total	20	600

Fonte: Elaboração própria.

Os resultados mostram o grande número de viagens necessárias para distribuir o hidrogênio às empresas. O percurso médio da empresa A para as demais foi de aproximadamente 10 km por viagem (ida e volta). Para atender a demanda das empresas, seria necessário mais de um caminhão especialmente adaptado para o transporte dos tubos de hidrogênio e, pelo menos três conjuntos de tubos (*trailer tubes*) para cada empresa (B, C e D).

Para a estimativa de investimento deste modelo, os principais elementos considerados foram: o sistema de eletrólise, o sistema de compressão de hidrogênio, a aquisição de pelo menos dois caminhões e os tubos para cada empresa.

No caso do sistema de eletrólise, considerando que a capacidade de produção da planta deve ser da ordem de 4.000 m³/h e com base na Equação 5.1, teve-se como resultado um custo unitário da planta de eletrólise para o modelo centralizado de aproximadamente US\$ 1.005/kW.

Portanto, estimou-se que o custo da planta de eletrólise seja da ordem de US\$ 17,3 milhões. O investimento associado aos outros elementos estão consolidados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Investimentos estimados para o modelo centralizado de produção com distribuição de hidrogênio gasoso em caminhões.

Elemento	Capacidade	Quantidade	Custo (milhões de US\$)	Referência
Sistema de eletrólise central	4.000 m ³ /h	1	17,30	Galeano, 2008.
Sistema de compressão central	360 kg/h	1	0,38	Yang and Ogden, 2006.
Caminhões	-----	2	0,17	Weinert et al., 2006.
Trailer com tubos*	350 kg	9	1,53	Weinert et al., 2006.
TOTAL			19,38	

*Considera-se a compra de três conjuntos de tubos para as empresas B, C, D.

Fonte: Elaboração própria.

O custo total associado a estes elementos foi de cerca de US\$ 19,4 milhões. Vale ressaltar que o hidrogênio será transportado até as empresas a uma pressão média de 200 bar e, portanto, cada empresa deverá contar com seu próprio sistema de compressão, o que elevará o investimento necessário neste modelo. Também devem ser considerados os custos associados à aquisição de mais de um motorista para cada caminhão, tendo em conta que a distribuição às empresas deverá ser realizada durante o dia todo.

- Transporte de hidrogênio líquido, em tanques criogênicos: a escolha deste modal de fornecimento às empresas reduziria a frequência de viagens, levando em conta que em cada viagem pode ser transportada uma quantidade aproximadamente dez vezes maior que de hidrogênio gasoso (sendo possível transportar até 4.000 kg por viagem). Para a determinação do custo do sistema de liquefação, utilizaram-se as considerações resumidas na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Parâmetros considerados na estimativa do capital necessário para adquirir o sistema de liquefação no modelo centralizado com abastecimento de hidrogênio líquido.

Características	Dados
Capacidade de transporte em tanques criogênicos	Até 4.000 kg
Custo do tanque criogênico para o transporte (capacidade 4.000 kg)	\$ 650.000
Energia para a liquefação	11 kWh / kg
Perda diária de Hidrogênio por evaporação	0,3% / dia
Tempo de carga/descarga	3 horas
Sistema de liquefação de referência (S_o)	30.000 kg / dia
Capital de investimento de referência (C_o)	US\$ 40 milhões
Fator de escala (α)	0,57

Fonte: Yang C. and Ogden J., 2006.

Como resultado, o custo do sistema de liquefação adequado à demanda total foi da ordem de US\$ 20 milhões.

Assim, o modelo centralizado com distribuição de hidrogênio líquido exigiu um investimento de US\$ 17,3 milhões no sistema de eletrólise e de US\$ 20 milhões no sistema de liquefação, o que totalizou US\$ 37,3 milhões somente nesses dois elementos. Vale ressaltar que este valor deverá ser ainda maior caso sejam incluídos outros custos, como aqueles associados ao sistema de armazenagem criogênica, necessário no local de produção e em cada empresa; à compra ou fretamento de caminhões para o transporte do hidrogênio às empresas; e os custos de engenharia, supervisão da instalação; entre outros.

5.2.3 - Modelo centralizado de produção sem distribuição

Neste modelo propõe-se a produção de hidrogênio e o abastecimento dos veículos em um único local, de tal forma que todos os ônibus chegariam até a planta central de produção para abastecer o tanque.

A fim de evitar congestionamentos na hora do abastecimento dos ônibus, propõe-se contar com pelo menos dois *dispensers* para cada empresa, além de elaborar uma programação das viagens dos ônibus até o local de distribuição.

Considerando a quilometragem média dos ônibus (210 km/dia), o fator de consumo do ônibus de referência (0,205 kg.km) e a premissa de que a planta central será localizada no local da empresa A, concluiu-se que uma viagem diária seria suficiente para atender a demanda de hidrogênio de cada veículo. Assim, os ônibus das empresas B, C e D deveriam fazer uma viagem adicional de 10 km por dia, o que pressupõe um aumento de 4,3% na quilometragem média mensal destas empresas e, conseqüentemente, um aumento também na demanda de hidrogênio destas empresas (da ordem de 4,7%). Portanto, para atender esta demanda a planta central deveria ter uma capacidade da ordem de 4040 m³/h.

Os principais elementos considerados neste modelo foram: o sistema central de eletrólise, o sistema central de compressão e o sistema central de armazenamento. No caso deste último, propõe-se a utilização do sistema em cascata com os mesmos 24 cilindros de referência W303 da Dynetek, já comentados no modelo descentralizado, e de um sistema *buffer* para armazenar todo o hidrogênio produzido ao longo do dia.

Na Tabela 5.11 encontram-se os dados consolidados referentes aos investimentos associados a este modelo.

Tabela 5.11 – Investimentos associados ao modelo centralizado de produção e abastecimento do hidrogênio eletrolítico.

Elemento	Capacidade	Quantidade	Custo (Milhões de US\$)
Sistema de eletrólise	4.040 m ³ /h	1	17,50
Sistema de compressão	363 kW	1	0,38
Sistema de armazenagem	11 kg (450 bar)	96	0,38
TOTAL			18,26

Fonte: Elaboração própria.

Assim, o custo total associado ao modelo centralizado de produção e de abastecimento dos ônibus foi da ordem de US\$ 18,3 milhões.

5.3 – Comparação e escolha do modelo de produção de hidrogênio eletrolítico

A partir do estudo realizado e para auxiliar na escolha do modelo de produção, foi possível elaborar a Tabela 5.12, que contém os principais resultados obtidos.

Vale ressaltar que o principal fator levado em conta para escolher o modelo mais adequado para atender a demanda de hidrogênio no setor de transporte coletivo de Foz do Iguaçu foi o capital total necessário. Além deste, algumas vantagens e desvantagens, comentadas a seguir, serviram para reforçar a escolha do modelo.

Tabela 5.12 – Comparação dos modelos de produção de hidrogênio eletrolítico.

Modelo de produção	Descentralizado	Centralizado com distribuição de hidrogênio gasoso	Centralizado com distribuição de hidrogênio líquido	Centralizado sem distribuição, com abastecimento central
Capital total necessário (milhões de US\$)	26,7	19,4	37,3	18,3
Elementos considerados	Sistema de eletrólise, de compressão e de armazenagem para as empresas	Sistema central de eletrólise e de compressão; caminhões; trailers com tubos	Sistema central de eletrólise e de liquefação	Sistema central de eletrólise, de compressão e de armazenamento
Sistema de distribuição	Não é necessário	Por meio de caminhões	Por meio de caminhões	Não é necessário
Sistema de armazenagem	Cilindros de alta pressão	Tubos	Tanques criogênicos	Cilindros de alta pressão
Principais vantagens	Aproveitamento da infra-estrutura existente nas garagens das empresas	Menor custo unitário do sistema de eletrólise	Menor frequência de distribuição por meio dos caminhões	Menor investimento total
Principais desvantagens	Maior custo unitário de cada planta; necessidade de subestações elétricas para cada empresa	Alta frequência de viagens dos caminhões para atender a demanda de cada empresa	Alto custo associado ao sistema de liquefação e à logística de distribuição	Grande número de ônibus chegando ao mesmo local

Fonte: Elaboração própria.

Vários foram os pontos contrários ao modelo descentralizado de produção do hidrogênio eletrolítico. Apesar de se estar aproveitando a infra-estrutura existente de cada empresa, o custo unitário da planta de produção apresentou-se muito mais elevado comparado com o modelo centralizado, além da necessidade de um sistema de distribuição em alta tensão para cada planta, o que significaria alto investimento na instalação de subestações elétricas ao lado de cada

empresa. A soma destes fatores não permitiu escolher este modelo como mais adequado para o caso em estudo.

No modelo centralizado com distribuição do hidrogênio na forma de gás comprimido, mostrou-se o grande número de viagens necessárias para transportar o hidrogênio produzido desde a planta central até as empresas, o que como comentado exigiria a compra de pelo menos dois caminhões especialmente adaptados para o transporte dos tubos, além da necessidade de mais de um motorista para cada caminhão, considerando que o ciclo de carga/descarga dos tubos leva entre duas e três horas. Também é importante considerar que o transporte deste gás em caminhões que utilizariam óleo Diesel introduziria mais contaminantes atmosféricos no ciclo de produção/distribuição. Neste sentido, poderia-se propor a utilização de caminhões também movidos a hidrogênio, o que significaria um investimento inicial ainda mais elevado e que não foi contabilizado na análise deste modelo. Todos estes fatores influenciaram negativamente no custo e no preço final do produto.

