

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR SAMUEL NELSON
MELEGARI DE SOUZA E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 16/06/1998

ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

Aproveitamento da Energia Hidroelétrica Secundária para Produção de Hidrogênio Eletrolítico

Autor : **Samuel Nelson Melegari de Souza**
Orientador: **Ennio Peres da Silva**

05/98

So89a
35205/BC

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA TÉRMICA E FLUIDOS

Aproveitamento da Energia Hidroelétrica Secundária para Produção de Hidrogênio Eletrolítico

Autor : Samuel Nelson Melegari de Souza

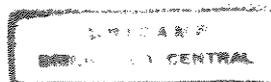
Orientador: Ennio Peres da Silva

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Tese de doutorado apresentada à comissão de Pós Graduação de Planejamento de Sistemas Energéticos da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para obtenção do título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 1998

S.P. - Brasil



29.00.266

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA TÉRMICA E FLUIDOS

TESE DE DOUTORADO

**Aproveitamento da Energia Hidrelétrica
Secundária para Produção de Hidrogênio
Eletrolítico**

Autor : Samuel Nelson Melegari de Souza

Orientador: Ennio Peres da Silva



Prof. Dr. Ennio Peres da Silva, Presidente
FEM - UNICAMP



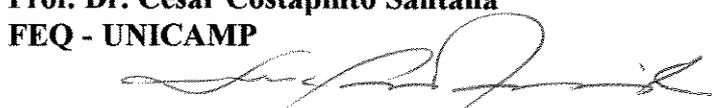
Prof. Dr. Lútero Carmo de Lima
DEEMA - Universidade Federal de Uberlândia - UFU



Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay
FEM - UNICAMP



Prof. Dr. César Costapinto Santana
FEQ - UNICAMP



Prof. Dr. Sinclair Mallet-Guy Guerra
FEM - UNICAMP

Campinas, 16 de junho de 1998

Dedicatória:

Dedico este trabalho aos meus pais Joaquim e Aparecida.

Agradecimentos:

Ao Conselho de Aperfeiçoamento de Pesquisa para Estudos Superiores (CAPES) pelo suporte financeiro.

Ao Prof. Ennio pela orientação durante a execução da Tese.

Ao pessoal do Laboratório de Hidrogênio pela colaboração durante o trabalho.

Aos alunos de pós graduação, professores e secretárias do Departamento.

Aos Senhores Marcelo Sacramento e Luís Augusto Lattari Barreto (ELETROBRÁS), Eduardo da Silva Torres (CESP) e Aélton Marques de Faria (CEMIG), pelo fornecimento de dados que foram úteis neste trabalho.

As pessoas amigas que deram sua contribuição através de motivação e conselhos.

Sumário

1 - Introdução.....	1
1.1 - Objetivo.....	11
1.2 - Estrutura da tese.....	12
1.3 - Metodologia.....	13
2 - Avaliação do Mercado Brasileiro de Hidrogênio.....	22
2.1 - Uso químico e industrial do hidrogênio.....	23
2.1.1 - Síntese de produtos químicos.....	23
2.1.2 - Hidrogênio como um gás redutor na metalurgia.....	28
2.1.3 - Hidrogênio como um agente refrigerante.....	28
2.1.4 - Outras aplicações do hidrogênio.....	29
2.2 - Utilização do hidrogênio como um energético.....	30
2.3 - Mercado mundial de hidrogênio.....	33
2.4 - Histórico do mercado brasileiro de hidrogênio.....	35
2.5 - Mercado de hidrogênio no Brasil.....	36
2.5.1 - Hidrogênio utilizado na síntese da amônia.....	38
2.5.2 - Hidrogênio utilizado na síntese do metanol.....	39
2.5.3 - Hidrogênio como subproduto da eletrólise do cloreto de sódio aquoso para produção de Soda Cáustica (NaOH).....	40
2.5.4 - Hidrogênio utilizado na indústria siderúrgica.....	41
2.5.5 - Hidrogênio utilizado na petroquímica.....	43
2.5.6 - Consumo total de hidrogênio por setor.....	41
2.5.7 - Programa.....	46
2.6 - Mercado brasileiro de fertilizantes nitrogenados.....	47

2.6.1 - Evolução da oferta e consumo de fertilizantes no Brasil.....	48
2.6.2 - Fertilizantes nitrogenados no Brasil.....	50
2.6.3 - Produção de amônia e balanço de sua oferta versus demanda para produção de fertilizantes nitrogenados no Brasil.....	53
2.6.4 - Projeção do consumo de fertilizantes nitrogenados e do déficit de capacidade instalada de amônia como matéria-prima.....	56
3 - Setor Elétrico Brasileiro e Energia Hidrelétrica Secundária.....	58
3.1 - Setor elétrico brasileiro.....	60
3.1.1 - Organização do setor elétrico brasileiro.....	60
3.1.2 - Mercado brasileiro de energia elétrica.....	61
3.1.3 - Oferta de energia elétrica no Brasil.....	64
3.1.3.1 - Potencial hidrelétrico brasileiro.....	65
3.1.3.2 - Evolução da capacidade instalada de geração.....	66
3.1.3.3 - Critérios de garantia de suprimento.....	67
3.2 - A energia hidrelétrica secundária no Brasil.....	69
3.2.1 - Definição.....	69
3.2.2 - Disponibilidade de energia hidrelétrica secundária nos sistemas interligados brasileiros.....	73
4 - A Geração do Hidrogênio.....	80
4.1 - Descrição do processo de eletrólise.....	80
4.2 - Classificação dos eletrolisadores.....	88
4.2.1 - Eletrolisadores Convencionais.....	88
4.2.2 - Eletrolisadores Avançados.....	91
4.2.2.1 - Eletrolisadores alcalinos avançados.....	91
4.2.2.2 - Eletrólise avançada com polímero sólido.....	92
4.2.2.3 - Eletrólise a altas temperaturas.....	93
4.3 - O estado da arte dos eletrolisadores comerciais.....	94
4.3.1 - Tipo monopolar.....	94
4.3.2 - Tipo bipolar.....	95
4.4 - Planta de eletrólise.....	102
5 - Geração de Hidrogênio a partir da Energia Hidrelétrica Secundária.....	105
5.1 - Potencial brasileiro de hidrogênio via energia secundária.....	106

5.1.1 - Disponibilidade mensal de energia secundária.....	106
5.1.2 - Custo da associação energia hidrelétrica secundária e firme para produção de hidrogênio eletrolítico.....	108
5.2 - Custo de geração de hidrogênio eletrolítico.....	111
5.2.1 - Custo de capital da planta de eletrólise.....	114
5.2.2 - Custo do hidrogênio eletrolítico.....	115
5.2.3 - Custo do hidrogênio via hidrocarbonetos.....	123
5.3 - Custo do hidrogênio eletrolítico via a associação da energia hidrelétrica secundária e firme.....	125
6 - Estudo de Caso.....	129
6.1 - Escolha da usina hidrelétrica.....	130
6.1.1 - Potencial de energia vertida nas usinas da CESP.....	130
6.1.2 - Critério “disponibilidade de energia hidrelétrica secundária na usina”.....	132
6.1.3 - Critério “localização da usina”.....	134
6.2 - Produção de amônia junto a usina.....	136
6.2.1 - Região abrangida pelo projeto.....	136
6.2.2 - Mercado de fertilizantes nitrogenados na região abrangida pelo projeto.....	137
6.3 - Disponibilidade e custo da energia secundária em Ilha Solteira para produção de hidrogênio eletrolítico.....	140
6.4 - Custo do hidrogênio via aproveitamento da associação energia secundária e firme da UHE de Ilha Solteira.....	142
6.5 - Capacidade de produção de amônia com aproveitamento da associação energia secundária e firme de Ilha Solteira.....	143
6.6 - Custo de produção de amônia junto a UHE de Ilha Solteira.....	144
6.7 - Análise da competitividade da amônia produzida em Ilha Solteira.....	147
7 - Aproveitamento do Hidrogênio como Energético	151
7.1 - Tecnologias de armazenamento de energia elétrica.....	152
7.2 - Armazenamento de hidrogênio.....	154
7.3 - Transporte de hidrogênio.....	156
7.4 - Transporte por meio de gasoduto do hidrogênio produzido em Ilha Solteira via associação de energia secundária com firme.....	158
7.5 - Energia elétrica obtida pela combustão em turbina a gás, em São Paulo, do hidrogênio	

hidrogênio produzido em Ilha Solteira	162
8.1 - Conclusões	167
8.2 - Sugestão para Novos Trabalhos.....	170
Referências bibliográficas.....	173
Anexo I	185
Anexo II	189

Lista de tabelas

1.1 - Demanda de energia primária e emissão de CO ₂ no mundo.....	5
1.2 - Unidades de produção de nitrocálcio e capacidades de produção.....	7
2.1 - Evolução do consumo mundial de hidrogênio.....	33
2.2 - Composição do consumo mundial de hidrogênio em 1974 e 1984.....	34
2.3 - Composição do consumo de hidrogênio nos E.U.A, em 1988.....	35
2.4 - Mercado médio e varejo de hidrogênio para a cidade de São Paulo, por setor e por origem, segundo o estudo, CESP, 1984.....	37
2.5 - Consumo aparente de amônia e hidrogênio necessário para sua síntese.....	39
2.6 - Consumo aparente de metanol no Brasil e hidrogênio necessário para sua síntese.....	40
2.7 - Produção nacional de soda cáustica (NaOH) e hidrogênio como subproduto.....	41
2.8 - Produção de ferro-esponja e H ₂ pela USIBA, produção de H ₂ pela ACESITA e produção total.....	42
2.9 - Capacidade de produção, operação e produção anual de H ₂ pelas unidades da Petrobrás.....	43
2.10 - Mercado Total de H ₂ no Brasil através dos diversos setores industriais.....	44
2.11 - Consumo aparente, produção e importação de fertilizantes nitrogenados (em ton. de N).....	53
2.12 - Consumo aparente e participação de cada fertilizante no total.....	54
2.13 - Capacidade de produção, localização e matéria-prima utilizada pelas empresas produtoras de amônia no Brasil em 1994.....	54
2.14 - Balanço de oferta versus consumo de amônia em cada região em 1995.....	55
2.15 - Projeção do consumo de fertilizantes nitrogenados e amônia com base nos dados históricos (em ton de N).....	58

2.16 - Projeção do consumo de fertilizantes nitrogenados e amônia entre 2000 e 2005, com base na área colhida (em ton de N).....	58
2.17 - Projeções do déficit futuro de capacidade instalada de amônia.....	59
3.1 - Mercado de energia elétrica por classes de consumo e taxas de crescimento.....	62
3.2 - Evolução do PIB, consumo global de energia e do consumo de energia elétrica.....	63
3.3 - Potencial hidroelétrico brasileiro.....	65
3.4 - Evolução da capacidade instalada e da geração de eletricidade.....	66
3.5 - Evolução da potência instalada.....	67
3.6 - Riscos de déficit no atendimento de energia firme nas regiões Sudeste, Sul, Nordeste e Norte.....	76
3.7 - Riscos de déficit associados ao fornecimento de energias interruptíveis.....	77
3.8 - Atendimento em número de meses nas regiões Sul/Sudeste.....	77
3.9 - Atendimento em número de meses nas regiões Norte/Nordeste.....	77
3.10 - Montantes de energias interruptíveis ofertados em 1995.....	78
3.11 - Percentagens médias de energia secundária e sua disponibilidade durante os meses do ano na região Sul/Sudeste.....	79
4.1 - Dados termodinâmicos da reação de eletrólise da água nas condições padrões.....	82
4.2 - Variação da eficiência com a voltagem de operação e consumo de energia.....	88
4.3 - Dados técnicos de eletrolisadores.....	101
5.1 - Disponibilidades mensais de energia secundária (Fij).....	106
5.2 - Consumo anual de energia secundária e firme e custo da eletricidade em função da capacidade da planta e disponibilidade anual de energia secundária - Y1.....	109
5.3 - Variação do custo unitário de capital da planta de eletrólise com a capacidade de produção.....	114
5.4 - Características técnicas no EQHHPP.....	117
5.5 - Características técnicas do NHEG.....	119
5.6 - Custo do hidrogênio eletrolítico para diferentes fabricantes e capacidades de produção (tecnologia de 1978).....	120
5.7 - Custo do hidrogênio eletrolítico.....	121
5.8 - Dados para o cálculo do custo da eletrólise de uma planta de 100 MW.....	121
5.9 - Custos de produção de hidrogênio.....	128

6.1 - Potência instalada e produção de energia das UHEs da CESP entre 1992 e 1995.....	131
6.2 - Disponibilidade de energia vertida nas usinas da CESP.....	132
6.3 - Vertimento turbinável de Ilha Solteira e do conjunto de UHEs da CESP.....	133
6.4 - Média mensal de energia vertida turbinável entre 1985 e 1995.....	133
6.5 - Características técnicas da UHE de Ilha Solteira.....	134
6.6 - Fertilizantes nitrogenados entregues ao consumidor final (em toneladas de N).....	135
6.7 - Fertilizantes nitrogenados distribuídos ao consumidor final (em ton de N) e participação no total brasileiro de cada estado (em %)......	138
6.8 - Área colhida dos principais produtos da região em 1994 (em ha).....	138
6.9 - Consumo anual de energia secundária e firme, custo da eletricidade em função da capacidade da planta e disponibilidade anual de energia secundária na UHE de Ilha Solteira.....	140
6.10 - Dados utilizados nos cálculos.....	146
6.11 - Distância de alguns trajetos e custo da tonelada transportada por meio de rodovias.....	148
6.12 - Estimativa do custo do MAP relativo a amônia e P_2O_5 e transporte.....	149
6.13 - Custo final do MAP em Cuiabá.....	150
7.1 - Comparação entre as formas de armazenamento de hidrogênio.....	156
7.2 - Resumo da análise técnico econômica.....	161
7.3 - Produção de energia elétrica na ponta via hidrogênio obtido associação de energia secundária com firme.....	162
7.4 - Produção de energia elétrica na base via hidrogênio obtido da associação de energia secundária com firme.....	164
7.5 - Participação da energia gasta com compressão do gás no gasoduto na energia final que pode ser gerada em uma turbina a hidrogênio trabalhando na base.....	165

Listas de figuras

1.1 - Curva diária de carga.....	3
1.2 - Sistema de produção de hidrogênio eletrolítico e sua reconversão em eletricidade.....	4
1.3 - Fluxograma das etapas I e II.....	15
1.4 - Fluxograma da etapa III.....	16
1.5 - Fluxograma da etapa IV.....	17
1.6 - Fluxograma da etapa V.....	18
1.7 - Fluxograma da etapa VI.....	21
2.1 - Sistema de produção de amônia por reforma de gás natural.....	24
2.2 - Sistema de produção de amônia por eletrólise da água.....	24
2.3 - Sistema de produção de metanol.....	25
2.4 - Ciclo de uma termelétrica a gás.....	31
2.5 - Célula a combustível.....	32
2.6 - Composição percentual dos setores no mercado total de H ₂	44
2.7 - Composição do mercado brasileiro de H ₂ em 1994.....	45
2.8 - Evolução do consumo aparente de fertilizantes entre 1970 e 1995.....	50
2.9 - Esquema de produção de fertilizantes nitrogenados.....	51
2.10 - Projeção do consumo aparente de fertilizantes nitrogenados.....	57
3.1 - Variação da energia firme, energia firme excedente e energia secundária durante o ano.....	70
4.1 - Esquema geral do processo de eletrólise da água.....	81
4.2 - Variação do potencial reversível e termonêutro com a temperatura.....	84
4.3 - Curva de performance de um eletrolisador unipolar.....	86
4.4 - Esquema de um eletrolisador unipolar (Tipo tanque).....	90