Já no caso do sistema de distribuição na forma líquida, mesmo sem considerar o custo de capital associado ao armazenamento criogênico, necessitaria-se de um investimento extremamente elevado devido principalmente ao sistema de liquefação. Além disto, deveria ser considerado o alto requerimento energético no processo de liquefação, aproximadamente 33% do conteúdo energético do hidrogênio, o que representaria ao final uma menor eficiência global. Então, confirmou-se que o armazenamento de hidrogênio na forma líquida é limitado pelo alto consumo de energia e investimento nos reservatórios criogênicos (Silva, 1991; Yang C. and Ogden J., 2006). Ao final, os resultados indicaram ser este modelo o de maior custo, não mostrando nenhum benefício adicional significativo frente aos demais. Portanto, concluiu-se que este modelo não seria o mais adequado para o caso em estudo.

Finalmente o modelo de produção e abastecimento em um único local indicou como principal vantagem o menor investimento total. Apesar dos ônibus de cada empresa terem que realizar uma viagem extra por dia, este aumento foi mínimo (4,3%) se comparado com o benefício econômico que poderia representar. A fim de evitar o congestionamento devido ao grande número de ônibus chegando ao mesmo local, a instalação de pelo menos dois *dispensers* para cada empresa e uma boa programação destas viagens minimizaria este potencial problema.

Assim, comparando as vantagens e desvantagens junto com os outros modelos apresentados, considerou-se que o modelo centralizado de produção e abastecimento foi o mais adequado, sendo utilizado no tratamento de dados e na estimativa do custo e do preço do hidrogênio realizado na última etapa do trabalho, apresentado no capítulo seguinte.

Capítulo 6

Análise do custo e do preço do hidrogênio eletrolítico

Após concluir que o modelo mais adequado é o de produção e abastecimento centralizado, este capítulo focou-se na análise do custo e do preço do hidrogênio eletrolítico, levando em consideração os distintos fatores que influenciam nos mesmos.

As principais equações utilizadas para avaliar o custo do hidrogênio eletrolítico produzido correspondem às Equações 3.3 a 3.8, já apresentadas. Vale lembrar que a análise econômica baseou-se no custo dos principais elementos de instalação da planta de produção, não sendo considerados os custos associados à instalação de subestação elétrica e do sistema de abastecimento.

Para atingir os objetivos deste capítulo, inicialmente determinou-se o consumo de energia elétrica da planta central de produção. Na sequência foi analisada a disponibilidade e o possível aproveitamento da EVT da UHE Itaipu, o potencial de redução das emissões de CO₂ pela substituição tecnológica no setor de transporte e a comercialização de créditos de carbono. Ao final foi determinado o custo e o possível preço do hidrogênio eletrolítico produzido, apresentada a análise de sensibilidade do preço do hidrogênio produzido e determinado o custo do quilômetro rodado comparado com outros combustíveis.

6.1 - Consumo de energia elétrica da planta central de produção e disponibilidade da EVT na UHE Itaipu

O consumo energético em uma planta de produção de hidrogênio eletrolítico se deve principalmente ao eletrolisador e ao sistema de compressão, porém não se pode esquecer também do consumo dos sistemas periféricos. Assim, baseado no trabalho de Vidueira et al. (2003), foi considerado um acréscimo de 1,07 kWh/m³ para incorporar tal consumo.

Logo, tem-se que o consumo total de energia elétrica pode ser obtida pela Equação 6.1.

$$\Gamma_e = \Gamma_\alpha + \Gamma_\beta + \Gamma_\delta \quad \text{Eq. 6.1}$$

Onde Γ_e representa o consumo de energia elétrica total em um tempo determinado; Γ_α , o consumo do sistema de eletrólise; Γ_β , o consumo do sistema de compressão; e Γ_δ , o consumo do sistema periférico.

Para obter a quantidade de energia elétrica consumida por cada componente deve-se considerar a relação entre o consumo energético (k) e a eficiência do dispositivo (η) vezes a produção demandada de hidrogênio (Y), conforme a Tabela 4.3. Para este fim foi utilizada a Equação 6.2.

$$\Gamma = \left(\frac{\kappa}{\eta} \right) \cdot Y \quad \text{Eq. 6.2}$$

Os valores utilizados para as estimativas são apresentados na Tabela 6.2.

Tabela 6.1 – Parâmetros utilizados para estimar o consumo energético das plantas de produção de hidrogênio eletrolítico.

Dispositivo	κ (kWh/kg)	η (adimensional)
Eletrolisador	47,9	0,80
Compressor	11,13	0,75
Periféricos	11,91	0,97

Fonte: Elaboração própria baseado em Norsk Hydro (2007), Yang & Ogden (2006) e Vidueira et al. (2003).

Baseado nas considerações anteriores, a Tabela 6.3 apresenta o consumo de eletricidade de cada um dos dispositivos que compõe a planta central de produção do hidrogênio eletrolítico.

Tabela 6.2 - Consumo de energia elétrica no modelo centralizado de produção e abastecimento, diferenciada por dispositivos.

Dispositivo	Consumo de energia elétrica	
	MWh/ano	MWh/mês
Eletrolisador	187.839	15.653
Compressor	46.556	3.880
Periféricos	38.519	3.210
Total	272.914	22.743

Fonte: Elaboração própria.

Considerando que neste estudo a energia elétrica necessária para a produção de hidrogênio seria proveniente do aproveitamento da EVT da UHE Itaipu, o excedente de energia junto à usina depende diretamente do regime de chuvas. O estudo realizado por Silva e Souza (2000) mostrou que o aproveitamento de pelo menos quatro meses do ano deste tipo de energia, mais barata, complementada com a energia firme o resto do ano, pode significar uma queda muito importante no custo médio do hidrogênio eletrolítico.

Com base na disponibilidade média mensal da EVT da UHE Itaipu no período considerado (2001 – 2006) e o consumo total da planta de produção no modelo centralizado, foi elaborado o gráfico da Figura 6.1, cujos dados encontram-se no Anexo 1.

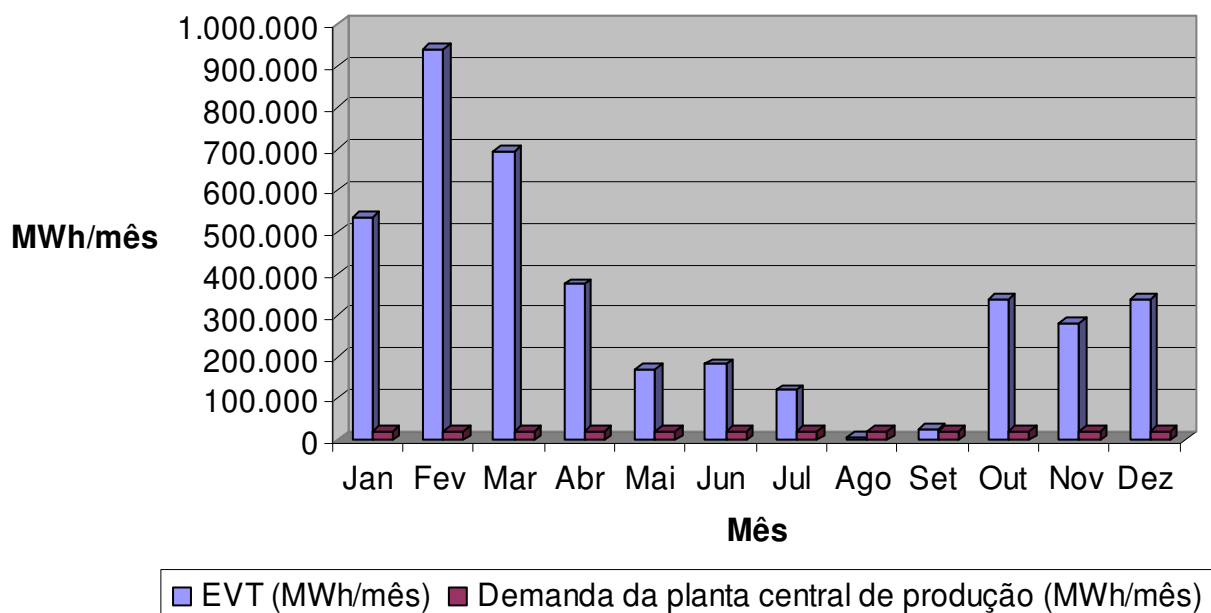


Figura 6.1 – Disponibilidade média mensal da Energia Vertida Turbinável e consumo de energia elétrica no modelo centralizado sem distribuição.

Fonte: Elaboração própria.

Observou-se que apenas no mês de agosto não haveria EVT suficiente disponível para atender todo o consumo de energia elétrica da planta central de produção, o que implicaria em complementar com energia firme para que não houvesse a paralisação da planta de eletrólise. Já no mês de setembro a disponibilidade média da EVT foi levemente superior à demanda total (cerca de 14% superior).

Os custos considerados para a EVT e para a energia firme foram de US\$ 6,50/MWh e US\$ 28,23/MWh, respectivamente, e referem-se à média do ano de 2007 (Santos Jr., 2007).

6.2 – Redução de emissões e comercialização de créditos de carbono

Sem dúvida a introdução de uma nova tecnologia dentro do setor de transporte, como seria o caso de veículos com células a combustível, produzirá impactos significativos, tanto na

matriz de consumo de combustíveis como nas emissões de poluentes atmosféricos (Araújo, 2004).

Além de responsável pela emissão de grande quantidade de CO₂, o setor de transportes é um dos principais responsáveis pela poluição atmosférica local, emitindo gases como o monóxido de carbono, os óxidos de nitrogênio, os óxidos de enxofre, os hidrocarbonetos e os materiais particulados, associados com o aumento de doenças respiratórias principalmente em idosos e crianças menores.

A redução de emissões de poluentes atmosféricos pela substituição tecnológica no setor de transportes é um benefício que deve ser considerado na tomada de decisão para apoiar este tipo de empreendimento. Além disto, a redução da emissão de CO₂ e a possibilidade de comercialização dos créditos de carbono⁴ que viessem a ser obtidos também se configurariam em mais um benefício. A geração destes créditos está associada ao critério de adicionalidade, que refere-se à comparação entre o que o projeto emitiria de gases de efeito estufa (GEEs) e o que aconteceria (nível de emissão de GEEs) na ausência do projeto, ou seja, indica a quantidade de emissão de GEEs que o projeto se propõe a reduzir.

Existem várias questões que podem ser discutidas neste ponto, como por exemplo, quem é o beneficiário final dos créditos, entre outras. Neste estudo é de grande importância analisar a influência da comercialização dos créditos de carbono no custo final do hidrogênio para discutir se esta *commodity* poderia melhorar a competitividade do hidrogênio eletrolítico frente aos combustíveis de origem fóssil. Portanto, este estudo limita-se exclusivamente a esta análise.

A abordagem metodológica para emissões do setor de consumo de energia pode ser estimada através da metodologia *Top-Down* ou da metodologia *Bottom-Up*, conforme diretrizes do IPCC. A *Top-Down* é mais agregada, de fácil aplicação e obtenção de dados, pois requer apenas informações relativas à quantidade de combustíveis consumidos e seus respectivos fatores de emissão, sendo desta forma escolhida para quantificar redução das emissões de CO₂ neste estudo. Na Tabela 6.6 encontram-se os principais parâmetros utilizados nesta estimativa.

⁴ Por convenção, a redução de uma tonelada de CO₂ equivalente corresponde a um crédito de carbono.

Tabela 6.3 – Parâmetros utilizados na metodologia *Top-down*.

Parâmetro	Fator utilizado
Quantidade de combustível considerado como evitado	$10^{-3} \text{ m}^3/\text{l}$
Conteúdo Energético	$0,848 \text{ tEP} \times 45,2 \cdot 10^{-3}$
Quantidade de Carbono emitido	$20,2 \text{ t/TJ}$
Emissão Líquida de Carbono	Nenhuma
Emissão Real de Carbono	0,99
Emissão Real de CO_2	44/12

tEP = toneladas equivalentes de petróleo

$45,2 \cdot 10^{-3}$ = factor de conversión de tEP a TJ

Fonte: IPCC, 1996.

A aplicação da metodologia mencionada indicou uma redução anual de aproximadamente 14.000 toneladas de CO_2 .

Apesar de na Europa a cotação média da tonelada de CO_2 ser de aproximadamente US\$ 12 (Valor econômico, 2007), nos Estados Unidos a cotação é ainda inferior, variando entre 3 e 6 US\$/ton (Chicago Climate Exchange, 2007). Para as estimativas deste trabalho utilizou-se o preço mínimo por crédito de carbono fixado no leilão do Aterro Bandeirantes, que a Prefeitura do Município de São Paulo negociou no final de 2007 (Gazeta Mercantil, 2007), cujo valor foi de €12,70/ton (US\$ 18,90/ton).

6.3 - Custo do hidrogênio eletrolítico

Avaliar o custo de qualquer produto é essencial, já que este é um dos parâmetros que influenciará o uso desse produto pela sociedade. No entanto, a avaliação precisa do custo, tanto de produção como das demais etapas que compõem o ciclo do hidrogênio, é bastante complexa, sendo necessárias estimativas e aproximações de forma a simplificar os cálculos.

Como detalhado no Capítulo 3, vários são os fatores econômicos considerados na avaliação do custo do hidrogênio produzido. A Tabela 6.1 resume os parâmetros econômicos utilizados.

Tabela 6.4 - Principais parâmetros econômicos utilizados para o cálculo do custo de produção do hidrogênio eletrolítico.

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Valor	Referência
<i>Utilizados para cálculo de custos anuais</i>				
Taxa anual de desconto	D	ano ⁻¹	15%	-----
Tempo de recuperação do capital	N	anos	20	Souza, 1998
Taxa de operação e manutenção	OM	-----	6%	Souza, 1998
<i>Utilizados para cálculo de custo de instalação</i>				
Custo do sistema de eletrólise	α	US\$/kW	1.005	Galeano, 2008
Custo do sistema de compressão	β	US\$	1.047	Yang & Ogden, 2006
Custo do sistema de armazenagem	χ	US\$/cilindro	4.000	Dynetek, 2007
Custo com engenharia e supervisão	ϵ	US\$	20%. $(\alpha+\beta+\chi)$	Peters et al, 2003
Custo da infra-estrutura civil	$\emptyset$	US\$	18%. $(\alpha+\beta+\chi)$	Peters et al, 2003
Custo com contingências	γ	US\$	15%. $(\alpha+\beta+\chi)$	Peters et al, 2003
Custo com despesas de construção	λ	US\$	17%. $(\alpha+\beta+\chi)$	Peters et al, 2003

Fonte: Elaboração própria.

Utilizando uma planilha de cálculos foram introduzidos os principais parâmetros econômicos considerados na análise de custo do hidrogênio eletrolítico produzido na planta central de eletrólise, consolidados na Tabela 6.2.

Tabela 6.5 –Dados econômicos de entrada utilizados no modelo centralizado de produção sem distribuição.

Parâmetro de entrada	Símbolo	Valor	Unidade
Custo do sistema central de eletrólise	α	17.500.000	US\$
Custo do sistema central de compressão	β	380.000	US\$
Custo do sistema central de armazenagem	χ	384.000	US\$
Custo com engenharia e supervisão	ε	3.652.800	US\$
Custo da infra-estrutura civil	$\emptyset$	3.287.520	US\$
Custo com contingências	γ	2.739.600	US\$
Custo com despesas de construção	λ	3.104.880	US\$
Energia Vertida Turbinável utilizada	EVT	258.206	MWh/ano
Energia Firme utilizada	EF	14.783	MWh/ano
Custo da EVT	C_{EV}	6,50	US\$/MWh
Custo da EF	C_{EF}	28,23	US\$/MWh
Capacidade da planta de eletrólise	C_p	4.040	m ³ /h
Produção anual de hidrogênio	Y	3.122.775	kg/ano
Emissões de CO ₂ evitadas	Γ	14.800	t/ano
Preço de venda do crédito de carbono	$\subseteq$	18,90	US\$/t
Disponibilidade da planta de eletrólise	D_p	8.600	h/ano

Fonte: Elaboração própria.

Os resultados da análise estão consolidados na Tabela 6.3, na qual se pode observar o custo final do hidrogênio eletrolítico produzido.

Tabela 6.6 – Resultados obtidos para o modelo centralizado de produção e abastecimento

Parâmetro de saída	Símbolo	Valor	Unidade
Custo de capital, operação e manutenção	C_c	6.823.330	US\$
Custo de capital de instalação	C_{cap}	31.048.800	US\$
Custo médio da energia elétrica	C_Φ	7,68	US\$/MWh
Custo anual da energia elétrica	C_e	2.095.663	US\$/ano
Custo associado à comercialização dos créditos de carbono	C_{GHC}	279.720	US\$/ano
Custo anual de produção	C	8.918.993	US\$
Custo unitário do hidrogênio eletrolítico (sem considerar o CGHC)	C_H	2,86	US\$/kg
Custo unitário do hidrogênio eletrolítico (considerando o CGHC)	C_H	2,77	US\$/kg

Fonte: Elaboração própria.

Considerando o câmbio no dia 10/jan/08 (R\$ 1,754/US\$) o custo calculado para o hidrogênio foi de R\$ 5,016/kg. Os resultados indicaram também que, no caso estudado, a

influência dos créditos de carbono sobre o custo final do hidrogênio eletrolítico não é muito significativa. Vale ressaltar, ainda, que esta estimativa da emissão de CO₂ evitada refere-se unicamente à substituição tecnológica, porém é sabido que as hidrelétricas emitem metano (CH₄), que é um dos GEEs.

Como era de esperar o custo do hidrogênio produzido nas condições delimitadas no trabalho foi inferior ao encontrado por Ferreira (2007), que analisou a produção de hidrogênio eletrolítico em estações de abastecimento de pequeno porte considerando três cenários distintos (produção entre 40 – 160 m³/h para estações desprovidas e providas de GNV), cujos resultados levaram aos custos de produção do hidrogênio de US\$ 15,3/kg; US\$ 12,2/kg; US\$ 11,8/kg (custos de produção entre quatro a cinco vezes superiores ao custo médio encontrado nesta dissertação), e foi levemente superior ao valor encontrado por Galeano (2008), cerca de US\$ 2,8/kg, que analisou o custo mínimo de produção aproveitando também a EVT da UHE Itaipu para uma planta de produção de 55.000 m³/h.