4.5 - Esquema de um eletrolisador bipolar (Filtro prensa).....	90
4.6 - Esquema de uma célula eletrolítica avançada que utiliza membrana inorgânica.....	92
4.7 - Esquema de um sistema de eletrólise avançada com polímero sólido.....	93
4.8 - Esquema de um sistema de eletrólise a altas temperaturas.....	94
4.9 - Vista explodida dos componentes de uma célula Norsk Hydro.....	97
4.10 - Vista explodida dos componentes de uma célula Lurgi-Bamag.....	98
4.11 - Eletrolisador tipo bipolar em corte.....	99
4.12 - Esquema de funcionamento de um eletrolisador da Teledyne.....	100
4.13 - Esquema de uma planta de eletrólise.....	102
5.1 - Distribuição percentual mensal média da disponibilidade de energia secundária.....	107
5.2 - Percentagem de consumo de energia secundária para os casos I e II versus a capacidade da planta.....	111
5.3 - Custo unitário da eletrólise versus capacidade de produção da planta.....	115
5.4 - Diagrama de fluxo do EQHHPP.....	117
5.5 - Diagrama de fluxo do NHEG.....	119
5.6 - Custo do hidrogênio eletrolítico versus custo da eletricidade.....	122
5.7 - Análise de sensibilidade da equação 5.12.....	123
5.8 - Variação do custo do hidrogênio via hidrocarbonetos e eletrólise com a capacidade da planta.....	125
5.9 - Custo do hidrogênio eletrolítico pela associação energia firme e secundária.....	126
6.1 - Mapa com a localização da UHE de Ilha Solteira.....	135
6.2 - Mapa da região abrangida pelo projeto e locais ofertantes de amônia.....	137
6.3 - Custo da associação energia hidrelétrica secundária de Ilha Solteira e energia firme versus capacidade da planta de eletrólise.....	141
6.4 - Custo do hidrogênio versus capacidade da planta de eletrólise.....	143
6.5 - Custos de produção de hidrogênio e amônia versus custo da eletricidade.....	148
7.1 - Fluxograma de reconversão da energia elétrica, para uma planta operando na base	165

Nomenclatura

Letras Latinas

C1 - Custo de capital anual	[US\$/ano]
C2 - custo com operação e manutenção	[US\$/ano]
C3 - Custo anual com eletricidade	[US\$/ano]
C4 - Produção anual de hidrogênio	[kWh/ano]
Ca - Consumo anual de eletricidade da planta de eletrólise	[MWh/ano]
Ca - Custo capital da planta de amônia e auxiliares	[US\$/ano]
Cb - Custo com organização e manutenção da planta de NH ₃	[US\$/ano]
Cc - Custo com hidrogênio para produção de amônia eletrolítica	[US\$/ano]
Cd - Produção de amônia	[ton/ano]
Ce - Custo da eletricidade	[US\$/MWh]
Cef - Tarifa de energia firme	[US\$/MWh]
CEL - Custo unitário da planta de eletrólise	[US\$/kW]
Ces - Tarifa de energia secundária	[US\$/MWh]
Cf - Custo da eletricidade consumida pela planta de amônia	[US\$/ano]
Ch - Custo teórico do hidrogênio	[US\$/kWh]
Cm - Consumo mensal de eletricidade da planta de eletrólise	[MWh/mês]
Cp - Capacidade da planta de eletrólise	[1.000 Nm ³ /h]
CpNH ₃ - Capacidade de produção de amônia eletrolítica	[ton/dia]
D - Diâmetro da tubulação	[m]
d - Taxa anual de desconto	[%]
E - Consumo específico de eletricidade	[MWh/ton]

e - Rugosidade	[mm]
Ef - Consumo anual de energia firme	[MWh/ano]
Erev - Potencial reversível de eletrólise	[V]
Es - Consumo anual de energia secundária	[MWh/ano]
f - Fator de atrito de fanning	[adimensional]
F - Constante de Faraday	[C/mol]
Fi - Média mensal de energia vertida turbinável	[MWh]
Fij - Disponibilidades mensais de energia secundária	[MWh/mês]
Fr - Fator anual de recuperação de capital	[adimensional]
I - Investimento na planta de amônia	[US\$]
IT - Investimento na tubulação	[US\$/m]
k - Taxa de calor específico do gás	[adimensional]
L - Comprimento da tubulação de hidrogênio	[m]
n - Número de anos para amortização do capital investido	[anos]
OM - Taxa anual de organização e manutenção	[%]
P - Pressão	[Pa]
p ₁ - Pressão na entrada da linha	[Pa]
p ₂ - Pressão na saída da linha	[Pa]
PCS - Poder calorífico superior	[GJ/kg]
Q - Vazão mássica	[kg/s]
R - Constante do gás	[J/kg.K]
T - Disponibilidade da planta	[h/ano]
T - Temperatura	[K]
Vop - Voltagem operacional do eletrolisador	[V]
Vpcs - Voltagem correspondente ao poder calorífico superior do hidrogênio	[V]
W - Potência da planta de eletrólise	[kW]
Wc - Energia gasta com compressão	[J/kg]
We - Consumo de energia da planta de eletrólise	[kWh/Nm ³]
Xi - distribuição percentual mensal de energia secundária	[%]
Yj - Hipóteses de disponibilidade anual de energia secundária	[MWh/ano]

Letras Gregas

η_c - Sobretensão no cátodo

η_a - Sobretensão no ânodo

η_p - Eficiência politrópica

η_t - Eficiência da turbina a gás

η_R - Eficiência do equipamento elétrico

η_{EL} - Eficiência do eletrolisador

Abreviações

DAP - Fosfato diamônio

EHS - Energia hidrelétrica secundária

EQHHP - Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project

EST - Energia de sobra temporária

ETST - Energia temporária de substituição

GH2 - Hidrogênio gasoso

GLP - Gás liquefeito de petróleo

LH2 - Hidrogênio líquido

MAP - Fosfato monoamônio

MCH - Metil ciclohexano

N - Nitrogênio

UHE - Usina hidrelétrica

Siglas

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CESP - Companhia Energética de São Paulo

DNAEE - Antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A

MME - Ministério das Minas e Energia

PETROBRÁS - Petróleo Brasileiro S/A

REDUC - Refinaria Duque de Caxias

REGAP - Refinaria Gabriel Passos

REVAP - Refinaria Henrique Lage

USIBA - Usina Siderúrgica da Bahia

Resumo

SOUZA, Samuel Nelson Melegari de, *Aproveitamento da Energia Hidrelétrica Secundária para Produção de Hidrogênio Eletrolítico*, Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1998. 192p. Tese (Doutorado)

Nos sistemas hidrelétricos, durante os períodos do ano onde o índice de chuvas é alto, há um excedente de energia hidráulica junto às barragens dos rios, parte da qual é comercializada (energia hidrelétrica secundária) e parte é vertida, sem que seja utilizada. Uma das maneiras de se aproveitar esta energia perdida é transformá-la num vetor energético, como por exemplo o hidrogênio eletrolítico. Neste trabalho esta opção energética foi analisada com profundidade, pela identificação do potencial de energia hidrelétrica secundária no Brasil e pelo estudo das possibilidades de seu uso na produção de hidrogênio. Para tanto foi apresentada uma descrição do processo de geração de hidrogênio via eletrólise da água, uma estimativa do potencial brasileiro de hidrogênio via energia secundária, uma verificação da capacidade ótima de produção de hidrogênio por meio da associação de energia secundária e firme a um custo mínimo e um levantamento do mercado brasileiro de hidrogênio. Por último, realizou-se um estudo de caso em uma usina hidrelétrica brasileira, onde contabilizou-se a sua disponibilidade anual e mensal de energia secundária, de modo a verificar-se a viabilidade técnica e econômica de produção de hidrogênio eletrolítico através desta energia, bem como um estudo de alguns aproveitamentos econômicos desse hidrogênio, como um vetor energético e como matéria prima na indústria química.

Palavras chave: energia hidrelétrica secundária; hidrogênio eletrolítico; matéria-prima; vetor energético; amônia, fertilizantes nitrogenados.

Abstract

SOUZA, Samuel Nelson Melegari de, *Utilization of Secondary Hydroelectric Power for Electrolytical Hydrogen Production*, Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas; 1998. 192p. Tese (Doutorado)

In hydroelectric systems, during the rainiest periods of the year, there is surplus hydropower in the reservoir, some of which is commercialized (secondary hydroelectric power) and the rest spills over producing no power. A manner of utilizing such lost power is converting it into an energy carrier, as, for example, electrolytical hydrogen. In this study such power utilization option is deeply analyzed, by the identification of potential secondary hydroelectric power in Brazil and the evaluation of its utilization in hydrogen production. To achieve such aim, it was made a description of electrolytical hydrogen production process, an estimation of the Brazilian potential for hydrogen production from secondary energy and the optimal capacity of producing hydrogen by association of secondary and firm power at a minimum cost; an evaluation of the Brazilian hydrogen market is also part of this work. Finally, one Brazilian hydroelectric power plant is taken as a study case , in which the yearly and monthly availabilities of secondary energy are evaluated, in order to evaluate the technical and economical feasibility of hydrogen production from this power and some economic uses of this hydrogen, as an energy carrier and as raw material for the chemical industry.

Key Words: secondary hydroelectric power; electrolytical hydrogen; raw material; energy carrier; ammonia; nitrogenous fertilizers.

Capítulo 1

Introdução

O Brasil é um país cuja geração de eletricidade é quase totalmente realizada por meio de usinas hidrelétricas (95,7%), sendo o restante (4,3%) por meio de usinas termelétricas a combustíveis fósseis e nuclear. O sistema hidroelétrico brasileiro é composto pelos subsistemas interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste, que foram projetados para atender à demanda de energia mesmo nos períodos hidrológicos desfavoráveis (secas). Mas estes períodos ocorrem com pouca frequência e, por isso, existem excedentes de energia (ou energia secundária) durante a maior parte do tempo. Os potenciais de energia secundária para as regiões Sul/Sudeste e Norte/Nordeste são da ordem de 2.000 MW e 800 MW respectivamente, totalizando 2.800 MW em todo país. Este número representa 9% da carga própria brasileira, que é de 30.954 MWmed. A energia excedente ou secundária é colocada à disposição do mercado pelas concessionárias de energia a tarifas especiais, ou é vertida como água não turbinada nos reservatórios das usinas [ELETROBRÁS, 1994 b; ELETROBRÁS, 1995].

O MWmed é a razão entre a quantidade total de energia que o sistema ou usina é capaz de gerar e o período de tempo em que esta energia foi produzida, sendo a relação desta energia e a capacidade instalada (MW) o fator de capacidade.

A energia firme pode ser definida como aquela que é garantida até o limite determinado pela pior condição hidrológica (período crítico), quando o reservatório da usina hidrelétrica está na altura mínima.

A “energia secundária” de um sistema ou usina pode ser definida como o excesso de energia em relação à energia firme, produzido nas sequências hidrológicas favoráveis, e é calculada como a diferença entre a geração média em todo o histórico de vazões (média a longo termo) e a energia firme [FORTUNATO, 1990].

As modalidades de energia secundária (ou interruptível) que são comercializadas atualmente nas regiões Sul/Sudeste e Norte/Nordeste são: a Energia Temporária de Substituição (ETST), que deve ser utilizada em substituição a outro energético qualquer e, uma vez que possui substituto junto ao próprio consumidor, pode portanto ter seu fornecimento interrompido sem aviso prévio; a Energia de Sobra Temporária (EST), que é utilizada exclusivamente para incremento da produção, e a Energia Interruptível, de que trata a portaria do DNAEE no. 1063/93 - E1063, utilizada por parte dos consumidores eletrointensivos, cuja suspensão do atendimento só é feita após um aviso prévio com antecedência de 30 dias [ELETROBRÁS, 1995].

Também devido ao fato dos consumidores terem solicitações diferentes, em função do ritmo das atividades econômicas e de seus hábitos diários de consumo, a demanda de energia elétrica ao sistema gerador dá-se de maneira diferenciada em termos diários. Em geral o consumo cresce durante o dia, a partir do amanhecer, atingindo um pico máximo por volta das 18 horas, resultante do acréscimo de carga de iluminação pública e residencial à carga industrial, passando a decrescer com a redução desta última, até um mínimo durante a madrugada. A Figura 1.1 ilustra uma curva diária de carga típica. Para atendimento das horas de pico são necessárias usinas que funcionem na ponta de carga do sistema.

Refletindo sobre o que foi dito anteriormente, pode-se dizer que seria muito interessante se a energia hidrelétrica secundária e aquela disponível nos horários de baixa demanda (fora de pico) fossem armazenadas e utilizadas, posteriormente, durante os horários de alta demanda (ponta). Outro fato bastante desejoso seria a possibilidade de transportar esta energia armazenada para localidades afastadas das linhas de transmissão. Isso evitaria gastos com construção de usinas de ponta e linhas de transmissão pelas companhias energéticas.

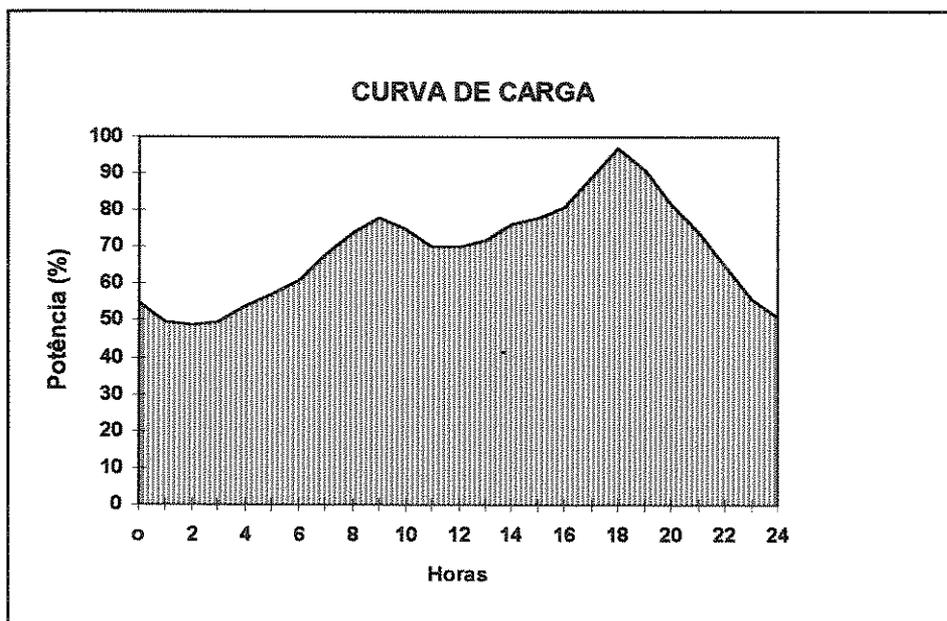


Fig. 1.1 - Curva diária de carga típica [SIQUEIRA, 1984]

Entretanto não há maneira prática de se armazenar grandes quantidades de eletricidade enquanto tal, sendo a opção transformá-la em um produto que possa ser estocado, transportado e reconvertido em eletricidade nos locais e/ou horários em que ela for solicitada, ou seja, um vetor energético. Entre as diversas possibilidades, uma que têm despertado bastante interesse é a geração de hidrogênio eletrolítico, que pode ser produzido via eletrólise da água, armazenado na forma gasosa ou líquida, e transformado novamente em eletricidade com o uso de células de combustível ou em turbinas a gás e/ou vapor que utilizem o hidrogênio como combustível. A Figura 1.2 mostra um esquema de produção de hidrogênio eletrolítico e sua reconversão em eletricidade.

Portanto é interessante a realização de um estudo de viabilidade da produção de hidrogênio eletrolítico via energia hidrelétrica secundária ou fora de ponta (off-peak) e sua utilização como vetor energético, fazendo uso de célula de combustível e/ou ciclos de geração térmica, com o objetivo de verificar-se na prática os custos desta tecnologia, para ser utilizada em locais de grande consumo de eletricidade que necessitem o aplainamento da curva de carga.