6.4 – Análise de sensibilidade do preço do hidrogênio produzido

Utilizando a Equação 3.9 foi possível realizar uma estimativa do preço final de venda do hidrogênio produzido pela UHE Itaipu e disponibilizado para as empresas de ônibus, considerando uma margem de lucro (*L*) igual a 50% e estimando a composição dos impostos incidentes (*I*) conforme valores mostrados na Tabela 6.4.

Tabela 6.7- Composição dos impostos incidentes sobre a produção e venda de hidrogênio.

Imposto	Valor
IPI	5%
ICMS	0
PIS + Cofins + Contr. Social	4,65%
IR	1,50%
Total	11,15%

Fonte: Ferreira, 2007.

Aplicando a equação nas condições estabelecidas, o preço estimado do hidrogênio eletrolítico produzido foi de R\$ 8,46/kg.

A fim de observar a influência de alguns parâmetros sobre o preço final do hidrogênio disponibilizado para as empresas de transporte de Foz do Iguaçu, foi realizada uma análise de sensibilidade considerando o custo dos equipamentos, o custo da energia elétrica, a taxa anual de desconto, o preço de comercialização dos créditos de carbono e o índice de lucro auferido pela empresa investidora. Para cada um destes parâmetros foi admitida uma variação percentual de até 50%, para mais e para menos, e os resultados obtidos podem ser observados na Figura 6.2.

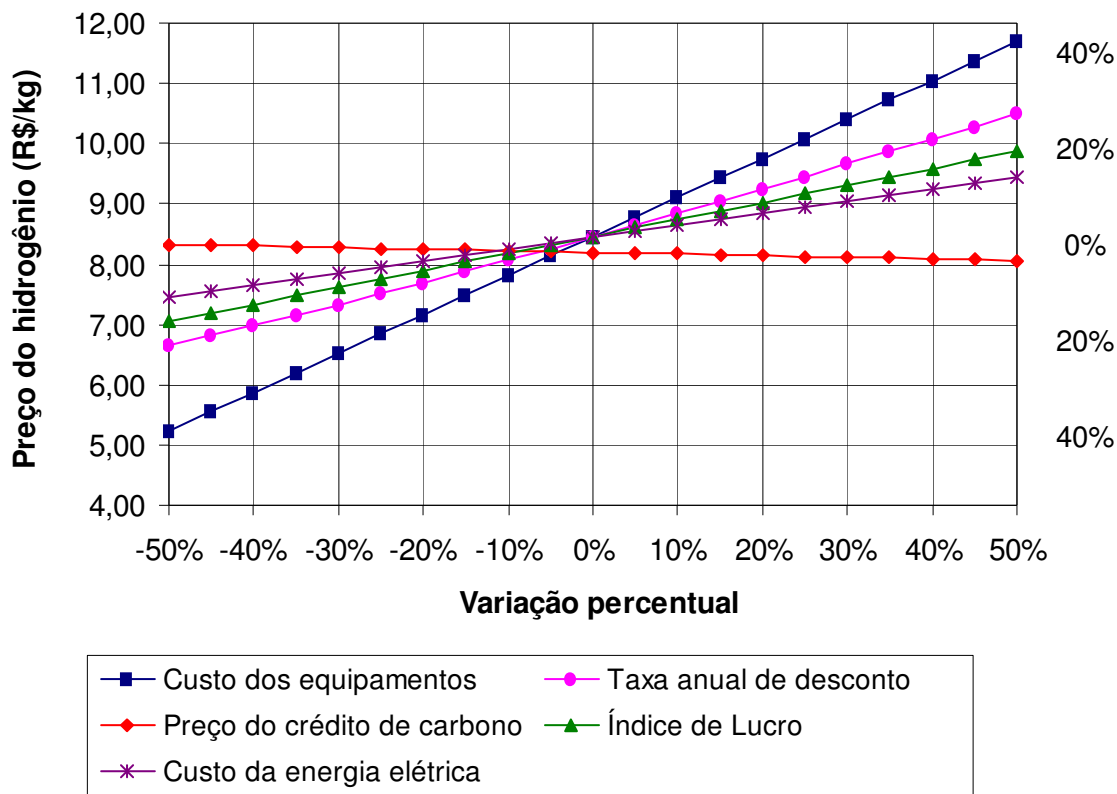


Figura 6.2 – Curva de sensibilidade do preço do hidrogênio.

Fonte: Elaboração própria.

Pode-se notar que, no caso em estudo, o custo dos equipamentos da planta de eletrólise é o fator que mais pode contribuir para a diminuição do preço do hidrogênio eletrolítico, o que também foi constatado por Galeano (2008). Uma diminuição de 30% do custo atual dos equipamentos permitiria produzir hidrogênio cerca de 23% mais barato (aproximadamente R\$ 6,51/kg). Portanto, um dos desafios desta tecnologia é a diminuição do custo associado principalmente ao sistema de eletrólise, que representa aproximadamente 98% do capital de aquisição dos principais elementos que compõem a planta.

O segundo parâmetro de maior influência no preço final do hidrogênio refere-se à taxa anual de desconto. Neste trabalho foi utilizada como base uma taxa de 15% ao ano, valor praticado e aceito na maioria dos empreendimentos comerciais. No entanto, diminuindo a taxa anual praticada em 30% ($d = 10,5\%$ a.a) é possível conseguir uma diminuição de cerca de 13% no preço de venda do hidrogênio (aproximadamente R\$ 7,36/kg).

A influência da taxa de lucro fica em terceiro lugar frente aos parâmetros considerados anteriormente. Observa-se que uma diminuição de 30% neste parâmetro ($L = 35\%$) levaria à uma queda do preço do hidrogênio de 10% (aproximadamente R\$ 7,61/kg).

Quanto ao custo da energia elétrica, neste caso em particular, devido ao aproveitamento de toda a EVT média mensal disponível na UHE Itaipu, recorrendo-se à energia firme só no mês de agosto, a sua influência no preço do hidrogênio produzido não é muito significativa.

Por fim, o preço de comercialização dos créditos de carbono pela substituição tecnológica proposta é o parâmetro de menor influência no preço de venda do hidrogênio, principalmente devida à pequena frota de ônibus da cidade de Foz do Iguaçu. No entanto, deve-se considerar que a redução de emissões não irá se referir apenas ao CO_2 , mas também aos vários poluentes normalmente emitidos pelos ônibus a Diesel, o que finalmente representaria menores danos ao ambiente e à saúde da população.

Apesar da análise de sensibilidade ter sido realizada separadamente para cada parâmetro, deve-se considerar que medidas conjuntas são as que efetivamente poderão tornar o hidrogênio competitivo frente aos combustíveis tradicionais.

6.5 – Comparação do Custo do Quilômetro Rodado

A melhor maneira de comparar efetivamente o uso dos combustíveis tradicionais do setor de transporte coletivo urbano com o hidrogênio é através da determinação do custo do quilômetro rodado. Assim, para discutir o grau de competitividade do hidrogênio eletrolítico com o óleo Diesel e o gás natural veicular (GNV), alguns fatores devem ser considerados, os quais

encontram-se na Tabela 6.5, que também apresenta o valor final do custo do quilômetro rodado para cada combustível.

Tabela 6.8 –Dados comparativos entre ônibus com diferentes tecnologias e custo do quilômetro rodado.

	Diesel	GNV	Hidrogênio
Unidade de referência	l	m ³	kg
Conteúdo energético (PCI)	35,52 MJ/l	36,84 MJ/m ³	120 MJ/kg
Desempenho	2,5 km/l	1,96 km/m ³	4,88 km/kg
Consumo energético	14,2 MJ/km	18,8 MJ/km	24,6 MJ/km
Preço unitário	R\$ 1,880/l	R\$ 1,355/m ³	R\$ 8,46/kg
Custo da energia (R\$/MJ)	0,0529	0,0368	0,0705
Custo do quilometro rodado (R\$/km)	0,752	0,691	1,73

Fonte: Elaboração própria com base em BEN (2003); Dmitri (2005); CUTE (2006); ANP (2007).

Dadas as características de rodagem dos ônibus com distintas tecnologias e levando em conta o preço de venda do Diesel e do GNV, além do preço estimado para o hidrogênio neste trabalho, observa-se em primeiro lugar que o ônibus a hidrogênio de referência ainda apresenta um alto consumo energético por quilômetro rodado o que determina que o custo do quilômetro rodado apresente-se cerca de 2,5 vezes superior às outras tecnologias comparadas. Fazendo a mesma comparação na categoria de veículos leves do mesmo porte, como por exemplo o Honda FCX (com células a combustível), cujo consumo energético é de 1,46 MJ/km, frente ao Volkswagen Gol Trend 1.0 (MCI a gasolina), cujo consumo energético é de 2,37 MJ/km, fica evidente que ainda existe margem para melhorar a eficiência da tecnologia do hidrogênio aplicada ao transporte coletivo.

Capítulo 7

Conclusões e Sugestões para Próximos Trabalhos

Diante das crescentes preocupações ambientais com a obtenção e uso da energia e da necessidade de redução da dependência energética, muitos países vem buscando formas alternativas de atuar nos diversos setores da economia, inclusive no setor de transportes. Buscando contribuir para uma solução dentro do contexto de conservação de energia, de eficiência da conversão energética e de redução dos impactos ambientais, colaborando para um maior conforto dos cidadãos, este trabalho analisou a substituição dos tradicionais ônibus a Diesel por ônibus com células a combustível na cidade de Foz do Iguaçu. Foi possível estimar o custo e o preço do hidrogênio eletrolítico produzido nas condições estabelecidas dentro do trabalho, levando em consideração não apenas o custo de capital de instalação da planta de produção e o custo anual com energia elétrica, mas também os ganhos com a comercialização de créditos de carbono advindos da substituição tecnológica proposta.

Nesta análise, partiu-se da premissa de que o hidrogênio seria produzido pela UHE Itaipu, uma empresa de energia elétrica, abrindo um mercado alternativo para empresas desse setor: a produção eletrolítica de hidrogênio. Apesar das empresas de energia elétrica já participarem do setor de transporte coletivo urbano, a oportunidade de produzir e comercializar outro produto, além da própria eletricidade, permite que elas venham a atuar como empresas de energia, em um sentido mais amplo, tendência esta já verificada em outros ramos do setor energético mundial. Deste modo, a parceria das empresas de energia elétrica com as empresas de ônibus seria a base que catalisaria a inserção do hidrogênio como uma alternativa energética válida dentro do setor de transportes.

Apesar das simplificações efetuadas, o trabalho sinalizou os vários pontos a serem considerados em uma discussão prática sobre a substituição tecnológica aqui proposta. Inicialmente, a compilação e registro de informações atualizadas dos diferentes projetos de demonstração da tecnologia do hidrogênio no setor de transporte coletivo, bem como dos ônibus com célula a combustível utilizados, foram de grande importância na análise de adequação do ônibus de referência, o *Citaro Fuel Cell Bus*, dentro do atual sistema de transporte coletivo da cidade de Foz do Iguaçu. Os resultados confirmaram a possibilidade de utilizá-lo sem realizar alterações significativas na operação das linhas existentes e sem modificar o número de veículos da frota de cada empresa. As maiores alterações deverão ocorrer principalmente na programação dos horários de abastecimento.

Vale ressaltar que o custo de aquisição dos ônibus com célula a combustível não foi considerado na análise de custo de investimentos, uma vez que esta análise se refere apenas à produção de hidrogênio por parte da UHE Itaipu a fim de estimar o preço a ser praticado por ela com as empresas de transporte que irão adquirir os ônibus. Outros custos a serem contabilizados referem-se à instalação de subestações elétricas, de acordo com a necessidade, e dos equipamentos para o posto de abastecimento.

A análise de modelos de produção permitiu mostrar as principais vantagens e desvantagens dos mesmos. A instalação de um modelo descentralizado de produção representou uma opção de alto custo, estimado em cerca de US\$ 26,7 milhões, para a compra dos principais elementos da planta de produção. Apesar de cada empresa aproveitar a infra-estrutura disponível em sua garagem, a instalação de quatro plantas pequenas apresentou o maior custo unitário de equipamentos, além da necessidade de unidades de subestação ao lado de cada empresa, o que inviabilizaria ainda mais a implementação desta opção.

A instalação de um modelo centralizado de produção mostrou que o uso de uma planta central de produção minimizaria o capital necessário para a aquisição do sistema de eletrólise, porém a distribuição na forma líquida do produto exige um elevado investimento (aquisição do sistema de liquefação, dos tanques criogênicos, dos caminhões especialmente equipados para este fim, entre outros). Com isto, considerando unicamente a aquisição do sistema de liquefação, seria necessário um investimento de cerca de US\$ 20 milhões, o que somado aos outros elementos o converte na opção mais cara entre todas.

Já a distribuição na forma gasosa utilizando caminhões mostrou um custo de cerca de US\$ 19,4 milhões. Esta forma de distribuição vai demandar um grande número de viagens desde a planta de produção até as empresas. Vale ressaltar que a premissa é que o hidrogênio será transportado até as empresas a uma pressão média de 200 bar e, portanto, cada empresa deverá contar com seu próprio sistema de compressão, o que elevará o investimento necessário neste modelo. Também devem ser considerados os custos associados à contratação de mais de um motorista para cada caminhão, tendo em conta que a distribuição às empresas deverá ser realizada durante o dia todo.

Finalmente chegou-se à análise do modelo de produção e abastecimento centralizado, que mostrou como principal vantagem o menor investimento total, cerca de US\$ 18,3 milhões. Apesar dos ônibus de cada empresa terem que realizar uma viagem extra por dia, aumento de cerca de 4% da quilometragem média e, conseqüentemente, um aumento também na demanda de hidrogênio destas empresas da ordem de 4,7%, estes aumentos podem ser considerados mínimos se comparado com o benefício econômico que poderia representar.

Portanto, conclui-se que nas condições adotadas no trabalho, o modelo centralizado de produção e abastecimento é o mais conveniente do ponto de vista técnico e econômico. Neste modelo, levando em conta os custos de capital e os custos com a energia elétrica, proveniente do uso da EVT da Usina Itaipu, foi obtido um custo unitário do hidrogênio de US\$ 2,86/kg (R\$ 5,02/kg). Considerando a possibilidade de comercialização dos créditos de carbono, obteve-se uma queda de 3,2% no custo unitário do hidrogênio US\$ 2,77/kg (R\$ 4,86/kg), o que deverá merecer um estudo mais detalhado para analisar se, de fato, este projeto se encaixa no contexto dos projetos de MDL.

Diante dos fatores que influenciam o preço do hidrogênio, cujos valores podem auxiliar na estratégia da UHE Itaipu quanto ao preço de venda às empresas de ônibus, realizou-se a análise de sensibilidade da variação percentual de cinco fatores considerados importantes: custo dos equipamentos, custo da energia elétrica, taxa anual de desconto, preço do crédito de carbono e índice de lucro que UHE Itaipu poderá auferir.

Os resultados obtidos indicaram que o preço final do hidrogênio é bastante influenciado pelo custo dos equipamentos da planta de eletrólise, principalmente do sistema de eletrólise, que

corresponde a 98% dos investimentos na implantação da planta. Neste ponto deve-se salientar o investimento público e privado para o desenvolvimento tecnológico de módulos para a eletrólise da água no Brasil, o que a médio e longo prazo pode significar vantagens competitivas frente aos atuais módulos de eletrólise importados. Também incentivos para a produção e utilização do hidrogênio podem significar no futuro o aumento nos volumes de fabricação desses equipamentos, levando à queda dos preços pelo ganho de escala.

Quanto à taxa anual de desconto e à taxa de lucro auferida pela empresa investidora, os resultados indicaram que medidas visando a diminuição conjunta destes parâmetros também auxiliariam para uma maior competitividade do hidrogênio frente aos combustíveis tradicionais.

No caso do custo da energia elétrica, a grande utilização da EVT ao longo do ano, exigindo um *mix* com a energia firme apenas no mês de agosto, faz com que este fator seja influenciado basicamente pelo custo da EVT, que normalmente é bem mais baixo que da energia firme. Por isto, sua influência no preço do hidrogênio é pequena para o caso da UHE Itaipu. No entanto, não se pode descartar períodos de índice pluviométrico reduzido, o que certamente exigirá o *mix* de energia em outros meses do ano e impactará no preço do hidrogênio.

Com relação aos créditos de carbono, a sua possível comercialização não pareceu causar impacto significativo no preço final do hidrogênio, mesmo contabilizando uma emissão evitada superior àquela que efetivamente seria verificada caso fosse incluída a emissão de metano do reservatório da UHE Itaipu. Ainda assim, o montante obtido com a comercialização dos créditos é pequeno principalmente devido ao reduzido consumo e emissão proveniente do óleo Diesel no setor de transporte coletivo urbano da cidade de Foz do Iguaçu.

Apesar disto, a redução dos poluentes atmosféricos pela substituição de óleo Diesel por hidrogênio representa um benefício ambiental muito importante, especialmente em centros urbanos com elevada poluição atmosférica. Assim, o alto custo ambiental associado a outros impactos à saúde humana deveria ser levado em conta na tomada de decisão para a substituição da atual tecnologia utilizada no setor de transporte coletivo de passageiros.

Desta forma, para o caso da substituição de ônibus a Diesel por ônibus com célula a combustível na cidade de Foz do Iguaçu, os resultados indicaram que a competitividade do

hidrogênio poderá ser conseguida a partir de algumas medidas como a redução do custo de aquisição do sistema de eletrólise, a redução conjunta da taxa anual de desconto e da taxa de lucro, ou a melhoria da eficiência dos ônibus movidos a hidrogênio (seja recorrendo à tecnologia híbrida ou diretamente melhorando o desempenho dos veículos). Além disto, os elevados custos do uso de combustíveis fósseis para a saúde pública e para a preservação do meio ambiente poderão agir favoravelmente à tecnologia do hidrogênio caso sejam computados no preço final, podendo torná-la economicamente mais competitiva no médio e longo prazo.

Acredita-se que as medidas citadas, concluídas da análise de sensibilidade praticada sobre o preço, poderão colocar o hidrogênio em uma situação de maior competitividade frente ao Diesel e ao GNV.

Vale ainda lembrar que o oxigênio, subproduto no processo da eletrólise da água, também poderia ser comercializado, o que dependeria da existência de um mercado para este produto na cidade de Foz do Iguaçu. As receitas desta comercialização poderiam ser usadas para diminuir o custo de produção do hidrogênio, o que conseqüentemente poderia tornar o seu preço inferior ao estimado e mais competitivo.