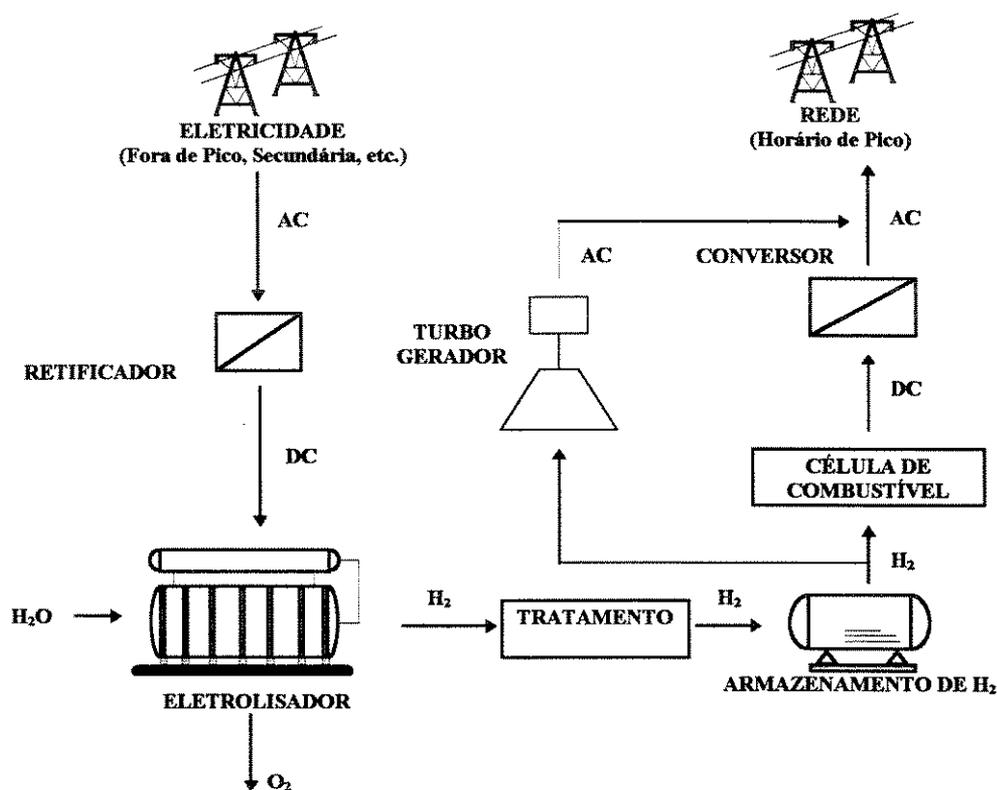


Fig. 1.2 - Sistema de produção de hidrogênio eletrolítico e sua reconversão em eletricidade

Processo eletrolítico é todo aquele em que reações químicas são desencadeadas a partir de uma fonte eletromotriz, no qual a tensão e a corrente são fornecidas através de eletrodos separados por um meio condutor iônico. Um processo eletrolítico que utiliza eletrodos inertes e meio condutor ácido ou básico, aquoso, em que os produtos das reações desenvolvidas são apenas o hidrogênio e o oxigênio, ou seja, cujo balanço das reações químicas resulta unicamente na decomposição da água, é denominado eletrólise da água. O aparelho no qual o hidrogênio é gerado via este princípio é denominado eletrolisador, sendo necessários aproximadamente 4,4 kWh para produzir 1 Nm³ de hidrogênio, a uma eficiência de aproximadamente 81%. O hidrogênio eletrolítico têm a vantagem de possuir um alto grau de pureza e poder ser produzido de energia elétrica renovável (hidrelétrica, solar, eólica, etc.). A tecnologia da eletrólise está praticamente desenvolvida no mundo; as pesquisas atuais nesta área são direcionadas para a melhoria da eficiência de conversão e redução dos custos. Os maiores fabricantes de eletrolisadores são a Norsk Hydro (Noruega), Electrolyser (Canadá), Bamag-Lurgi (Alemanha), De Nora (Itália) e Teledyne (EUA), cada uma com sua própria tecnologia [SILVA, 1991].

Na conversão do hidrogênio em eletricidade com o uso de sistemas térmicos como turbinas a gás e ciclo vapor, ele pode ser queimado como combustível na forma pura ou misturado ao gás natural (Hythane) [SOUZA, 1994]. Esta tecnologia encontra-se em fase de testes, com grandes chances de ser utilizada comercialmente.

Existe a possibilidade, no futuro, do hidrogênio ser utilizado como combustível em veículos automotivos e aviões. Os problemas que limitam estes usos são os altos custos de produção de hidrogênio, segurança e armazenamento do combustível. Atualmente a Rússia e Alemanha mantêm um projeto conjunto (CRIOPLANE) que investiga o uso dos combustíveis criogênicos gás natural líquido e hidrogênio líquido para aviação [CRIOPLANE, 1995]. Os estudos envolvendo o uso de hidrogênio em automóveis e ônibus estão direcionados principalmente para testes em veículos híbridos hidrogênio/célula de combustível/motor elétrico, no qual hidrogênio é utilizado nas células de combustível para gerar eletricidade ao motor elétrico [MARCENARO, 1994; DROLET et al, 1996].

O grande interesse em se utilizar o hidrogênio como um combustível é o fato de sua combustão gerar como poluente apenas NO_x , sendo que com o uso de células de combustível gera-se somente água. Por isso, seria um ótimo substituto dos combustíveis fósseis do ponto de vista ambiental. A Tabela 1.1 mostra o consumo total de energia primária no mundo e emissões de CO_2 geradas na produção de eletricidade, calor e no setor de transportes. O emprego de energia nuclear e hidrelétrica reduz cerca de 2.600 Mt de CO_2 na atmosfera [HASSMANN, 1993].

Tab. 1.1 - Demanda de energia primária e emissão de CO_2 no mundo

Setor	Consumo de energia primária (10^{18} J)	Energia primária de recursos fósseis (%)	Emissões de CO_2 (10^9 t/ano)
Geração de eletricidade	103 (35%)	71	6,3 (30%)
Produção de calor	135 (46%)	97	10,0 (49%)
Transportes	57 (19%)	99	4,4 (21%)
Total	295 (100%)	88	20,7 (100%)

Fonte: HASSMANN (1993)

Cabe mencionar que atualmente os combustíveis derivados do petróleo (combustíveis líquidos) tem menor custo e maior versatilidade que qualquer outro; o problema é que são não-renováveis e poluentes. Existem outros substitutos para alguns combustíveis fósseis economicamente mais vantajosos que o hidrogênio, como por exemplo o álcool (biomassa), no caso da gasolina. O hidrogênio apresenta como melhor opção o seu uso como vetor energético e, principalmente, quando produzido de uma fonte de energia renovável de baixo custo (excesso de hidretricidade por exemplo), para ser utilizado como combustível limpo, em especial no combate à poluição nos grandes centros urbanos.

Além dessas aplicações energéticas, o hidrogênio pode ser utilizado como matéria-prima na produção de amônia e metanol, no hidrotreatamento do petróleo, como gás redutor na siderurgia, na hidrogenação de óleos vegetais, e outros processos industriais, como ocorre hoje em todo o mundo.

Já foram realizados vários estudos sobre a viabilidade de aproveitamento de excedentes de energia elétrica para a produção de hidrogênio. Em 1977 a CESP realizou um estudo cujo objetivo era fazer uma análise de viabilidade técnica, econômica e financeira para implantação de uma planta piloto para produção de nitrocálcio como um elemento de fixação em forma armazenável de energia secundária do sistema CESP. O objetivo era a melhoria da produtividade operacional do sistema via utilização de energia interruptível, aproveitando-se a capacidade ociosa das instalações existentes [CESP, 1977].

Foi feita uma caracterização das disponibilidades de energia secundária no sistema CESP e concluiu-se que poderia ser feito um empreendimento piloto com um nível de consumo de até 50 MW, sem carregar o sistema.

Foram escolhidas várias indústrias que a primeira vista poderiam ter condições de aproveitamento da energia secundária, analisadas quanto ao benefício que poderiam obter do baixo custo da energia secundária em confronto com os aspectos decorrentes de paradas por não haver disponibilidade dessa energia por tempo integral.

Obedecendo critérios nos quais o empreendimento piloto deveria ser economicamente auto-sustentável, trazer contribuição tecnológica e industrial de âmbito estadual e nacional,

apresentar relevante significado sócio-econômico, limitar o consumo global à ordem de 50 MW, concluiu-se pela localização preferencial em Barra Bonita - SP, face a sua proximidade da usina, facilidade de transporte e outros. Optou-se pela construção de uma fábrica de fertilizantes que tinha por finalidade a produção de nitrocálcio com 27% de nitrogênio, partindo da produção de hidrogênio eletrolítico.

O nitrocálcio é produzido utilizando-se como insumos o calcário moído, ácido nítrico, amônia e eletricidade, sendo a amônia produzida através de nitrogênio (separado do ar) e hidrogênio eletrolítico, e o ácido nítrico por meio do ar e da amônia. A Tabela 1.2 mostra a capacidade de produção para cada unidade de produção. Só uma produção isolada de hidrogênio por eletrólise da água e/ou amônia e sua venda como tal não permitiriam a auto-sustentação de um empreendimento piloto.

Tab. 1.2 - Unidades de produção de nitrocálcio e capacidades de produção

Unidades	Produção
Nitrogênio	3.000 m ³ /h
Hidrogênio	8.335 m ³ /h
Amônia	100 ton/dia
Ácido Nítrico	180 ton/dia
Nitrocálcio	290 ton/dia
Moagem de Calcário	3 ton/dia

Fonte: CESP (1977)

O consumo de energia do empreendimento seria de 46.556 kWh/hora no processo de produção e 1.720 kWh/hora nas unidades auxiliares, totalizando 48.276 kWh/hora proveniente de duas linhas de transmissão de 138 kV cada.

Escolhido o empreendimento piloto acima, fez-se o dimensionamento básico e organização da indústria e os estudos econômicos. O projeto entretanto não foi executado.

Em 1983 a Norsk Hydro (Noruega), que é uma empresa especializada na produção de fertilizantes nitrogenados a nível mundial, realizou um estudo de viabilidade técnica e financeira para implantação de uma usina de fertilizantes na região do Triângulo Mineiro em Minas Gerais (região dominada pelo solo do cerrado), tendo a tecnologia da eletrólise da água como base para a fabricação do produto. O que motivou este projeto foi o fato da energia

elétrica ser barata, naquela época 10 US\$/MWh, em relação aos hidrocarbonetos (convencionalmente utilizados na produção de amônia), e a comprovação, através de estudos preliminares, de um mercado local que absorveria toda a produção. O complexo de fertilizantes proposto pela Norsk Hydro consistia de uma fábrica de amônia baseada em hidrogênio proveniente da eletrólise da água e uma fábrica de fertilizantes nitrogenados (nitrato de amônia ou nitrato de amônio e cálcio). Posteriormente uma fábrica de nitrofosfatos poderia ser acrescida ao complexo [NORSK HYDRO, 1983].

Uma outra alternativa para o hidrogênio é seu uso para transporte de energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis (vetor energético) para outros países ou distâncias acima de 1.000 km [KELLEY, 1975]. A eletricidade gerada pode ser convertida em hidrogênio eletrolítico, o qual é transportável no estado líquido ou gasoso por meio de navios do tipo metaneiro ou gasodutos, a exemplo do gás natural, sendo nos locais de consumo reconvertido em eletricidade novamente (por células de combustível, turbinas a gás, etc.). Esse processo é vantajoso, pois o transporte de eletricidade a longas distâncias por meio de linhas de transmissão é problemático, por ser muito caro e apresentar perdas de 7,5% de energia em média, sendo inviável em muitos casos, como quando da existência de grandes massas de água (mares e oceanos) no percurso das linhas [KRAUSHAR et al., 1988].

Vários projetos de grande porte visando desenvolver estes sistemas já estão em andamento. No começo dos anos 80 foram iniciados os estudos para a implantação de um programa conjunto entre a Alemanha e a Arábia Saudita para a pesquisa do hidrogênio gerado a partir da energia solar e, em fevereiro de 1986, foi firmado um acordo entre os dois países para a realização deste programa, denominado "HYSOLAR". O acordo Alemão-Saudita tem como objetivos globais a execução dos pré-requisitos científicos e tecnológicos para uma futura produção de hidrogênio solar e utilização deste por meio de cooperação a longo termo, orientada para a transferência de "know-how" e tecnologia. O hidrogênio solar é aquele gerado por meio de eletrólise via energia elétrica fotovoltaica, e/ou produzido diretamente de energia fotovoltaica (processo em que fótons solares que incidem sobre a superfície de um semicondutor mergulhado em solução aquosa induz uma reação fotoeletroquímica, na qual o hidrogênio é gerado diretamente). Este programa está sendo executado por meio da cooperação entre institutos de pesquisas e suporte financeiro de órgãos governamentais de ambos os países. A primeira fase do programa foi dividida em Hysolar Ia, com duração de

1986 a 1989 e Hysolar Ib (1990/91). A segunda fase (Hysolar II) iniciou-se em 1992 [GRASSE, 1992]. O Hysolar é dividido nas seguintes etapas:

1 - Pesquisa científica básica: é estudada a dissociação da água em hidrogênio por processos fotoeletroquímicos, pesquisa de eletrodos para eletrolisadores e células de combustível. As instituições envolvidas são a King Saud University (KSU) em Riyadh, King Abdulaziz University (KAU) em Jeddah, King Fahad University of Petroleum and Minerals (KFUPM) em Dhahran, and Stuttgart University - DLR na Alemanha.

2 - Geração de hidrogênio eletrolítico solar: em 1987 foi instalada uma planta de geração de hidrogênio eletrolítico solar de 10 kW no DLR em Stuttgart na Alemanha; uma versão menor de 2 kW na King Abdulaziz University (KAU) em Jeddah em 1989, e está em fase de instalação uma planta maior de 350 kW na King Abdulaziz City for Science and Technology (KACST), perto de Riyadh; o objetivo desta etapa é estudar com detalhes a geração de hidrogênio eletrolítico solar.

3 - Estudos dos sistemas e tecnologias de utilização: o objetivo é investigar futuras opções de desenvolvimento para tecnologias a hidrogênio solar e estratégias para sua introdução em sistemas de energia existentes e tecnologias para utilização de hidrogênio como combustível.

4 - Programa de treinamento e educação: o objetivo é a transferência de tecnologia para cientistas e técnicos sauditas em todas as áreas relacionadas ao Hysolar.

Outro projeto similar ao Hysolar é o SWB (Solar-Wasserstoff-Bayern), que é puramente Alemão e conta com o patrocínio de empresas locais (BMW, Siemens, etc.). Este programa consiste das fases 1 (1986 a 1991) e fase 2 (1992 a 1996). O projeto já resultou na instalação de uma planta de hidrogênio solar em Neunburg Vorm Wald (Alemanha) onde a irradiação solar é de 1.100 kWh/m^2 e estão sendo investigadas a produção de hidrogênio eletrolítico via energia elétrica solar e sua utilização na forma líquida como combustível automobilístico, em células de combustível para reconversão em eletricidade, em caldeiras que queimam hidrogênio gasoso ou uma mistura hidrogênio gasoso e gás natural. O gerador fotovoltaico é de 278 kWp (mono e policristalino) com dois eletrolisadores (110 e 100 kW) e sistemas adicionais de estoque, liquefação, etc. [WINTER, 1991].

Em 1986 iniciaram-se os estudos para implantação do Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project - EQHHPP, cujo objetivo é verificar a viabilidade de conversão da

hidreletricidade de Quebec em hidrogênio eletrolítico, o transporte marítimo de hidrogênio líquido (LH_2) ou transformado em metilciclohexano (MCH) para a Europa, onde seria estocado, distribuído e utilizado. As tecnologias para uso deste hidrogênio são: cogeração eletricidade/calor, propulsão de veículos e aviões e enriquecimento do gás natural com H_2 para uso na indústria e residências. Este projeto recebe apoio financeiro da Comunidade Européia, governo de Quebec e indústrias européias e canadenses [WURSTER, 1990].

Com base no EQHHPP as empresas Norsk Hydro (Noruega) e Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (Alemanha) avaliaram as viabilidades técnico e econômicas para transferência de energia renovável de áreas remotas para regiões com uso intensivo em eletricidade. No sistema estudado considerou-se que energia hidrelétrica da Noruega seja exportada para a Alemanha na forma de hidrogênio líquido. O hidrogênio é produzido na Noruega via hidreletricidade, purificado, liquefeito, transportado em navios, e distribuído na Alemanha na forma líquida ou gasosa. A finalidade é consolidar um projeto futuro de comercialização [ANDREASSEN, 1993].

Em 1993 foram elaborados no Canadá (University of Victoria) dois estudos de caso que examinaram a viabilidade técnico econômica para produção de hidrogênio eletrolítico aproveitando o excesso de energia elétrica (energia secundária) e energia fora de pico (horário de baixa demanda) da planta de geração Taltson Dam (Nordeste do Canadá). No primeiro estudo foram analisadas as capacidades das plantas e custos de produção de hidrogênio para dois casos (uso local do hidrogênio e produção de hidrogênio comprimido e/ou líquido para exportação). O resultado foi que o hidrogênio pode ser produzido a custos reduzidos e existe a possibilidade de desenvolvimento de uma indústria local baseada no hidrogênio. O segundo estudo investigou dois cenários de utilização de hidrogênio (hidrogênio para produção de peróxido - H_2O_2 , e metanol), sendo o peróxido de hidrogênio a melhor alternativa [OUELLETTE, 1995].

Como o Brasil possui grandes potenciais de fontes renováveis, como a hidreletricidade, energia solar e eólica, e dado este interesse internacional em se comercializar energias renováveis na forma de hidrogênio, torna-se, então, bastante oportuno o estudo desta possibilidade no país [SOLLTERMAN, 1998].

Em 1994 foi apresentada uma dissertação de mestrado [Souza, 1994], na qual foram analisados aspectos econômicos, sociais e técnicos na introdução de um sistema a hidrogênio-solar no Brasil, instalado basicamente na Região Nordeste. Hidrogênio eletrolítico seria produzido via energia elétrica gerada em painéis fotovoltaicos, armazenado e utilizado como energético em substituição aos combustíveis fósseis.