A análise do preço do quilômetro rodado com hidrogênio (R\$ 2,37/km) comparado com o GNV e o óleo Diesel mostrou que o uso de GNV nos ônibus ainda é o mais econômico (R\$ 0,691/km), seguido pelo uso de Diesel (R\$ 0,752/km) e que nas condições bases do trabalho o hidrogênio ainda não mostra atratividade comercial.

Da comparação das diferentes tecnologias aplicadas ao transporte coletivo (uso de GNV, óleo Diesel e Hidrogênio) mostrou que o ônibus de referência ainda não representa um desempenho satisfatório ao levar em conta o desempenho de veículos leves movidos a hidrogênio frente aos movidos à gasolina (Ferreira, 2007; Araújo, 2004), onde os primeiros mostram um ganho de eficiência energética ao redor de duas vezes superior. Desta forma, era de esperar um melhor desempenho do ônibus tomado como referência. No entanto, caso fosse considerada a mesma a relação observada entre os veículos leves (com a tecnologia tradicional e com célula a combustível), o custo do quilômetro rodado para os ônibus com células a combustível poderia chegar a cerca de R\$ 0,718/km, o que efetivamente mostraria atratividade econômica frente aos combustíveis fósseis.

No sentido de aprofundar a discussão sobre a introdução do hidrogênio no setor de transportes de Foz do Iguaçu, alguns outros estudos podem ser sugeridos, tais como:

- Analisar a possibilidade da utilização de outros processos para a obtenção do hidrogênio e comparar economicamente com o caso estudado;
- Estudar detalhadamente a utilização de gasodutos para a distribuição do hidrogênio a partir de uma planta central de produção;
- Analisar e comparar a possibilidade de utilização da tecnologia híbrida (óleo Diesel – hidrogênio ou GNV - hidrogênio), verificando-se a economia do combustível fóssil e o grau do impacto ambiental gerado;
- Analisar o custo/benefício da utilização da EVT da UHE Itaipu diretamente em ônibus elétricos (trólebus) frente à produção de hidrogênio para uso em ônibus.
- Analisar a viabilidade econômica da instalação de uma planta de produção de hidrogênio a grande escala, produzindo por um lado amônia eletrolítica para fertilizantes nitrogenados e, por outro lado hidrogênio para uso veicular.

Referências Bibliográficas

- Agencia Brasil. **Brasil e Paraguai firmam acordos e inauguram duas últimas turbinas de Itaipu.** Disponível em <http://www.agenciabrasil.gov.br/> Acesso em Junho, 2007.
- Alvim, Carlos Feu et al. **Um Porto de Destino para o Sistema Elétrico Brasileiro. Características dos Sistemas Elétricos Integrados do Brasil e sua Projeção até o Horizonte de 2035.** Relatório Técnico. Economia e Energia, Brasil, 2005.
- ANP. **Relatório Mensal de Acompanhamento de Mercado: Óleo Diesel.** Elaborado pela Coordenadoria de Defesa da Concorrência. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Brasil, 2007.
- Araújo, Paula. **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.
- ARB. **Air Resources Board. Fuel cell technology status and prospects of fuel cell automotive engines.** A report of the fuel cell technical advisory panel. California, USA, 2002.
- BALLARD POWER SYSTEMS. **Página institucional da empresa na Internet.** Foram encontrados dados técnicos sobre o sistema adotado nos ônibus. Disponível em <http://www.ballard.com> Acesso em Julho, 2007.
- Belli, Marys. **Inventors. Innovation for the 21st century.** Disponível em http://inventors.about.com/od/fstartinventions/a/Fuel_Cells.htm Acesso em Maio, 2007.
- Bıyıkoglu, Atilla. **Review of proton exchange membrane fuel cell models.** International Journal of Hydrogen Energy, 30: 1181 – 1212, 2005.

- Blanks, David. **Células combustíveis, implicações poderosas.** Disponível em www.airpower.maxwell.af.mil. Acesso em fevereiro, 2007.
- Bockris J; Reddy A. **Modern Electrochemistry.** Segunda Edição. Kluwer Academic. Plenum Publishers, New York, 2000.
- Boletim Enfoque. **Artículo “Panorama Mundial”.** Ed. 005. Dezembro, 1999. Site Energias Renováveis. Disponível em <http://www.aondevamos.eng.br/boletins/edicao05.htm> Acesso em Agosto, 2006.
- Bossel, Ulf. **The Physics of the Hydrogen Economy.** European Fuel Cell News, vol 10, nro 2, julho, 2003.
- BP. **Statistical Review of World Energy.** Beyond Petroleum. Inglaterra, Junho, 2004.
- _____. **Statistical Review of World Energy.** Beyond Petroleum. Inglaterra, Junho, 2007.
- Brain, Marshall. **Como funciona a economia do hidrogênio.** Disponível em <http://pessoas.hsw.com.br/economia-de-hidrogenio4.htm> Acesso em Maio, 2007.
- Brandão, M.O. **Termodinâmica e Simulação de Sistemas de Células a Combustível, Potencial Gerador Elétrico para Aplicações Estacionárias e Automotivas.** Universidade Federal de Rio de Janeiro, Brasil, 2003.
- CADDET. **Hydrogen fuel cell powered transit bus.** Centre for Analysis and Dissemination of Demonstrated Energy Technologies. Canada, 1996.
- CAFCP. **Califórnia Fuel Cell Partnership. Pagina oficial na Internet.** Disponível em <http://www.cafcp.org/> Acesso em Julho, 2007.
- Camargo, João C. **O etanol como fonte de hidrogênio para células a combustível na geração distribuída de energia elétrica.** Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, 2004.
- Castellan, Gilbert. **Fisicoquímica.** Segunda Edição. Addison-Wesley Iberoamericana, USA, 1987.
- Cavallari, Douglas. **O processo de implantação da tecnologia de células a combustível no sistema de transporte coletivo da cidade do Porto.** Universidade de Aveiro, Portugal, 2004.

- CBDB. **Comitê Brasileiro de Barragens. Disponibilidade hídrica do sistema elétrico brasileiro.** Brasil, 2003.
- CDM. **Clean Development Mechanism. Sítio oficial da UNFCCC dedicado ao MDL.** Disponível em <http://cdm.unfccc.int/index.html> Acesso em Julho, 2007.
- Células a combustível na mídia. **Londres testa ônibus movidos a hidrogênio.** Notícias da Electrocell. Disponível em http://www.electrocell.com.br/noiticiaseeventos_6_pt.html Acesso em Maio, 2007.
- Chalk Steven, Miller James, Wagner Fred. **Challenges for fuel cells in transport applications.** Journal of Power Sources 86: 40–51, 2000.
- Chicago Climate Exchange. **Sítio de comercialização de créditos de carbono.** Disponível em <http://www.chicagoclimateexchange.com/> Acesso em Outubro, 2007.
- CIA. **Central Intelligence Agency. Global Trends 2015.** Washington, 2000. Disponível em <http://www.fas.org/irp/cia/product/globaltrends2015/index.html> Acesso em Agosto, 2006.
- Collier Amanda; Haijiang, Wang; Xiao, Zi Yuan; JiuJun, Zhang; Wilkinson, David. **Degradation of polymer electrolyte membranes.** International Journal of Hydrogen Energy, 31: 1838 – 1854, 2006.
- Comciencia. **Revista Eletrônica de Jornalismo Científico. Alemanha reúne maior quantidade de postos de hidrogênio da Europa.** Disponível em <http://www.comciencia.br/200412/noticias/2005/combustivel.htm> Acesso em Maio, 2007.
- Comissão Européia. **Produção e armazenamento do hidrogênio.** Disponível em http://ec.europa.eu/research/leaflets/h2/page_101_pt.html. Acesso em Fevereiro, 2007.
- Crockcoft, Colin. **Resultados estatísticos do projeto STEP.** Comunicação pessoal, Dezembro, 2007.
- Cropper M. **Fuel Cell Market Survey: Buses.** Fuel Cell Today. Novembro, 2003.
- CUTE. **Clean Urban of Transport for Europe. General Introduction Brochure.** Comissão Européia, Alemanha, 2003.
- _____. **Hydrogen Supply Infrastructure and Fuel Cell Bus Technology.** Comissão Européia, Alemanha, 2004.

- _____. **Summary of Achievements. Vision, Teamwork and Technology.** Comissão Européia, Alemanha, 2006.
- Daimler-Chrysler. **Sítio oficial da empresa. Informações sobre projetos.** Disponível em <http://www.daimlerchrysler.com> Acesso em dezembro, 2006.
- Demirdöven, N. et al. **Hybrid Cars Now, Fuel Cell Cars Later.** *Science* 305, 974 (2004).
- Dmitri, Lobkov Dmitrievich. **Análise econômica para a substituição do uso do combustível diesel por GNC no transporte público de passageiros.** Dissertação (Mestrado) Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo, UNICAMP, Campinas, 2005.
- Dynetek. **Cotação de cilindros de alta pressão para hidrogênio.** Comunicação pessoal, Novembro, 2007.
- ECTOS. **Ecological City Transport System. Final Public Report. Deliverable 4.** Islândia. Setembro, 2003.
- _____. **Assessment and Evaluation of socio-economics factors. Deliverable 12.** Islândia. Setembro, 2004.
- _____. **Total Impact Assessment. Deliverable 17.** Islândia. Julho, 2005.a
- _____. **Final Public Report. Deliverable 19.** Islândia. Setembro, 2005.b
- EDP. **Guia Prática de Eficiência Energética.** Elaborado pela empresa Energias de Portugal. Lisboa, 2006.
- Eletrocell. **Empresa de desenvolvimento de sistemas e periféricos associados a tecnologia de Células a Combustível.** Disponível em <http://www.electrocell.com.br/> Acesso em Fevereiro, 2007.
- EMTU. **Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos de São Paulo S.A. Sítio oficial da empresa.** Disponível em <http://www.emtu.sp.gov.br/> Acesso em Maio, 2007.
- Energía: Proyecciones Mundiales. **Relatório elaborado pela Universidade de Barcelona.** Espanha, 2006.
- Energy Agentur. NRW. **Informações sobre projetos: Midi-bus with Fuel Cell Hybrid Drive.** Disponível em <http://www.brennstoffzelle-nrw.de> Acesso em Julho, 2007.

- Fahmy F. H.; Abdel-Rehim Z. S. **Hydrogen Gas Production and Utilization as Electricity Using a Renewable Energy Source**. Energy Sources, v.21, n.7: 629-641. USA, 1999.
- FCBus-Club. **Informações oficiais dos projetos europeus de ônibus a hidrogênio**. Disponível em <http://www.fuel-cell-bus-club.com> Acesso em Abril, Maio, Dezembro, 2007.
- Ferreira, Omar C. **A nova economia**. Economia & Energia, Ed. 38. Maio-junho, 2003.
- Ferreira, Paulo. **Infra-estrutura para Uso Energético do Hidrogênio: Estações de Abastecimento para Veículos**. Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, 2007.
- Filho, Alexandre. **GASBUS Project: a GNV converted bus experience in Brazil**. In: Seminário regional de uso de Gás Natural, Buenos Aires, Argentina, 2004.
- Fortunato, L. M. et al. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, Brasil, 1990.
- FozTrans. **Relatório de atividades referente ao mês de Dezembro**. Instituto de Transporte e Trânsito de Foz do Iguaçu. Divisão de Transporte Coletivo. Dezembro, 2006.
- Fuel cell history. **Histórico das células a combustível**. Disponível em <http://www.jdpower.com/articles/article.aspx?ID=125> Acesso em Abril, 2007.
- Fuel Cells. **O centro de informação em linha de células de combustível. Benefícios das células de combustível**. Disponível em <http://www.worldwide.fuelcells.org/> Acesso em Maio, 2007.
- Fuelcellstore. **Informações varias sobre células a combustível**. Disponível em www.fuelcellstore.com Acesso em Fevereiro, 2007.
- Galeano, Michel. **Estudo da Viabilidade Técnica e Econômica do Aproveitamento da Energia Vertida Turbinável da Usina Hidroelétrica de Itaipu para a Síntese de Amônia**. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.
- Gazeta Mercantil. **Fortis Bank vence leilão de crédito de carbono**. Publicação do dia 27/09/2007.
- GEF.UNDP **Fuel-Cell Bus Programme: Update**. 21 p. Maio, 2004.

- Goldemberg, José. **Pesquisa e desenvolvimento na área de energia.** São Paulo em Perspectivas v.14 n.3 São Paulo, Brasil. Disponível em <http://www.scielo.br/> Acesso em Julho, 2006.
- H2mobility. **Sítio de informações técnicas de veículos movidos a hidrogênio. Fuel cell buses.** Disponível em <http://www.h2mobility.org/> Acesso em Janeiro, 2007.
- Hakim, Danny. **An Electrovan, Not an Edsel.** New York Times. N.Y.USA: Nov 17,. pg. 32. 2002
- Helmolt, R.; Eberle, U. **Fuel cell vehicles: Status 2007.** International Journal of Power Sources. 165: 833–843, 2007.
- HIE team. **Hydrogen Refuelling & Storage Infrastructure.** Relatório realizado pelos consórcios Element Energy, E4tech, PURE Energy Centre. Highlands and Islands Enterprise. Inglaterra, 2006.
- Hoffman G. N., Emilio. **Hidrogênio, Evoluir sem poluir: a era do hidrogênio, das energias renováveis e das células a combustível.** Curitiba, Brasil, 2005.
- Hydrogen now. **Informações sobre fabricantes de eletrolisadores.** Disponível em <http://www.hydrogennow.org> Acesso em julho, 2007.
- Hydrogenics Corporation. **Sítio oficial da companhia. Hydrogenics Corporation to Acquire Stuart Energy Systems Corporation.** Disponível em <http://www.hydrogenics.com/> Acesso em Maio, 2007.
- Hyfleet:CUTE. **Página oficial do projeto. Informações várias.** Disponível em <http://www.global-hydrogen-bus-platform.com/> Acesso em Agosto, 2007.
- Hyweb. **A web do hidrogênio. Informações várias referentes à tecnologia do hidrogênio.** Disponível em <http://www.hyweb.org> Acesso em fevereiro, 2007.
- IBAMA. **Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.** Informações várias. Disponível em <http://www.ibama.gov.br> Acesso em Julho, 2007.
- IBGE. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas. Estimativas da população de 2006.** Disponível em <http://www.ibge.gov.br/> Acesso em Julho, 2007.

IPCC. **Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.** Libro de Trabajo, Vol. 2, versão revisada, 1996.

ITAIPU. **Pagina Institucional da ITAIPU Binacional. Informações várias da Usina.** Disponível em <http://www.itaipu.gov.br> Acesso em Fevereiro, 2007.a

_____. **Dados de geração de energia da ITAIPU Binacional.** Comunicação pessoal, Dezembro, 2007.b

_____. **Bê-à-bá da ITAIPU.** Assessoria de Comunicação Social da Itaipu Binacional. Foz do Iguaçu, Brasil, 2005.

_____. **ITAIPU Hydroelectric Project: Engineering Features.** Curitiba, Brasil, 1994

Kerry-Ann A.; Crawley G. **Market Survey: Buses.** Fuel Cell Today. Dezembro, 2006.

Kruger, Paul. **Electric power requeriment for large-scale production of hydrogen fuel for the world vehicle fleet.** International Journal of Hydrogen Energy. 26: 1137-1147, USA, 2001.

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

Mackenzie, James. **Oil as a finite resource: When is global production likely to peak?** World Research Institute, USA, 2000.

McGraw-Hill Companies. **Understanding Fuel Cells.** Disponível em <http://www.jdpower.com/articles/> Acesso em Junho, 2007.

MME. **Ministério de Minas e Energia. Roteiro para Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil.** Disponível em <http://www.mme.gov.br/> Acesso em Setembro, 2006.

Mora, Newton. **Ônibus a hidrogênio no centro de São Paulo.** In: Brasil H2 Fuel Cell Expo - Seminar, Curitiba, Setembro, 2007.

Nogueira, Luiz Augusto Horta. **Perspectivas na Produção e Processamento de Petróleo e Gás Natural no Brasil.** Agência Nacional do Petróleo. Brasil, 2002.

Norsk Hydro. **Comunicação pessoal via e-mail.** Janeiro, 2007.a

_____. **Informações várias da empresa.** Disponível em http://www.rgesd-sustcomm.org/RenewIslands/Spanish/ES_Consortium.htm Acesso em Agosto, 2007.b

- Peters, M. S. et al. **Plant Design and Economics for Chemical Engineers**. Quinta Edição. Ed. Mac Graw Hill, 988 p., 2003.
- PMFI. **Prefeitura Municipal de Foz do Iguaçu. Site oficial na Internet**. Disponível em <http://www.fozdoiguacu.pr.gov.br/cidade/dados/cfisicas.htm> Acesso em Julho, 2007.
- PNUD. **Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento. SP lança projeto de ônibus não-poluente**. Disponível em <http://www.pnud.org.br/energia> Acesso em Agosto, 2007.
- Portal Oeste. **Itaipu, a Maior Usina Hidrelétrica do Mundo**. Disponível em http://www.portaloeste.com.br/conteudo.asp?cod=97&area=5&sub_tipo= Acesso em Junho, 2007.
- PTA. **Public Transport Authority. Informações sobre o projeto STEP**. Disponível em <http://www.pta.wa.gov.au> Acesso em Julho, 2007.
- Rede Hidro. **Glossário de termos utilizados no setor hidrelétrico**. Disponível em <http://www.sct.rs.gov.br/redehidro/glossario/> Acesso em Maio, 2007.
- Rifkin, J. A. **A economia do hidrogênio** M. Books do Brasil. São Paulo, 2003.
- S. Prince-Richard et al. **A techno-economic analysis of decentralized electrolytic hydrogen production for fuel cell vehicles**. International Journal of Hydrogen Energy. 30: 1159 – 1179, 2005.
- Saldiva, Paulo Hilário Nascimento. **Entrevista para a organização do 4º Seminário e Exposição de Veículos Elétricos**. Disponível em <http://www.ve.org.br> Acesso em Agosto, 2006
- 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.
- _____. **Produção de Hidrogênio em Usinas Hidrelétricas**. In: Brasil H2 Fuel Cell Expo - Seminar, Curitiba, Setembro, 2007.
- São Paulo. **Portal do Governo do Estado. Ônibus a hidrogênio vira realidade no Brasil**. Disponível em <http://www.stm.sp.gov.br/noticias/nt-2549.htm> Acesso em Junho, 2007.
- Secretaria do meio ambiente (SP). **Por um Transporte Sustentável**. São Paulo, 1997