1.1 - Objetivo

O objetivo geral deste trabalho de pesquisa é avaliar as possibilidades de aproveitamento da energia hidrelétrica secundária no Brasil para produção de hidrogênio eletrolítico.

Os objetivos específicos são:

1 - Estudo do mercado brasileiro de hidrogênio, no qual foram identificados os principais setores industriais responsáveis pelo uso deste gás e o total de hidrogênio consumido por setor. Após a obtenção do principal setor de consumo de hidrogênio, foi feita uma análise detalhada deste mercado.

2 - Determinação do potencial brasileiro de energia hidrelétrica secundária nos sistemas interligados Sul/Sudeste e Norte/Nordeste.

3 - Levantamento dos eletrolisadores comerciais atualmente disponíveis e descrição do estado da arte destes equipamentos: consumo de energia, eficiência, etc.

4 - Verificada a disponibilidade de energia secundária no Brasil para produção de hidrogênio e a presença de um mercado para este produto, foram determinados os custos de produção do hidrogênio via eletrólise da água, em função de diferentes escalas de plantas eletrolíticas (capacidades de produção). Nos meses onde a disponibilidade de energia secundária for baixa (meses secos), complementa-se a necessidade com energia firme da rede.

5 - Identificou-se o custo mínimo e a escala de produção correspondente entre os custos do hidrogênio encontrados, em função de cada capacidade da planta. Para efeito de

comparação de valores estimou-se, também, os custos do hidrogênio produzido via reforma da nafta, do gás natural e gaseificação do carvão.

6 - Realizou-se um estudo de caso, no qual foi identificado o potencial médio de energia vertida como água não turbinada junto a uma usina isolada da CESP (ao longo de um ano), determinado o custo mínimo de produção de hidrogênio eletrolítico junto à usina, via associação de energia vertida e firme, e a capacidade de produção correspondente.

7 - Analisou-se as possíveis aplicações energéticas e não-energéticas do hidrogênio produzido via energia secundária junto a uma usina da CESP: utilização na produção de amônia, a qual constitui-se no principal insumo para a síntese de fertilizantes nitrogenados; possibilidades de utilização do hidrogênio como combustível em turbinas a gás para produção de eletricidade nos horários de ponta e/ou base, constituindo-se num exemplo de uso do hidrogênio como um vetor energético.

1.2 - Estrutura da tese

A tese é dividida em 7 capítulos: no Capítulo 2 são descritas as principais aplicações do hidrogênio no Brasil e no Mundo e a composição do mercado brasileiro de hidrogênio; são elaboradas planilhas personalizadas em EXCEL 5.0 para que o usuário possa consultar de uma maneira simplificada os dados do mercado brasileiro de hidrogênio.

No Capítulo 3 foi feita uma caracterização do perfil de geração e consumo de energia elétrica no Brasil; uma definição ampla da energia hidrelétrica secundária e como é estimado o seu potencial pela ELETROBRÁS; é feito um levantamento do montante de energia secundária para cada sistema interligado.

No Capítulo 4 descreve-se com detalhes o processo de eletrólise da água, os tipos de eletrolisadores, convencionais e avançados, os modelos que estão a disposição no mercado bem como uma planta de eletrólise e seus principais componentes.

No capítulo 5 é mostrado o potencial brasileiro de hidrogênio via energia secundária e os procedimentos para determinação da capacidade máxima de produção de hidrogênio para um mínimo custo do hidrogênio.

No Capítulo 6 é feito um estudo de caso, no qual é determinado o potencial médio de energia vertida em uma usina hidrelétrica da CESP escolhida respeitando-se alguns critérios, e é obtida através de cálculos econômicos a melhor capacidade de produção de hidrogênio junto a esta usina. Com base na capacidade de produção de hidrogênio encontrada e no mercado de fertilizantes nitrogenados da região abrangida pela usina, dimensiona-se uma planta de amônia, seu custo de produção e analisa-se a competitividade deste produto perante outros produtores.

No Capítulo 7 é estudada uma aplicação energética para o hidrogênio via energia secundária: sua transmissão via gasoduto para outra localidade, estoque intermediário e reconversão em energia elétrica por meio de turbinas a gás nos horários de pico e/ou na base (com baixíssima emissão de poluentes).

1.3 - Metodologia

A metodologia utilizada neste trabalho pode ser dividida em seis etapas, representadas a seguir, graficamente, por meio de fluxogramas.

a - Primeira etapa (Figura 1.3)

Consiste no estudo do mercado brasileiro de hidrogênio, no qual calcula-se a quantidade de H_2 empregada em processos industriais e aquele liberado como sub-produto. Os setores selecionados para fazer a análise foram os de produção de amônia e de metanol, petroquímico (hidrotratamento de derivados de petróleo), siderúrgico (produção de ferro-esponja e tratamento de aços) e indústria de cloro-soda (no qual o H_2 liberado como sub-produto é vendido).

Dispondo-se dos dados de consumo aparente (saldo anterior + produção + importação - exportação) da amônia e do metanol e da produção de soda cáustica no Brasil, estima-se, segundo a proporção total de hidrogênio (obtida através da estequiometria das reações de síntese) para cada unidade produzida ou consumida dos produtos relacionados, o total de hidrogênio utilizado na síntese de amônia e do metanol e aquele liberado na produção de NaOH.

Para estimar o H_2 empregado na indústria siderúrgica, primeiramente analisou-se a produção de ferro-esponja pela USIBA (Usina Siderúrgica da Bahia), a qual emprega aproximadamente 528 Nm^3 de H_2 /tonelada de ferro-esponja, e por último obteve-se os dados

de produção de hidrogênio pela ACESITA, que o utiliza no tratamento de aços. Estas empresas são as únicas que empregam hidrogênio nestes processos siderúrgicos. Na indústria petroquímica brasileira o H_2 é empregado principalmente no hidrotreamento de derivados de petróleo pelas refinarias da PETROBRÁS. A quantidade de hidrogênio utilizado neste setor foi estimada por meio de informações obtidas junto a empresa.

O mercado total de hidrogênio no Brasil é a somatória do hidrogênio utilizado, na produção de metanol e amônia, como-matéria prima na indústria petroquímica e siderurgia, e aquele vendido após ser liberado como sub-produto na indústria de cloro-soda. Dispondo-se do valor de mercado total de hidrogênio é possível estimar, através do consumo médio de eletricidade de uma planta eletrolítica (determinado na segunda etapa, a seguir), o potencial elétrico necessário para produzir todo o hidrogênio consumido no Brasil, fazendo uso da eletrólise da água. É feita nesta etapa uma análise detalhada do setor responsável pelo maior consumo de hidrogênio, no qual determina-se o potencial de hidrogênio e/ou elétrico necessário para satisfazer este mercado e o déficit de capacidade instalada de hidrogênio atual e, através de projeções de mercado, o déficit futuro.

b - Segunda etapa (Figura 1.3)

Nesta etapa é abordado o processo de geração de hidrogênio via eletrólise da água, onde descreve-se a tecnologia de eletrólise e dos eletrolisadores. Fez-se uma seleção dos principais fabricantes e tipos de eletrolisadores comercializados atualmente; em seguida, relacionou-se suas características técnicas, dando destaque para o consumo específico de eletricidade de cada um. A partir daí obteve-se um consumo específico médio de eletricidade para uma planta de eletrólise.

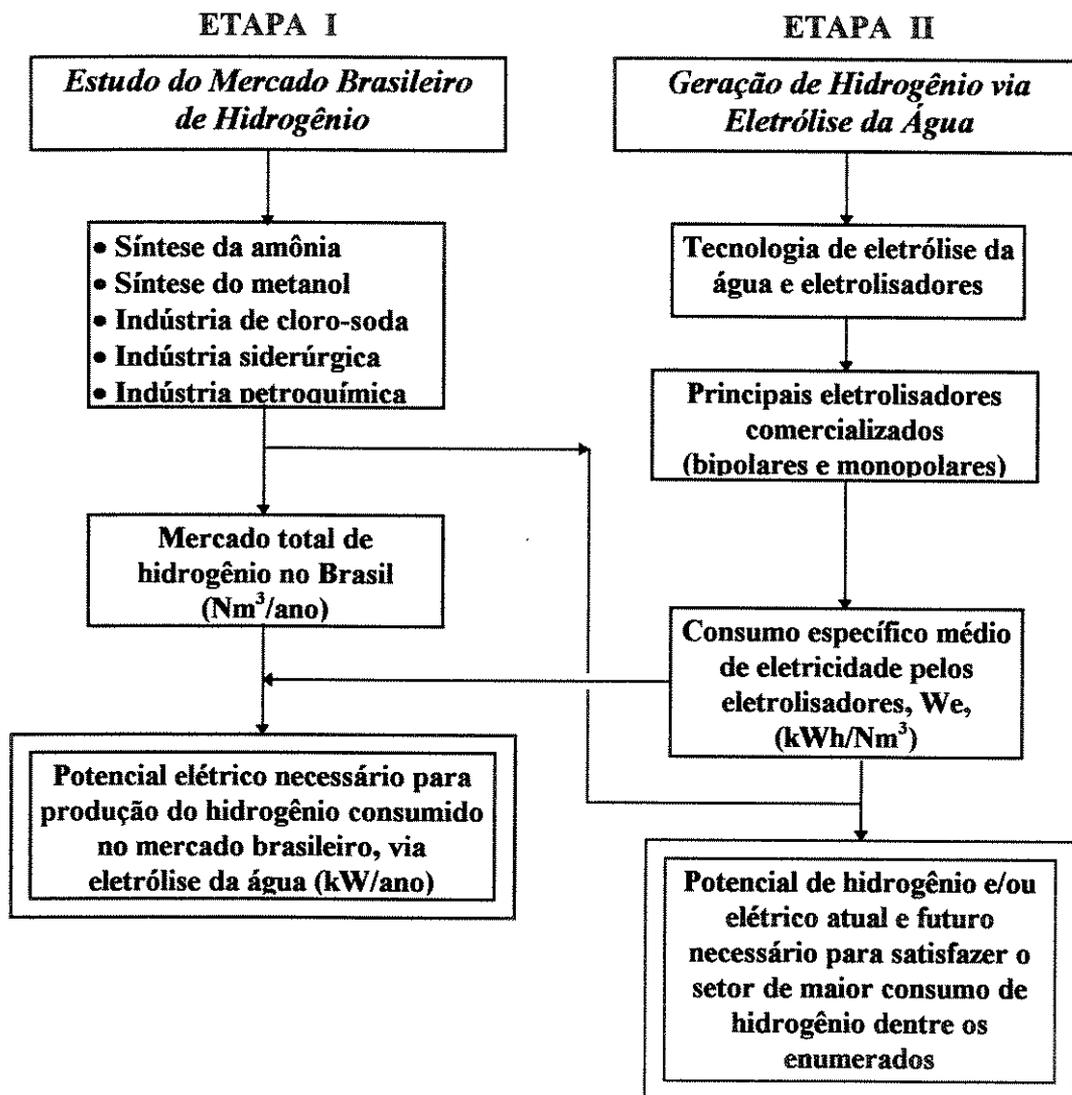


Fig. 1.3 - Fluxograma das etapas I e II

c - Terceira etapa (Figura 1.4)

Faz-se um levantamento da energia hidrelétrica secundária (EHS) disponível nos sistemas interligados brasileiros (Norte/Nordeste e Sul/Sudeste) para o ano de 1995. Em seguida, usando o consumo específico de energia elétrica para a eletrólise (determinado na segunda etapa) estimou-se o potencial brasileiro de hidrogênio que pode ser produzido utilizando a EHS. Através de dados de percentagem média mensal de EHS (X_i) do subsistema CESP [CESP, 1977, 1980], estimou-se a disponibilidade mensal de EHS (F_i) no Sistema Sul/Sudeste por meio de distribuição percentual do seu potencial total.

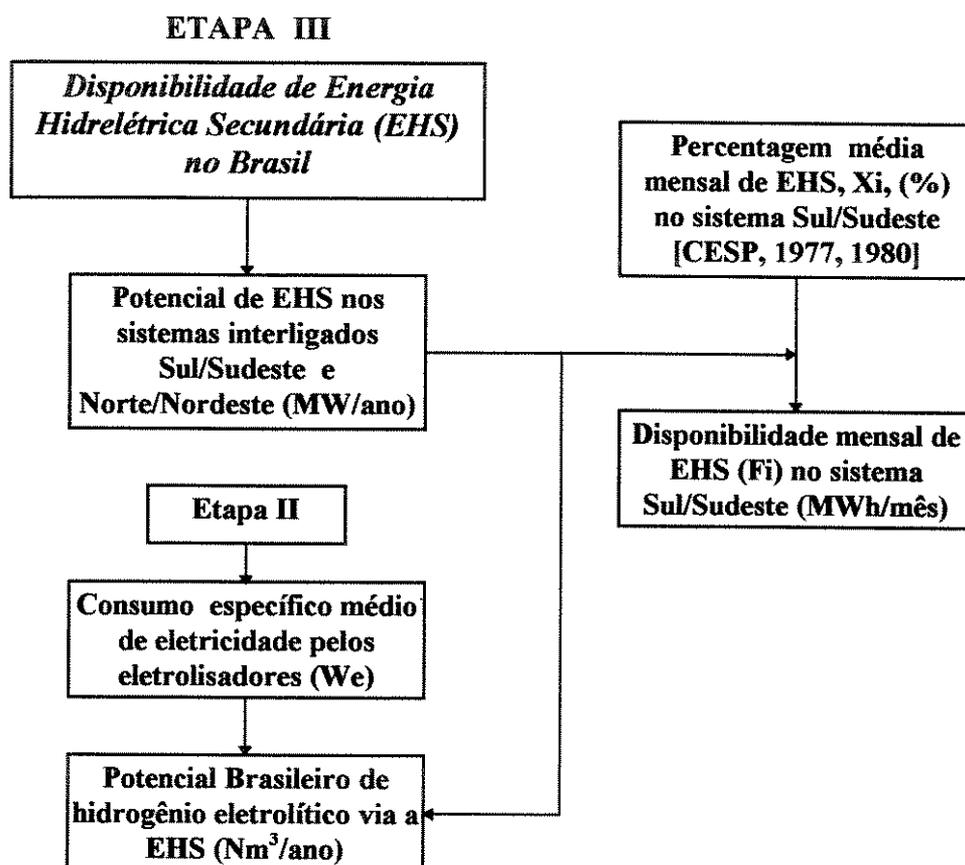


Fig. 1.4 - Fluxograma da etapa III

d - Quarta etapa (Figura 1.5)

Selecionou-se uma sequência de escalas de plantas (capacidades de produção) para eletrólise de água (com a escala variando de um valor mínimo até um máximo). Em cada escala de planta para produção de hidrogênio (C_p) tem-se um consumo mensal (C_m) e um anual (C_a) de eletricidade, sendo o tempo de operação anual para a planta de 8.300 h/ano. A disponibilidade mensal de EHS (F_i), calculada na etapa III, é maior nos meses chuvosos, durante os quais cada planta, dependendo da escala de produção, poderá gerar hidrogênio somente com EHS, já que nos meses secos, com menor disponibilidade de EHS, ela deverá complementar a sua necessidade com energia firme (E_f).