- Silva, Ennio Peres da. **Introdução à Economia e Tecnologia do Hidrogênio**. Editorial UNICAMP, Campinas, 1991.
- Silva, Renata A. Monteiro da. **Transporte Urbano de Passageiros e Qualidade do Ar: O Caso da Implementação de um Novo Sistema Hidroviário na Região Metropolitana do Rio de Janeiro**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.
- SMT. **Sítio oficial na Internet da Secretaria Municipal de Turismo de Foz do Iguaçu**. Disponível em <http://www2.fozdoiguacu.pr.gov.br/Turismo/> Acesso em Julho, 2007.
- Souza, Nelson Melegari. **Aproveitamento da Energia Hidroelétrica Secundária para Produção de Hidrogênio Eletrolítico**. Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, 1998.
- Souza, S.; Silva, E. **Utilização da energia excedente junto a usina hidrelétrica de Itaipu para a síntese de amônia para fertilizantes nitrogenados**. In: Encontro de Energia no Meio Rural, Brasil, 2000.
- Souza, Z. De; Santos, A.; Bortoni E. **Centrais Hidrelétricas: Estudos para Implantação**. Ed. Edgard Blücher Ltda. São Paulo, Brasil, 1999.
- Statistics Iceland. Informações estatísticas da Islândia. **População até dezembro de 2005**. Disponível em <http://www.statice.is/> Acesso em Julho, 2007.
- Statkraft Development AS. **Hydrogen. The fuel of the future**. Oslo, Noruega, 2007. Disponível em <http://www.statkraft.de/> Acesso em Junho, 2007.
- Stuart Energy Systems. **Sítio oficial da empresa**. Disponível em <http://www.stuartenergy.com/industry.asp> Acesso em Maio, 2007.
- Teledyne Energy Systems, Inc. **Informações sobre a companhia**. Disponível em <http://www.teledyneenergysystems.com/> Acesso em Maio, 2007.
- Thomas, Sandy et al. **Distributed Hydrogen Fueling Systems Analysis**. Proceedings of the 2001 DOE Hydrogen Program Review. Virginia, USA, 2001.

- Trial Evaluation Programme. **Hydrogen fuel cell bus trial draws to a close.** Department for Planning and Infrastructure. Government of Western Australia. Disponível em <http://www.dpi.wa.gov.au/> Acesso em Agosto, 2007.
- U.S. Department of Energy. **Fuel Cell Handbook. Seventh Edition,** National Energy Technology Laboratory, West Virginia, USA, 2004.
- Ullmann's. **Encyclopaedia of Industrial Chemistry.** 7^o Edition. Ed. Wiley-VCH. 1997.
- UNDP. **United Nations Development Programme. Fuel-Cell Buses to be introduced to the streets of Beijing.** Disponível em <http://www.undp.org.cn> Acesso em Julho, 2007.
- Valor econômico. **Cotação de créditos de carbono. Edição do dia 09/05/07.** Disponível em <http://www.valoreconomico.com.br/> Acesso em Agosto, 2007.
- Werner, Carol. **Fuel Cell Fact Sheet.** Environmental and Energy Study Institute. Washington, DC, USA, 2000.
- Whitehouse, Simon. **STEP – The Perth Fuel Cell Bus Trial. International Cooperation in Action.** In: Electric Drive Transportation Association. Conference and Exposition. Canada, 2005.
- Yang C. and Ogden J. **Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode.** International Journal of Hydrogen Energy. 32: 268-286, 2006.

ANEXO 1

Energia Mensal da UHE Itaipu (2001 – 2006)

Energia mensal da UHE de Itaipu entre os anos 2001 - 2006

Data	MWh			GWh		
	Geração	E.Disponível	EVT	Geração	E.Disponível	EVT
ene-01	7.550.046	8.264.696	714.650	7.550	8.265	715
feb-01	6.930.710	7.968.129	1.037.419	6.931	7.968	1.037
mar-01	7.615.310	7.701.797	86.487	7.615	7.702	86
abr-01	7.473.504	7.473.504	0	7.474	7.474	0
may-01	7.326.722	7.326.722	0	7.327	7.327	0
jun-01	6.095.333	6.095.333	0	6.095	6.095	0
jul-01	6.098.032	6.098.032	0	6.098	6.098	0
ago-01	5.397.949	5.397.949	0	5.398	5.398	0
sep-01	5.657.953	5.657.953	0	5.658	5.658	0
oct-01	6.256.637	6.256.637	0	6.257	6.257	0
nov-01	6.284.578	6.284.578	0	6.285	6.285	0
dic-01	6.620.301	6.636.053	15.752	6.620	6.636	16
ene-02	7.118.599	7.785.162	666.563	7.119	7.785	667
feb-02	5.701.010	8.113.898	2.412.888	5.701	8.114	2.413
mar-02	7.301.418	8.234.141	932.723	7.301	8.234	933
abr-02	7.570.369	7.617.347	46.978	7.570	7.617	47
may-02	7.432.425	7.777.959	345.534	7.432	7.778	346
jun-02	6.759.437	6.776.925	17.488	6.759	6.777	17
jul-02	6.398.046	6.398.046	0	6.398	6.398	0
ago-02	6.796.887	6.796.887	0	6.797	6.797	0
sep-02	6.707.855	6.707.855	0	6.708	6.708	0
oct-02	7.065.151	7.065.151	0	7.065	7.065	0
nov-02	6.931.050	6.987.428	56.378	6.931	6.987	56
dic-02	7.132.022	7.820.843	688.821	7.132	7.821	689
ene-03	7.423.538	7.639.190	215.652	7.424	7.639	216
feb-03	7.032.814	8.101.267	1.068.453	7.033	8.101	1.068
mar-03	6.740.946	8.708.936	1.967.990	6.741	8.709	1.968
abr-03	7.487.149	8.186.663	699.514	7.487	8.187	700
may-03	7.513.727	7.539.464	25.737	7.514	7.539	26
jun-03	7.175.340	7.182.746	7.406	7.175	7.183	7
jul-03	7.213.307	7.214.331	1.024	7.213	7.214	1
ago-03	7.186.051	7.186.051	0	7.186	7.186	0
sep-03	7.267.461	7.267.461	0	7.267	7.267	0
oct-03	8.103.964	8.103.964	0	8.104	8.104	0
nov-03	7.731.609	7.731.609	0	7.732	7.732	0
dic-03	8.275.270	8.402.844	127.574	8.275	8.403	128
ene-04	7.510.753	7.520.773	10.020	7.511	7.521	10
feb-04	6.887.506	6.920.559	33.053	6.888	6.921	33
mar-04	7.515.312	7.526.053	10.741	7.515	7.526	11
abr-04	7.115.364	7.341.241	225.877	7.115	7.341	226
may-04	7.717.473	8.289.207	571.734	7.717	8.289	572
jun-04	7.669.040	8.501.111	832.071	7.669	8.501	832
jul-04	7.651.512	8.375.202	723.690	7.652	8.375	724
ago-04	7.431.600	7.479.396	47.796	7.432	7.479	48
sep-04	7.147.768	7.147.768	0	7.148	7.148	0

Data	MWh			GWh		
	Geração	E.Disponível	EVT	Geração	E.Disponível	EVT
oct-04	7.524.947	8.069.713	544.766	7.525	8.070	545
nov-04	7.566.915	8.417.014	850.099	7.567	8.417	850
dic-04	8.173.438	8.291.941	118.503	8.173	8.292	119
ene-05	7.930.835	8.965.346	1.034.511	7.931	8.965	1.035
feb-05	7.044.825	7.767.506	722.681	7.045	7.768	723
mar-05	7.791.864	7.802.337	10.473	7.792	7.802	10
abr-05	7.908.756	8.033.034	124.278	7.909	8.033	124
may-05	7.451.306	7.491.569	40.263	7.451	7.492	40
jun-05	6.811.916	7.046.241	234.325	6.812	7.046	234
jul-05	7.102.705	7.102.705	0	7.103	7.103	0
ago-05	7.161.023	7.161.023	0	7.161	7.161	0
sep-05	6.647.067	6.723.254	76.187	6.647	6.723	76
oct-05	7.143.893	8.627.569	1.483.676	7.144	8.628	1.484
nov-05	7.004.850	7.778.241	773.391	7.005	7.778	773
dic-05	7.971.575	8.791.208	819.633	7.972	8.791	820
ene-06	8.249.708	8.833.009	583.301	8.250	8.833	583
feb-06	7315457	7677420,54	361963,54	7.315	7.677	362
mar-06	7.900.773	9.055.645	1.154.872	7.901	9.056	1.155
abr-06	7.595.497	8.745.481	1.149.984	7.595	8.745	1.150
may-06	7.788.148	7.823.678	35.530	7.788	7.824	36
jun-06	7.562.451	7.562.782	331	7.562	7.563	0
jul-06	7.925.117	7.925.117	0	7.925	7.925	0
ago-06	7.860.052	7.860.052	0	7.860	7.860	0
sep-06	7.433.330	7.512.840	79.510	7.433	7.513	80
oct-06	7.611.932	7.620.472	8.540	7.612	7.620	9
nov-06	7.572.787	7.572.787	0	7.573	7.573	0
dic-06	7.874.684	8.138.063	263.379	7.875	8.138	263