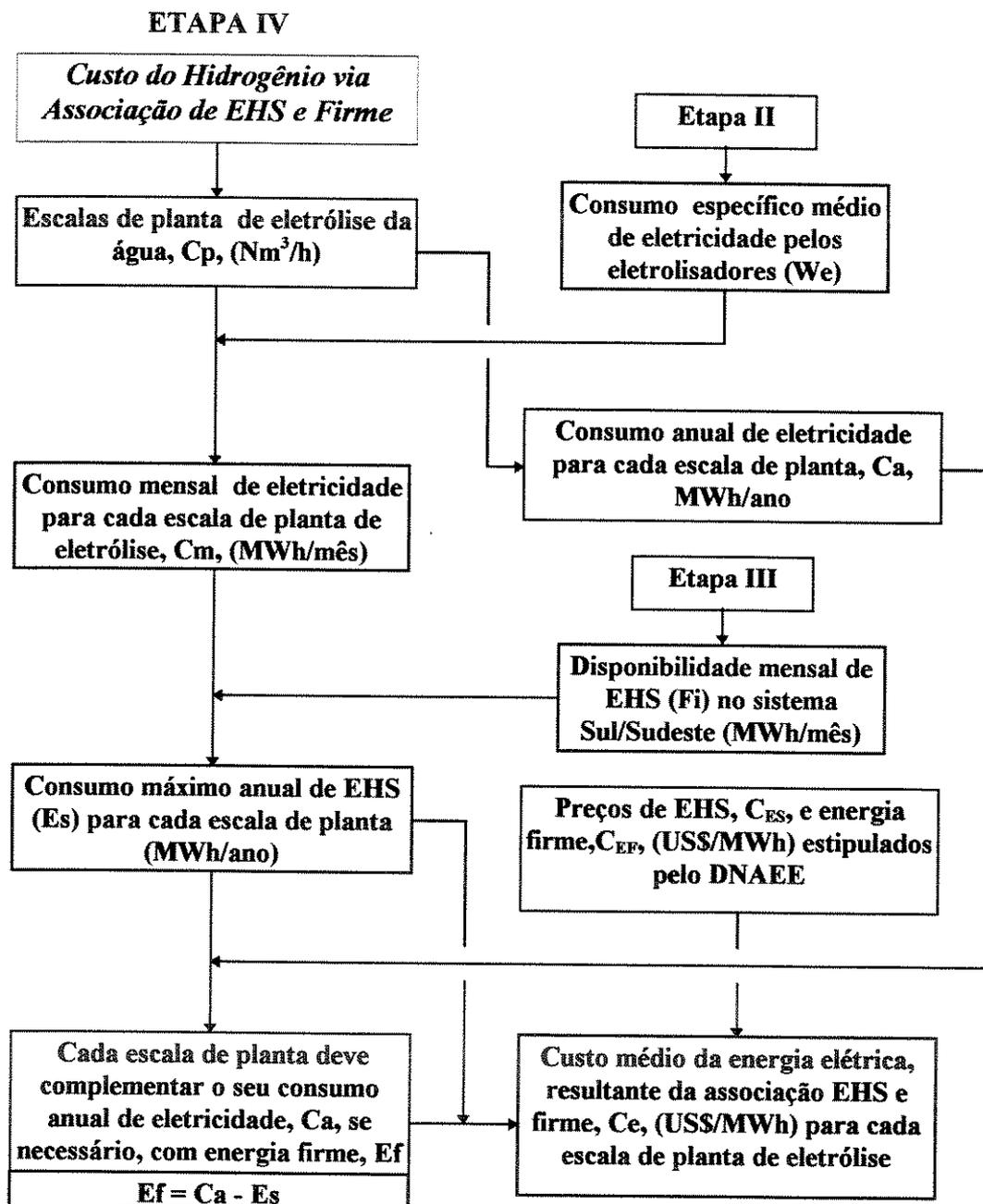


Fig. 1.5 - Fluxograma da etapa IV

O consumo máximo anual de EHS (E_s) para cada escala de planta é a soma, ao longo do ano, de toda EHS utilizada a cada mês, dependendo da disponibilidade mensal de EHS (F_i). Quando F_i for menor que os requisitos da planta deve-se complementar o E_s com E_f .

O custo médio da energia elétrica (C_e), resultante da associação EHS e firme, para cada escala de planta depende da proporção de E_f e E_s usada ao longo do ano. Quanto menos

energia firme for usada menor o custo, pois a energia elétrica secundária tem um preço menor. Os preços da EHS e E_f são estabelecidos através de portarias da ANEEL.

e - Quinta etapa (Figura 1.6)

O custo do hidrogênio eletrolítico depende, fundamentalmente, do custo da eletricidade (C_e) e do custo da planta de eletrólise (C_{EL}). O C_{EL} diminui com o aumento da escala da planta (economia de escala). Com o custo da eletricidade via associação da EHS e firme e do C_{EL} , os dois em função das escalas de planta de eletrólise, determinou-se a curva de custo do H_2 eletrolítico em função da capacidade da planta (C_p). O ponto de mínimo da curva corresponde ao menor custo do hidrogênio, o qual determina a melhor escala de planta a ser utilizada (mais econômica).

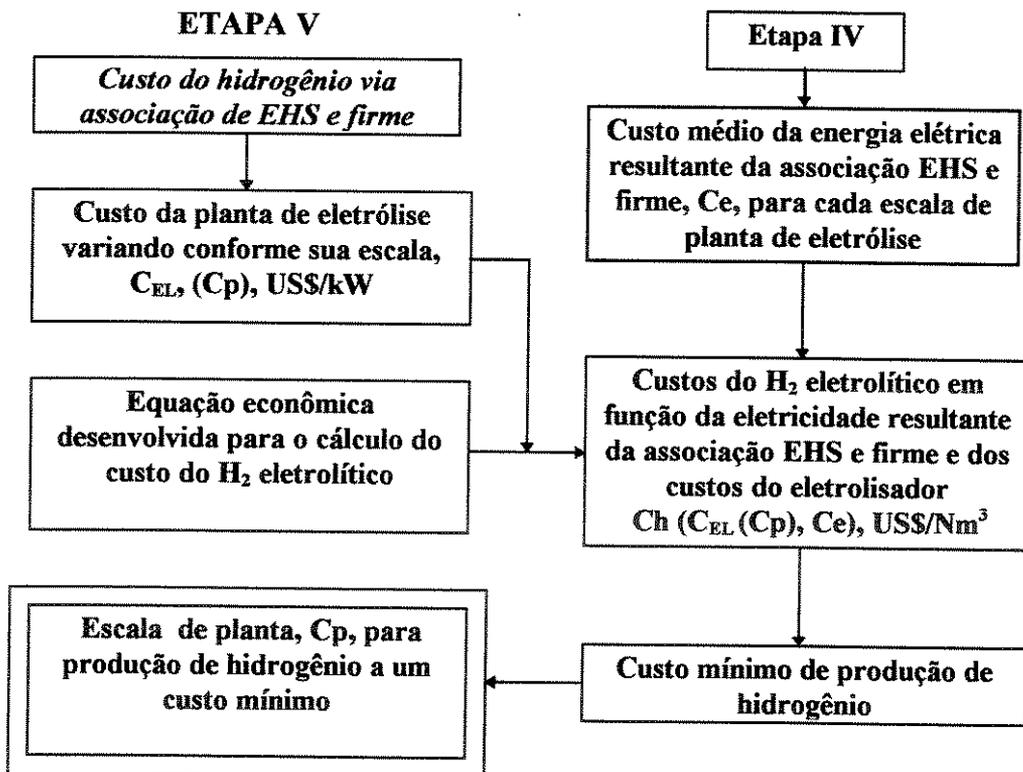


Fig. 1.6 - Fluxograma da etapa V

f - Sexta etapa (Figura 1.7)

Nesta etapa faz-se uma análise das possibilidades de produção de hidrogênio eletrolítico junto a uma usina hidrelétrica, aproveitando-se o máximo possível de energia vertida com um mínimo custo de produção do hidrogênio, complementando o uso de energia secundária a cada mês com energia firme da rede.

Em primeiro lugar fez-se um levantamento da energia vertida mensalmente por todas as usinas do sistema CESP entre os anos de 1985 a 1995. A disponibilidade de energia vertida varia mês a mês e ano a ano em decorrência da hidraulicidade.

Para a escolha da usina hidrelétrica adotou-se os seguintes critérios: a usina deve possuir um vertimento mensal considerável perante as demais usinas, o que propicia uma maior economia de escala; sua localização deve ser estratégica, ou seja, deve localizar-se numa região onde haja mercado para o hidrogênio produzido via energia secundária junto à usina.

É importante que a usina escolhida esteja próxima a um gasoduto, para possibilitar a mistura do hidrogênio produzido ao gás natural, no gasoduto, eliminando a necessidade de investir em sistemas de armazenamento de hidrogênio, já que o gasoduto funciona como tal, gerando-se, dessa maneira, uma mistura combustível para o uso residencial, industrial, etc. e em turbinas a gás na produção de eletricidade para demanda de ponta e outras aplicações.

Escolhida a usina hidrelétrica, fez-se o levantamento da energia turbinável vertida mensalmente pela usina a cada ano citado, e, na sequência, determinou-se a energia turbinável média vertida a cada mês ao longo de um ano (média entre 1985 e 1995). Logo após, calculou-se a capacidade de produção de hidrogênio com o uso da associação energia firme e energia vertida (energia secundária), onde o custo de produção do hidrogênio é mínimo. Este procedimento é idêntico ao realizado nas etapas IV e V.

Primeiramente determinou-se o custo da eletricidade via associação energia firme e energia secundária para várias capacidades de produção de hidrogênio: uma planta com menor capacidade vai utilizar mais energia secundária durante o ano, e a medida que aumenta-se a capacidade da planta recorre-se mais ao uso da energia firme. O custo da eletricidade é proporcional ao volume de energia firme e secundária utilizado pela planta de eletrólise.

Em segundo lugar, determinou-se o custo da planta em função da capacidade: os custos serão maiores quanto menor a capacidade de produção da planta (influência da economia de escala). Utilizando-se uma equação desenvolvida para o cálculo do custo do hidrogênio, que está em função do custo da planta e do custo da eletricidade via associação

energia secundária e firme, tem-se, como resultado, a máxima capacidade da planta de eletrólise para um custo mínimo de produção do hidrogênio.

Nesta etapa também foi feita uma análise do mercado de fertilizantes nitrogenados na região abrangida pelo projeto, estimando-se, assim, a produção de amônia necessária para o suprimento do mesmo.

Após o cálculo da capacidade ótima da planta de eletrólise e o respectivo custo de produção do hidrogênio, foi possível dimensionar-se uma planta para a produção de amônia e seu custo, dispondo-se da capacidade da planta de hidrogênio e da produção de amônia necessária para satisfazer o mercado de fertilizantes da região abrangida pelo projeto.

Por último, foi feita uma análise das possibilidades de transmissão, via gasoduto, estocagem intermediária e reconversão do hidrogênio de Ilha Solteira em eletricidade por meio do uso de turbinas à gas e/ou células de combustível na cidade de São Paulo. Se o oxigênio gerado na planta for utilizado como um oxidante na câmara de combustão da turbina, no lugar do ar, não deverá ocorrer emissão de NO_x, pois este poluente é produto de uma reação química a alta temperatura na câmara de combustão onde o nitrogênio do ar é um dos reagentes.

A análise dos resultados é de forma comparativa, ou seja, os resultados são comparados aos obtidos em outros estudos já realizados, situando-se esses resultados frente a outras opções energéticas avaliadas, tendo-se utilizado o maior número disponível de referências bibliográficas para isto.

Os resultados estão plotados em gráficos e/ou tabelas, o que, além de contribuir para sua melhor visualização, permite que sejam comparados mais facilmente com os resultados obtidos em outros estudos. Os valores monetários são dados em dólares de 1995.

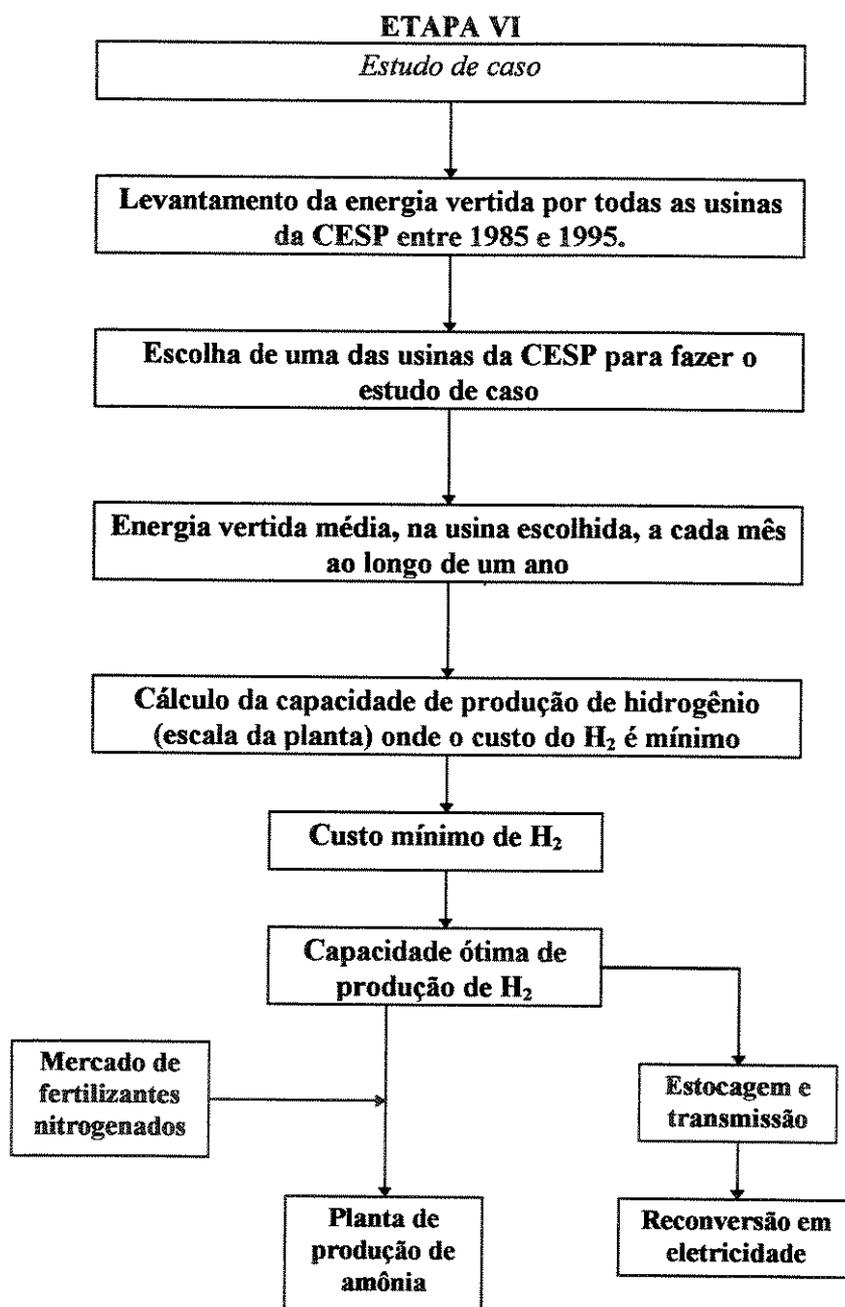


Fig. 1.7 - Fluxograma da etapa VI

Capítulo 2

Avaliação do Mercado Brasileiro de Hidrogênio

O uso do hidrogênio a nível mundial é significativo, pois é uma importante matéria prima para síntese de outros produtos. Além disto, existe a possibilidade do hidrogênio ter seu uso como energético incrementado, diretamente para produzir calor e/ou eletricidade e em veículos automotivos, bem como indiretamente, na produção de outros combustíveis e/ou como vetor energético.

Atualmente o hidrogênio é consumido predominantemente como um insumo químico. Qualquer estudo que vise analisar as possibilidades de geração do hidrogênio, como é o caso presente, deve realizar um levantamento de mercado, identificando os setores consumidores e seus potenciais.

No desenrolar deste capítulo são abordados os principais setores que utilizam hidrogênio. É feita uma descrição do mercado mundial do gás, destacando-se o volume total utilizado no mundo e por alguns países, bem como os principais setores de consumo. Faz-se um histórico do mercado brasileiro de hidrogênio, identificando-se as áreas de maior consumo e finalmente uma análise quantitativa do mercado brasileiro de hidrogênio a partir de dados levantados de 1984 a 1994, chegando-se ao volume total de hidrogênio consumido no país.

2.1 - Uso químico e industrial do hidrogênio

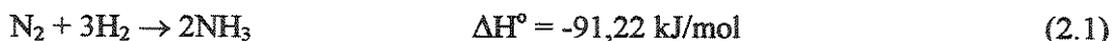
O hidrogênio é utilizado como matéria prima em indústrias químicas na síntese de vários produtos como a amônia, metanol, ciclohexano, peróxido de hidrogênio; em indústrias alimentícias para hidrogenação de óleos vegetais e gorduras; na petroquímica para hidrocrackeamento de hidrocarbonetos pesados e hidrotreamento de derivados de petróleo; indústrias metalúrgicas e eletrônicas também utilizam o hidrogênio.

A utilização do hidrogênio tem como vantagens a produção de água durante a redução de compostos de oxigênio pelo mesmo, ser transportado por meio de tubulações até os reatores químicos nos quais é usado e, caracterizar-se como um componente sintético muito limpo. Como desvantagens apresenta uma grande relação volume/massa, obrigando o uso de grandes sistemas de estoque; há grandes perdas durante o armazenamento devido, ao seu elevado coeficiente de difusão; é inflamável e reage facilmente com outros materiais [WIESENER, 1986].

A seguir são abordadas as principais aplicações do hidrogênio como um não energético, ou seja, como matéria prima para a síntese de produtos químicos (amônia, metanol, etc.), suas aplicações na indústria petroquímica, seu uso como um gás redutor na indústria siderúrgica, como fluido refrigerante e outras aplicações.

2.1.1 - Síntese de produtos químicos

a - Síntese da amônia [WEISSERMEL et al, 1978]: é um processo que requer uma grande quantidade de hidrogênio, cerca de 176 kg de hidrogênio para produção de 1 tonelada de amônia. A amônia é matéria prima para fertilizantes nitrogenados, agentes de limpeza, ácido nítrico e produtos farmacêuticos. A reação do processo de produção da amônia, a uma temperatura de 25°C, é dada por:



A Figura 2.1, a seguir, mostra o sistema de produção de amônia por reforma do gás natural, que é atualmente o método mais econômico.

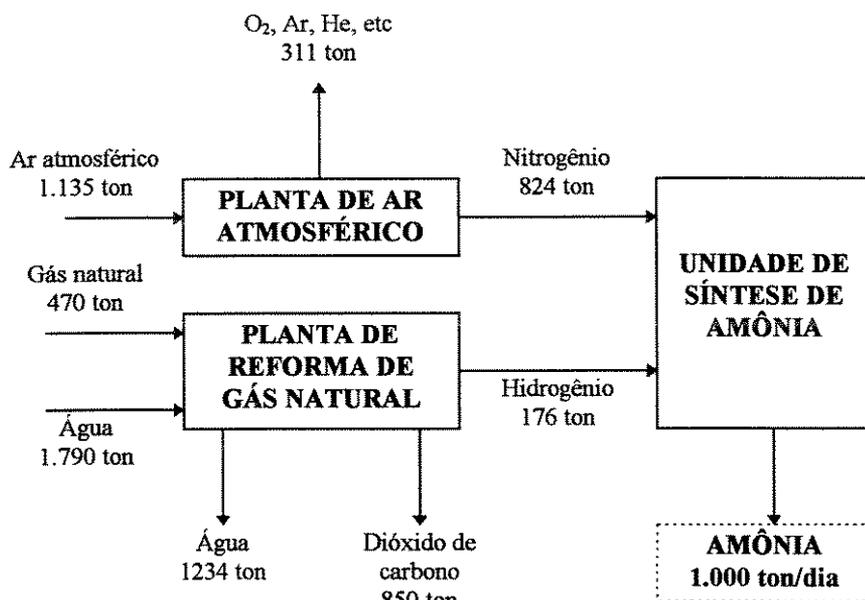


Fig. 2.1 - Sistema de produção de amônia por reforma de gás natural [WEISSERMEL et al., 1978]

A Figura 2.2, a seguir, apresenta o diagrama de fluxo da planta para síntese da amônia por hidrogênio produzido da eletrólise. Sendo o consumo do eletrolisador de $4,4 \text{ kWh/Nm}^3$ de H_2 [STUART, 1991], para produção de 1.000 ton. diárias de amônia, onde são consumidas 176 ton de H_2 ($1,97 \times 10^6 \text{ Nm}^3$), é necessário no mínimo um eletrolisador de 361 MW (considerando-se a relação de massa estequiométrica da equação 2.1). No Anexo I a tecnologia de produção de amônia eletrolítica é descrita com maiores detalhes.

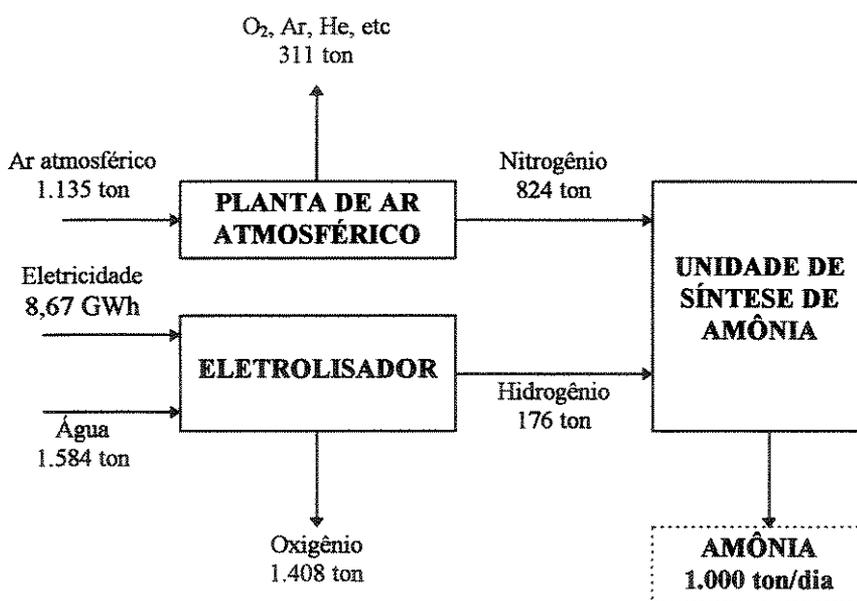


Fig. 2.2 - Sistema de produção de amônia por eletrólise da água [WEISSERMEL et al., 1978]

b - Metanol [CRAWFORD et al., 1984]: É um material puro e econômico em sínteses orgânicas. A produção mundial é estimada em 10 milhões de toneladas anuais. A Figura 2.3 mostra o diagrama de fluxo de produção de metanol utilizando hidrogênio eletrolítico. Na produção de 1.000 toneladas diárias de metanol é necessário no mínimo um eletrolisador de 257 MW (4,4 kWh/Nm³ de H₂), considerando-se a relação de massa estequiométrica da equação 2.2. Para síntese do metanol o carbono derivado do carvão mineral é convertido em CO (dióxido de carbono) por meio de um gaseificador que utiliza o oxigênio produzido pela planta de eletrólise; o monóxido de carbono produzido e o hidrogênio eletrolítico reagem entre si para formar o metanol. O metanol é utilizado como material para formaldeídos, metilaminas, proteínas, anticongelante de combustível, produção de ácido acético e como solvente. Sua utilização como combustível têm aumentado pois pode ser misturado com gasolina e álcool combustível.

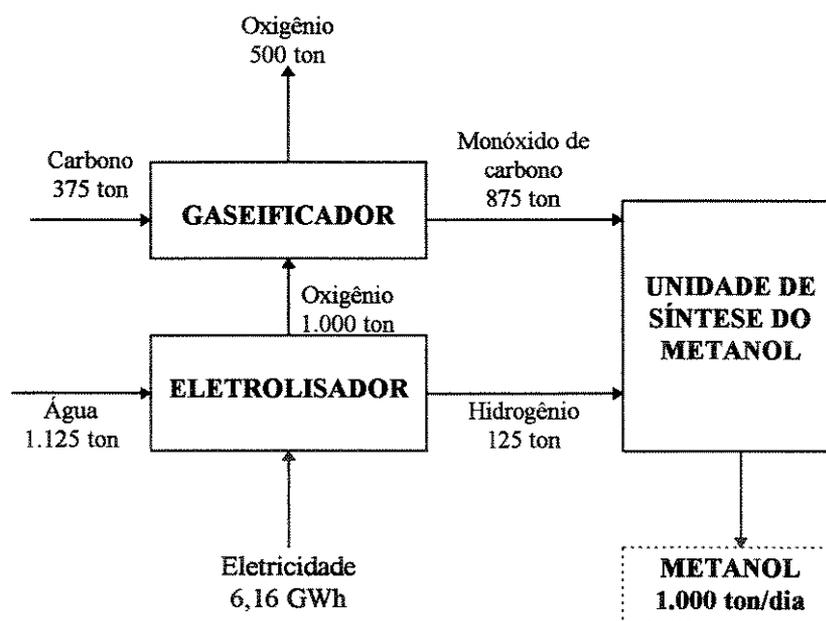


Fig. 2.3 - Sistema de produção de metanol [CRAWFORD et al., 1984]

A reação de síntese do metanol, sob a catálise dos elementos ZnO-Cr₂O a temperaturas e pressões de 300 a 400 °C e 300 a 350 bar, é dada por:



c - Síntese Fischer-Tropch [SCHMIDT et al, 1984]: Com uma catálise fluidizada, hidrocarbonetos com um baixo ponto de ebulição podem ser produzidos da mistura CO/H₂.

Hidrocarbonetos com alto ponto de ebulição (diesel, lubrificantes) são produzidos por meio de uma catálise em leito fixo. A formação de grandes moléculas de hidrocarbonetos é favorecida pelo óxido de tório na catálise, e inibida pelo óxido de manganês. É importante introduzir um gás de síntese de grande conteúdo de hidrogênio ($H_2/CO=2$) no reator durante a reação. Entretanto gaseificadores modernos de carvão são desenvolvidos para gases contendo mais CO, com uma taxa de $H_2/CO=0,4$. Logo, neste caso, a reação bruta, sob catálise do ferro é dada por:

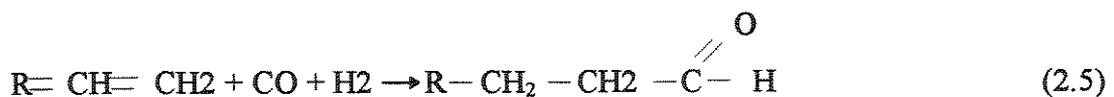


Nesta reação haverá a formação simultânea de CO_2 , que corresponde a uma conversão parcial do monóxido de carbono e causa perda de carbono.

d - Metanização da mistura CO/H_2 [HARMANS et al, 1980]: é um processo exotérmico para produção de gás natural sintético (GNS), utilizado como energético e também em outras sínteses químicas. A formação de metano pelo gás de síntese (CO e H_2) é favorecida a altas temperaturas e baixa pressão. A reação do processo é a seguinte:



e - Hidroformulação ou oxo-síntese [WIESENER, 1986]: é o processo utilizado em grande escala para síntese de aldeídos e álcoois de longas cadeias de olefinas, monóxido de carbono e hidrogênio. Uma ampla faixa de produtos é oferecida via este processo, tais como álcoois, ácidos carboxílicos e aldeídos. A reação do processo é a seguinte:



f - Hidrogenação do carvão : Por tratamento térmico ou termoquímico, com presença de hidrogênio sob pressão, o carvão é quase completamente convertido em produtos líquidos ou gasosos (alcanos ramificados e, principalmente, combustíveis sintéticos líquidos e gasosos). A reação é catalisada por compostos de ferro (sulfetos e óxidos), molibdênio, cobalto, etc. [ULLMANN'S, 1989]. Através deste processo é possível um futuro aproveitamento das

reservas mundiais de carvão para produção de combustíveis sintéticos, à medida que a exploração de petróleo se torne onerosa. A reação do processo é a seguinte:



g - Hidrocraqueamento [HEDDEN et al., 1983]: neste processo ocorre um craqueamento catalítico, onde o hidrogênio está presente. Hidrocarbonetos pesados são processados em pequenas unidades as quais são simultaneamente isomerizadas. A composição do produto é controlada pelo catalisador e pelas condições do processo (temperatura e pressão). Praticamente olefinas não ocorrem. Grandes n-alcenos são craqueados, subsequentemente isomerizados e hidrogenados. Cerca de 10% do hidrogênio usado na indústria química é aplicado neste processo, cuja reação é da forma:



h - Hidrotratamento [WEISSERMEL et al., 1978]: esse processo é usado para remoção de enxofre ou nitrogênio de derivados de petróleo, com o objetivo de melhorar a qualidade e reduzir o índice de poluição do combustível. O hidrogênio reage com o nitrogênio e o enxofre formando amônia (NH_3) e gás sulfídrico (H_2S).

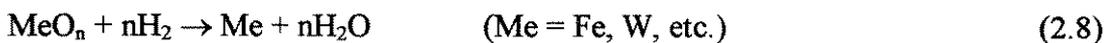
i - Hidrogenação [WEISSERMEL et al., 1978]: de aromáticos, no qual se produz material inicial para polímeros (nylon); a hidrogenação do benzeno para a produção do ciclohexano que é um intermediário na manufatura do nylon 6 e 6,6; de nitro-compostos para a produção de aminas e nitrilos e é o mais importante processo utilizando hidrogênio para produção de polímeros intermediários.

j - Endurecimento de gorduras comestíveis: produção de margarina a partir de óleos vegetais e outros.

k - Produção de peróxido de hidrogênio (H_2O_2): o H_2O_2 é um alvejante não poluente em indústrias têxteis e de papel e celulose [OUELLETTE et al., 1994].

2.1.2 - Hidrogênio como um gás redutor na metalurgia

A redução direta do ferro, isto é, a produção de ferro esponja de alto grau a partir de minério de ferro, por meio de gases redutores e, em seguida, a produção de aço em fornos elétricos, assume um progressivo desenvolvimento em escala internacional [KAHN et al., 1981]. A razão principal para a tendência de sair do processo de alto forno é a necessidade de se tornar mais independente da fornalha de coque, pois este processo metalúrgico torna-se mais caro à medida que o carvão para produção de coque (metalúrgico) é mais escasso. Atividades para introduzir hidrogênio no processo de redução direta são proporcionados para reduzir o papel da fornalha de coque, e, também, devido à diminuição dos custos da eletrólise. A reação de redução direta de óxidos metálicos é a seguinte:



A redução de FeO_3 puro [STIEß, 1981] pelo hidrogênio é catalisada por outros tipos de metais e também depende da pressão parcial do hidrogênio. Também na metalurgia não ferrosa o hidrogênio é utilizado como um agente redutor para produzir metais em pó (Cu, Ni, Co, Mo, W).

Quando materiais metálicos são recozidos em gás protetor (atmosfera não oxidantes), as misturas de N_2/H_2 ou Argônio/ H_2 são usadas para uma redução final de finas camadas de óxidos, e misturas de N_2/H_2 /hidrocarbonetos são utilizados para o recozimento por nitretação e carbonitretação, respectivamente.

2.1.3 - Hidrogênio como um agente refrigerante

Em plantas elétricas de grande escala, como, por exemplo, em turbo-geradores, líquidos (água ou óleo) ou gases (ar atmosférico ou hidrogênio) são usados como agentes refrigerantes. Analisando a eficiência de cada um ao lado das propriedades físicas e possibilidades técnicas de aplicação, eles deverão ser levados em consideração [SHRÖDER, 1968]. O uso de hidrogênio nestas aplicações está relacionado ao fato do calor específico deste gás ser um dos mais elevados entre todos os gases.

As propriedades refrigerantes do hidrogênio são melhores que as do ar atmosférico. Com o aumento da pressão, o efeito refrigerante do hidrogênio torna-se mais intenso; portanto pressões acima de 5,0 bar são aplicadas. A desvantagem é o aumento das perdas por fricção, as quais na pressão normal são consideravelmente baixas quando se usa ar atmosférico. Usando hidrogênio, uma maior eficiência de refrigeração do material condutor é obtida. Então rotores em movimento podem ser diretamente refrigerados pelo hidrogênio.

2.1.4 - Outras aplicações do hidrogênio

No armazenamento de hidrogênio por meio de hidretos metálicos, a formação de hidretos permite aplicações adicionais [WIESENER, 1986], usando o calor da reação e a dependência temperatura-pressão da formação: estoque por meio de hidretos metálicos pode ser usado como acumulador de calor; a ligação de dois estoques hídricos a diferentes níveis de temperaturas pode ser aplicado como um sistema de bomba de calor; o hidrogênio pode ser comprimido por liberação de um estoque de hidreto (ex., $\text{LaNi}_5\text{H}_{5,8}$) a altas temperaturas, após ter sido absorvido a baixa temperatura.

O hidrogênio pode ser também utilizado em processos de soldagem como um gás de proteção (5-20% H_2 e 80-95% N_2). Metais com alto ponto de fusão (W, Ta, Mo) podem ser processados com um plasma a hidrogênio.

É um componente de uma mistura de gás especial utilizado na indústria de eletroeletrônicos. Nas técnicas de processamento de semicondutores, impurezas são adicionadas nestes por decomposição térmica de SiH_2 , AsH_3 ou GeH_4 . Em cromatografia gasosa é usado como um gás de transporte.

É aplicado em um processo eletrolítico como ânodo em meio a solução aquosa (exemplo, $\text{ZnSO}_4 + \text{H}_2\text{SO}_4$) para obtenção de materiais como zinco, cádmio, cobre e manganês. Este processo é importante pois é uma maneira de se obter metais em minérios de baixa concentração; soluções industriais que são consideradas como resíduos podem ser recicladas para produzir metais via este processo e o gasto de energia é baixo [WIESENER, 1986].

2.2 - Utilização do hidrogênio como um energético

Em termos de quantidade o hidrogênio é atualmente pouco utilizado como energético: é componente do “gás de rua” e gases industriais empregados para geração de calor; é empregado em foguetes e naves espaciais e em experiências para ser usado como combustível automotivo. Pode ser utilizado para substituir os combustíveis fósseis em muitas aplicações: como combustível em meios de transporte aéreo e terrestre, para geração de calor e produção direta de eletricidade (células a combustível), ou indiretamente por meio de turbinas a gás ou a vapor gerado pela combustão de hidrogênio, acionando geradores. Nos foguetes e veículos espaciais o hidrogênio é utilizado na sua forma liquefeita, queimado com oxigênio nos reatores-propulsores, para produzir vapor d’água superaquecido, com grande quantidade de energia liberada no processo [SILVA, 1991].

Devido a um alto custo de produção em relação aos combustíveis derivados de petróleo, o hidrogênio não é comercialmente explorado como um combustível automotivo, apesar de já existirem projetos de motores específicos para esta utilização. O hidrogênio, quando armazenado na forma gasosa, como um gás pressurizado, ocupa tanques com grande volume e peso, tornando este tipo de armazenamento em veículos difícil. As opções são o uso de hidrogênio na forma liquefeita, hidretos metálicos ou como metanol [SILVA, 1991]. O hidrogênio têm alto poder calorífico, mas apesar de poder ser empregado numa forma mais concentrada de armazenamento, a densidade energética do hidrogênio permanece cerca de dez vezes inferior aos combustíveis líquidos tradicionais (gasolina, diesel e álcool). A Alemanha e o Japão possuem programas para o desenvolvimento de veículos automotivos a hidrogênio.

O hidrogênio é considerado um provável combustível para aviões comerciais, por se apresentar como um produto leve, com maior eficiência térmica e de baixíssimas emissões de poluentes. Em 1988 foi demonstrado o voo de um avião comercial Tupolev, na URSS, que era abastecido por hidrogênio líquido. Os alemães estão levando a cabo um trabalho preliminar sobre um projeto para uma linha aérea comercial suprida por hidrogênio [THE H₂ LETTER, 1991]. A antiga União Soviética e Alemanha assinaram um acordo para desenvolverem juntamente uma tecnologia de propulsão a hidrogênio em um avião civil [THE H₂ LETTER, 1990]. Todos os principais programas aeroespaciais são baseados em hidrogênio líquido.

Para aplicações domésticas, o Fraunhofer Institute para Sistemas a Energia Solar, na Alemanha, desenvolveu aparelhos projetados e testados, baseados no princípio da combustão catalítica do hidrogênio, os quais são distribuídos aos consumidores [LEDJEFF, 1990]. Estas aplicações são o fogão catalítico, refrigerador a absorção com queimador catalítico de hidrogênio, etc.

A energia elétrica é difícil de ser armazenada em grandes quantidades. Em usinas hidrelétricas a energia secundária, ou seja, que não é aproveitada durante certas horas do dia ou dos meses do ano no qual a demanda de energia é baixa, pode ser armazenada na forma de hidrogênio eletrolítico. Este hidrogênio pode ser armazenado junto às usinas e nos períodos nos quais a demanda de energia elétrica é alta, ser reconvertido em energia elétrica através de células a combustível ou termelétricas, para complementar a demanda não atendida pela falta de capacidade da usina nestes períodos.

Nas usinas termelétricas que operam segundo o Ciclo de Brayton (Figura 2.4), o ar é comprimido por meio de um compressor axial (A) e injetado na câmara de combustão (B) onde ocorre a mistura ar combustível (gás natural por exemplo) e a queima, gerando gases quentes que se expandem pela turbina (C), acionando um turbo-gerador (D) que produz eletricidade. Como combustível, pode ser utilizado H_2 no lugar do gás natural, com a vantagem de ser menos poluente.

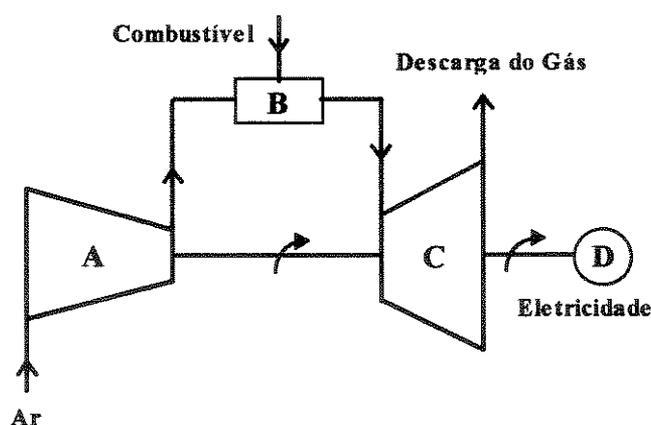


Fig. 2.4 - Ciclo de uma termelétrica a gás [LAVANTINO et al., 1993]

A Figura 2.5, a seguir, mostra o esquema de uma célula a combustível. Ela tem dois eletrodos separados por um eletrólito; o eletrólito pode ser uma solução básica de hidróxido de potássio que transporta corrente elétrica na forma de íons hidroxilas (célula alcalina). No ânodo, o hidrogênio gasoso reage para produzir íons de hidrogênio, H^+ , e elétrons. Os elétrons são conduzidos através de um circuito externo produzindo eletricidade na forma de corrente contínua. No cátodo os elétrons reagem com oxigênio (do ar ou de reservatórios de oxigênio) e com o eletrólito para produzir íons hidroxilas, OH^- . No eletrólito, os íons hidroxila e os íons de hidrogênio reagem e produzem água pura. A água é removida da célula junto com o excesso de oxigênio (ou ar). Existem outros tipos de células de combustíveis, baseadas em eletrólitos de polímeros sólidos, ácido fosfórico, sais fundidos, etc [WILLIAM'S, 1980].

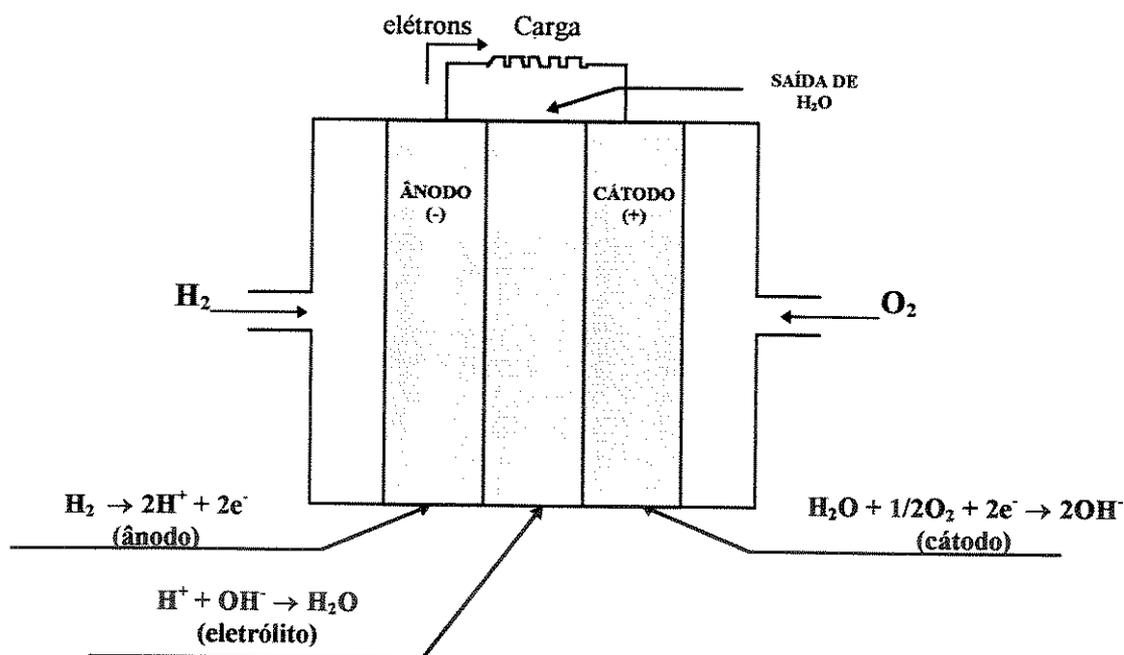


Fig. 2.5 - Célula de combustível [WILLIAM'S, 1980]

Os E.U.A tem um programa nacional para o desenvolvimento da tecnologia do hidrogênio, o qual é gerenciado pelo U.S. Department of Energy (DOE). O objetivo do programa é dobrar até o ano 2005 o uso de hidrogênio nos setores químicos e petroquímicos, como matéria prima para gasolina reformulada. Além disso, 25% de todos os veículos vendidos nos E.U.A em 2010 poderão ser movidos a hidrogênio (veículos híbridos e a células de combustível), o que resulta numa importante redução dos níveis de emissões de NO_x , CO e CO_2 . Uma significativa porção de hidrogênio, necessária nestes veículos, deverá ser produzida via gaseificação e pirólise de biomassa e resíduos sólidos (lixo). O objetivo final do programa é

que a participação do hidrogênio no mercado total de energia seja de 8-10% em 2025 [PADRO, 1996].

2.3 - Mercado mundial de hidrogênio

O hidrogênio no mundo é produzido através de métodos convencionais como a gaseificação de carvão, reforma a vapor de hidrocarbonetos leves (nafta, gás natural e GLP), oxidação parcial de hidrocarbonetos pesados e eletrólise da água [ANDREASSEN et al., 1993]. Dentre estes, é a reforma a vapor do gás natural que apresenta custos mais baixos. Uma parte do hidrogênio é produzido como sub-produto de outros processos, como a reforma catalítica nas refinarias, produção de estireno e etileno, eletrólise do cloreto de sódio para produção de soda cáustica e outros processos químicos.

Muitas indústrias produzem hidrogênio em plantas cativas para suprir a própria demanda, o que torna difícil a realização de um estudo apurado sobre o mercado mundial. Alguns consumidores adquirem o hidrogênio comercializado por empresas especializadas, que é produzido em locais próprios e distribuído através de tubulações ou “containers”.

A Tabela 2.1 mostra a evolução do consumo mundial de hidrogênio de 1945 a 1987.

Tab. 2.1 - Evolução do consumo mundial de hidrogênio

Ano	Consumo mundial de hidrogênio	
	bilhões de Nm ³	milhões de ton.
1945	2,04	0,182
1962	61,81	5,54
1964	69,90	6,25
1965	77,29	6,90
1968	143,06	12,75
1971	194,87	17,40
1972	206,02	18,40
1973	256,03	22,80
1980	300,0	26,71
1987	500,0	44,53

Fonte: PROCEEDINGS (1976); WICKE (1982); HASSMANN et al. (1993); ANDREASSEN et al. (1993)

Nos E.U.A, em 1978, a demanda de hidrogênio foi de 80 bilhões de m³ [KASPER, 1983], em 1985, 90 bilhões [REPORTER, 1985] e em 1988 de 107,5 bilhões [HEYDORN, 1991]. Em 1987, na Alemanha, a produção de hidrogênio foi de 19 bilhões de m³ [ANDREASSEN et al., 1993]. Na França, em 1988, o consumo foi de 7,78 bilhões de m³ [DERIVE et al., 1988], utilizados principalmente na produção de amônia e no refino de petróleo.

Através dos dados históricos, enumerados anteriormente, estima-se para 1994 uma demanda de hidrogênio de 120 bilhões de m³ para os EUA e 600 bilhões para o Mundo, utilizado principalmente para produção de amônia e refino de petróleo. O consumo dos E.U.A corresponde a 20% do consumo mundial.

Cada país apresenta uma composição diferente de mercado para o hidrogênio, que depende de suas atividades econômicas. Atualmente o mercado se distribui a nível mundial majoritariamente nos setores de produção de amônia para fertilizantes nitrogenados, refino de petróleo e produção de metanol.

A Tabela 2.2 mostra a composição do consumo de hidrogênio no mundo em 1974 e 1984.

Tab. 2.2 - Composição do consumo mundial de hidrogênio em 1974 e 1984

Setor industrial	Consumo médio de hidrogênio (%)	
	1974	1984
Amônia	50	36
Refino de petróleo	25	47
Metanol	8	10
outros (*)	17	7

Fonte: SILVA (1991); BALTHASAR (1984)

(*) - setor de alimentos, metalurgia, etc.

Pode-se notar, através da tabela 2.2, que a utilização de hidrogênio no refino de petróleo cresceu em relação a àquela para produção de amônia, devido ao aumento na exploração mundial de petróleo.

Cerca de 50% da produção mundial em 1987 foi utilizada para sínteses químicas, 32% para fins energéticos (na indústria) e 20% em processos petroquímicos [ANDREASSEN et al., 1993].

Dados recentes (1988) mostram a distribuição percentual do consumo de hidrogênio nos Estados Unidos (Tabela 2.3).

Tab. 2.3 - Composição do consumo de hidrogênio nos E.U.A, em 1988

Setor industrial	Composição do consumo de hidrogênio (%)
Refinarias	60
Amônia	30
Metanol	5
Volume pequeno de produtores cativos (*)	3
Produtor comercial (**)	2

Fonte: HEYDORN (1991)

(*) - O hidrogênio é produzido como sub-produto num processo químico, sendo comercializado.

(**) - Produzem hidrogênio para a comercialização

Nos E.U.A 40% do hidrogênio é produzido como subproduto de outros processos industriais (na sua maior parte pelas refinarias de petróleo).

2.4 - Histórico do mercado brasileiro de hidrogênio

Para estabelecer-se um histórico do mercado de hidrogênio no Brasil estão disponíveis alguns poucos estudos realizados por instituições de pesquisas e empresas que procuram mostrar a composição de mercado, produção e consumo do gás.

A Comgás, com suporte financeiro da FINEP, realizou em 1975 um estudo sobre o mercado de hidrogênio na grande São Paulo, Litoral, Vale do Paraíba e região de Campinas. O título do trabalho é "Mercado Potencial de Consumo de Hidrogênio" [CHESF, 1987], no qual aborda a produção, transporte, comercialização e utilização nas regiões citadas. Obteve-se como resultado uma produção total de 102.000 toneladas/ano (1975), com um consumo para o setor químico de 99,29%, alimentício de 0,59% e outros como o metalúrgico, material de transporte, farmacêutico, perfumaria, sabões e velas de 0,12%.

A Scientia S/A realizou um trabalho para a FINEP, no qual avalia o mercado nacional de hidrogênio e empresas que empregariam o gás. O trabalho é intitulado “Estudo de Oportunidade de Implantação de uma Indústria de Eletrolisadores no Brasil” [SILVA, 1991]. Estimou que o consumo total em 1980 foi de 180.000 toneladas. Este trabalho utiliza método semelhante aquele realizado pela FINEP-Comgás.

Em 1980 a CESP (Companhia Energética de São Paulo) e a UNICAMP (Universidade Estadual de Campinas) levantaram o mercado total de hidrogênio de 1975 a 1977, considerando sua utilização como matéria prima na produção de amônia para fertilizantes nitrogenados, refino do petróleo, metanol, siderurgia (produção de ferro esponja). Também sua obtenção como sub-produto da eletrólise do cloreto de sódio aquoso na produção de soda cáustica, sendo comercializado no varejo, foi abordada através dos dados do mercado entre 1975 e 1977; projetou-se o consumo brasileiro de hidrogênio para 1980, em cerca de 250.000 toneladas [ZWANZIGUER, 1980].

A CESP, em 1984 [SILVA, 1991] identificou os segmentos consumidores de hidrogênio no Brasil como a produção de amônia (60%), refino de petróleo (27%), síntese de metanol (10%) e outros (3%). Nesse trabalho avalia-se que 2% do hidrogênio consumido provenham da eletrólise da água, com uma produção de 3.000 ton./ano.

Segundo o estudo da CESP, o mercado brasileiro pode ser classificado por ordem de grandeza da seguinte forma:

Pequeno (varejo): indústrias químicas e farmacêuticas, laboratórios de pesquisa, indústrias metalúrgicas e caldeirarias.

Médio: indústrias de alimentos e químicas

Macro (atacado): síntese de amônia.

A CESP, através de uma pesquisa na região da cidade de S.P., identificou o mercado médio e varejo de hidrogênio por setor e por origem (Tabela 2.4).

Tab. 2.4 - Mercado médio e varejo de hidrogênio para a cidade de São Paulo, por setor e por origem, segundo o estudo, CESP, 1984

Setor	Consumo total (ton./ano)	Eletrólise (ton./ano)	Compra (ton./ano)
Hidrogenação	2.170	1.875	295
Produtos Químicos	363	363	-
Metalurgia e Materiais Elétricos	98	20	78
Lâmpadas	35	-	35
Total	2.666	2.258	408

Fonte: CESP (1984)

O Laboratório de Hidrogênio da UNICAMP, em 1985, atualizando o levantamento feito pelo mesmo e pela CESP no ano de 1980, encontrou uma demanda corrigida para 1980 de 170.000 toneladas, e estimou para 1984 250.000 toneladas. Neste estudo obteve-se a seguinte composição percentual do mercado de hidrogênio para 1984: amônia para fertilizantes (75,6%), refino de petróleo (8,5%), produção de metanol (3,5%), sub-produto da indústria de soda cáustica (8,6%) (o hidrogênio obtido como sub-produto da soda cáustica é vendido para empresas que o utilizam como matéria prima, com exceção dos setores de amônia, metanol, petróleo e siderurgia).

A partir de 1984 até hoje não se tem conhecimento de estudos que procuram avaliar o mercado do hidrogênio, com exceção do estudo realizado neste trabalho.

2.5 - Mercado de hidrogênio no Brasil

No Brasil a produção de hidrogênio é usada principalmente pelo setor industrial. Na indústria química é utilizado na síntese da amônia, metanol, ciclohexano (hidrogenação do benzeno), ciclohexanol (redução do fenol pelo hidrogênio), ácido clorídrico, polietileno de alta e de baixa densidade, indústria de alimentos (hidrogenação de óleos vegetais), e outros. Uma quantidade significativa de hidrogênio é empregada na petroquímica, na qual é usado no hidrotratamento de derivados de petróleo (diesel, querosene, nafta, óleos lubrificantes, parafinas e normal parafinas) e hidrocraqueamento de hidrocarbonetos pesados. Também é utilizado na produção de ferro-esponja e tratamento de aços na indústria siderúrgica.

O hidrogênio utilizado pelos setores mencionados acima é produzido em plantas cativas, conforme a necessidade de cada indústria. Também aparece como sub-produto durante a síntese de hidróxido de sódio (soda cáustica), cloro, clorato e clorito de sódio.

O mercado brasileiro de hidrogênio pode ser obtido, de maneira indireta, calculando-se o volume do gás empregado em processos nos quais o mesmo é utilizado intensivamente, e onde é liberado em grandes quantidades como sub-produto:

- a - Produção de amônia;
- b - Hidrotratamento e hidrocrackeamento do petróleo;
- c - Produção de metanol;
- d - Produção de ferro esponja e tratamento de aços;
- e - Sub-produto da indústria de soda cáustica.

2.5.1 - Hidrogênio utilizado na síntese da amônia

Como foi mencionado na seção 2.1.1 (a) desta tese, a amônia é proveniente da reação catalítica do nitrogênio e hidrogênio (eq. 2.1). O nitrogênio pode ser obtido pelo fracionamento do ar, ao passo que o hidrogênio é produzido principalmente por reforma de gás natural e nafta.

A amônia, no Brasil, é utilizada, principalmente, para produção de fertilizantes nitrogenados, tais como a uréia (46% N₂), nitrato de amônio (33% N₂), sulfato de amônio (21% N₂), sulfonitrato de amônio (26% N₂), nitrocálcio (21% N₂), fosfato mono amônio (11% N₂), fosfato diamônio (16% N₂) e nitrofosfato (20% N₂) [SHREVE et al., 1980]. Cerca de 96% da amônia produzida no Brasil é utilizada para este fim [ABIQUIM, 1994].

A produção de amônia foi considerada um processo sem perda de produtos, ou seja, os gases (H₂ e N₂) que não reagem são reciclados. Pela estequiometria da reação, cada tonelada de amônia necessita de 176,47 kg de H₂. É possível, então, estimar-se o consumo de H₂ a partir do consumo aparente de amônia no Brasil.

$$\text{Consumo aparente} = \text{Saldo anterior} + \text{Produção} + \\ + \text{Importação} - \text{Exportação} \quad (2.9)$$

A Tabela 2.5 mostra o consumo aparente de amônia no Brasil e a quantidade de hidrogênio necessária para sua síntese, de 1984 a 1994.

Tab. 2.5 - Consumo aparente de amônia e hidrogênio necessário para sua síntese

Ano	Consumo aparente de amônia (ton./ano)	H ₂ Consumido (ton/ano)
1984	1.062.078	187.426
1985	1.141.636	201.465
1986	1.132.885	199.921
1987	1.202.204	212.154
1988	1.167.317	205.997
1989	1.237.425	218.369
1990	1.172.177	206.855
1991	1.122.503	198.089
1992	1.072.016	189.179
1993	1.205.191	212.681
1994	1.270.400	224.188

Fonte: ABIQUIM (1990, 1994)

2.5.2 - Hidrogênio utilizado na síntese do metanol

O metanol é produzido por meio da reação catalítica entre o monóxido de carbono (CO) e o hidrogênio (eq. 2.2). O CO é produzido a partir de derivados de petróleo (nafta, gás natural, etc). Conforme a estequiometria da reação, para a produção de 1,0 tonelada de metanol é consumido 125,0 kg de H₂. A produção de metanol foi considerada um processo sem perda de produtos, ou seja, os gases que não reagem numa primeira vez, são reciclados, sendo o H₂ totalmente aproveitado.

A Tabela 2.6 mostra a quantidade de H₂ consumido na produção nacional de metanol, do ano de 1984 a 1994.

Tab. 2.6 - Consumo aparente de metanol no Brasil e hidrogênio necessário para sua síntese

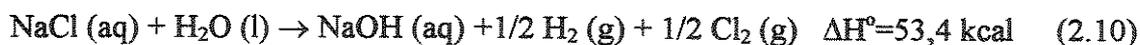
Ano	Consumo aparente de metanol (ton./ano)	H ₂ Consumido (ton./ano)
1984	147.756	18.470
1985	177.658	22.207
1986	210.098	26.262
1987	247.843	30.980
1988	214.946	26.868
1989	245.825	30.728
1990	628.502	78.563
1991	652.120	81.515
1992	623.778	77.972
1993	627.070	78.384
1994	713.317	89.165

Fonte: ABIQUIM (1990, 1994)

2.5.3 - Hidrogênio como sub-produto da eletrólise do cloreto de sódio aquoso para produção de soda cáustica (NaOH).

O cloro e a soda cáustica, juntamente com o hidrogênio, são produzidos por meio de eletrólise de cloretos fundidos ou soluções aquosas de cloretos de metais alcalinos [SHREVE et al, 1980]. Parte do hidrogênio é utilizado na produção de ácido clorídrico e outra parte é comercializada. A soda cáustica é utilizada nos setores químico e petroquímico, papel e celulose, alumínio, detergentes, sabões e outros. O cloro é utilizado no tratamento de água e outros processos.

A reação de produção de soda cáustica, cloro e H₂ via cloreto de sódio aquoso é mostrada abaixo:



Considerando-se um processo sem perdas de produtos, pode-se estimar a produção de hidrogênio a partir de dados da produção nacional de NaOH. Por análise estequiométrica da reação acima, para cada tonelada de NaOH são produzidos 25 kg de H₂ como sub-produto.

A Tabela 2.7 mostra a produção brasileira de NaOH e hidrogênio como sub-produto.

Tab. 2.7 - Produção nacional de soda cáustica (NaOH) e hidrogênio como sub-produto

Ano	Produção de NaOH (ton./ano)	Hidrogênio como sub-produto (ton./ano)
1984	857.456	21.436
1985	885.961	22.149
1986	987.927	24.698
1987	953.919	23.848
1988	1.006.635	25.166
1989	1.066.767	26.669
1990	1.045.335	26.133
1991	1.146.670	28.667
1992	1.184.494	29.612
1993	1.122.812	28.070
1994	1.203.006	30.075

Fonte: ABIQUIM (1990, 1994)

Obs: Os dados de 1989 a 1994 são do NaOH líquido, e considera-se que NaOH em escamas e fundido são derivados do líquido.

2.5.4 - Hidrogênio utilizado na indústria siderúrgica

No Brasil o hidrogênio é usado como matéria-prima na indústria siderúrgica, na redução do minério de ferro para produção de ferro-esponja, que atualmente é produzido pela USIBA (Usina Siderúrgica da Bahia) e Aços Finos PIRATINI. Também faz parte de uma atmosfera controlada no tratamento térmico de aços, cujos produtos são os chamados aços especiais (elétricos ou silicosos), sendo a ACESITA a única no país onde esse processo é utilizado.

Durante o processo de redução direta do minério de ferro é utilizada uma mistura de gases composta basicamente de CO e H₂, cujas reações são as seguintes:



A partir das reações acima, conclui-se que para cada tonelada de ferro há uma demanda de 600 Nm^3 de H_2 (53,6 kg) ou 600 Nm^3 de CO (690 kg). A USIBA (Usina Siderúrgica da Bahia) é a única que utiliza uma mistura intensiva em hidrogênio para produção de ferro esponja, ou seja, aproximadamente 88% de H_2 e 12% de CO [CHESF, 1987].

Segundo informações da ACESITA, atualmente ela possui duas plantas eletrolíticas para produção de hidrogênio, com capacidade de $300 \text{ Nm}^3/\text{h}$ cada, totalizando $600 \text{ Nm}^3/\text{h}$ ou $12.600 \text{ Nm}^3/\text{dia}$ (dia de 21 horas), considerando que as plantas fiquem paradas durante 3 horas diárias, que correspondem aos horários de pico da demanda de energia elétrica. Durante 330 dias (ano comercial), a produção anual é de $4,16 \times 10^6 \text{ Nm}^3$ de H_2/ano . Estas plantas foram instaladas e postas em funcionamento a partir de 1986; de 1984 a 1985 usava-se uma planta a GLP para produção de H_2 . Os dados de produção de H_2 pela ACESITA para 1984 e 1985 foram considerados como $2,94 \times 10^6 \text{ Nm}^3$ de H_2/ano [CHESF, 1987].

A Tabela 2.8 mostra a produção de ferro-esponja e hidrogênio pela USIBA, produção de H_2 pela ACESITA, bem como a produção total de H_2 na metalurgia.

Tab. 2.8 - Produção de ferro-esponja e H_2 pela USIBA, produção de H_2 pela ACESITA e produção total

Ano	Produção de ferro esponja pela USIBA (10^3 ton./ano)	Hidrogênio utilizado pela USIBA ($10^6 \text{ Nm}^3/\text{ano}$)	Produção de H_2 pela ACESITA ($10^6 \text{ Nm}^3/\text{ano}$)	Produção total de H_2 ($10^6 \text{ Nm}^3/\text{ano}$)
1984	193	101,90	2,94	104,84
1985	240	126,72	2,94	129,66
1986	244	128,83	4,16	132,99
1987	156	82,37	4,16	86,53
1988	156	82,37	4,16	86,53
1989	223	117,74	4,16	121,90
1990	234	123,55	4,16	127,71
1991	226	119,33	4,16	123,49
1992	230	121,44	4,16	125,60
1993	250	132,00	4,16	136,16
1994	219,2	115,74	4,16	119,90

Fonte: AISB (1993, 1994)

2.5.5 - Hidrogênio utilizado na petroquímica

Segundo a PETROBRÁS, a principal utilização do hidrogênio no Brasil é no hidrotratamento de diesel, querosene, nafta, óleos lubrificantes, parafinas e normal parafinas. As refinarias que empregam hidrogênio são a REVAP, REGAP, REDUC e RELAN; além destas, uma fábrica de fertilizantes na Bahia (antiga Ultrafertil), que pertence à PETROBRÁS, produz o gás para venda. É produzido a partir da reforma catalítica da nafta, que tem sido a principal matéria-prima para produção de hidrogênio nas refinarias.

A Tabela 2.9 mostra a capacidade de produção das plantas, capacidade total, operação e produção anual de cada refinaria enumerada anteriormente, e da fábrica de fertilizantes, considerando o ano comercial de 330 dias de operação.

Tab. 2.9 - Capacidade de produção, operação e produção anual de H₂ pelas unidades da Petrobrás

Unidade	N.º de Plantas	Capacidade de cada planta (10 ³ Nm ³ /dia)	Capacidade total (10 ³ Nm ³ /dia)	Operação (%)	Produção Anual (10 ⁶ Nm ³ /ano)
Fábrica de Fertilizantes	1	350	350	100	115,5
REVAP	1	200	200	80	52,8
REDUC	2	67	134	100	44,2
REGAP	1	40	40	90	11,9
RELAN	1	27	27	100	8,9
				Produção Total	233,3

Fonte: Petrobrás

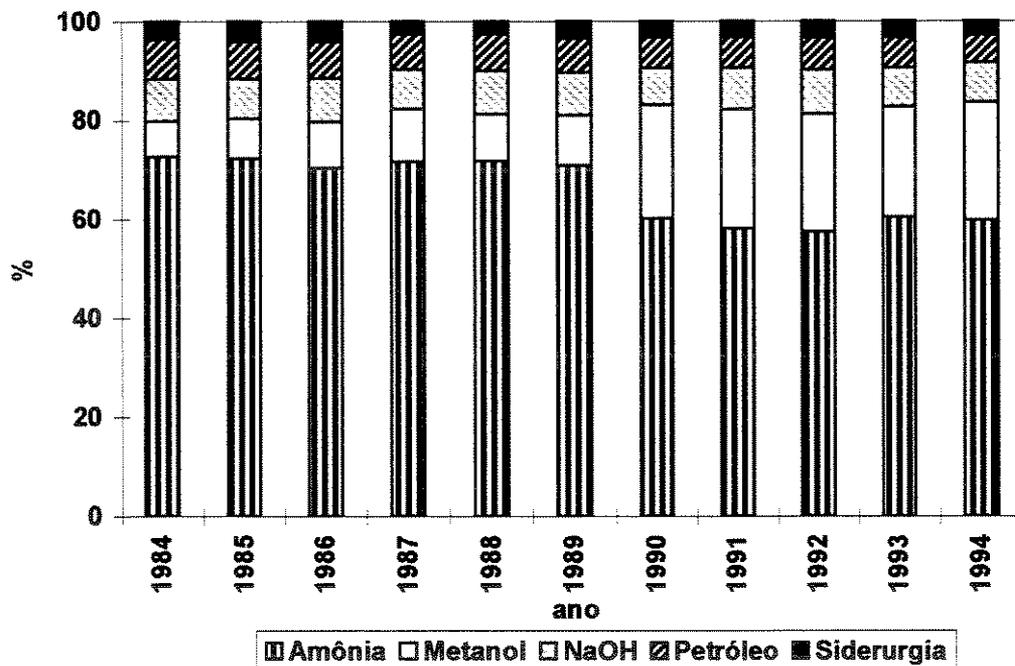
2.5.6 - Consumo total de hidrogênio por setor

A Tabela 2.10 mostra o mercado total de H₂ de 1984 a 1994, obtido através dos dados dos setores industriais.

A Figura 2.6 mostra a participação dos setores industriais no Mercado de hidrogênio do ano de 1984 a 1994.

Tab. 2.10 - Mercado total de H₂ no Brasil através dos diversos setores industriais

Setores x Ano	Quantidade de hidrogênio (ton./ano)					Total
	Amônia para fertilizantes e outras industrias	Produção de metanol	Sub-produto da indústria de soda cáustica	Refino de petróleo	Siderurgia	
1984	187.426	18.470	21.436	20.834	9.363	257.529
1985	201.465	22.207	22.149	20.834	11.579	278.234
1986	199.921	26.262	24.698	20.834	11.876	283.591
1987	212.154	30.980	23.848	20.834	7.727	295.543
1988	205.997	26.868	25.166	20.834	7.727	286.592
1989	218.369	30.728	26.669	20.834	10.886	308.005
1990	206.855	78.563	26.133	20.834	11.405	343.790
1991	198.089	81.515	28.667	20.834	11.027	340.132
1992	189.179	77.972	29.612	20.834	11.216	328.813
1993	212.681	78.384	28.070	20.834	12.159	352.128
1994	224.188	89.165	30.075	20.834	10.707	374.969

Fig. 2.6 - Composição percentual dos setores no mercado total de H₂

Os dados do setor de refino de petróleo e siderúrgico apresentam uma certa precariedade devido à dificuldade de se conseguir informações mais precisas junto à PETROBRÁS e ACESITA.

Pela Figura 2.6 observa-se que a participação do hidrogênio utilizado na produção de metanol cresceu significativamente a partir do ano de 1990, para ser adicionado ao álcool combustível, que estava em falta no mercado.

É esperado um crescimento na demanda de amônia no Brasil devido ao aumento da área plantada e, principalmente, da queda de produtividade dos solos (essa projeção é mostrada na seção 2.6.4 desta tese).

Com o aumento do refino de petróleo com altos índices de impurezas e peso (com maior percentual de componentes cíclicos), mais hidrogênio para hidrotreamento e hidrocraqueamento será necessário.

A Figura 2.7 mostra a composição do mercado brasileiro de hidrogênio no ano de 1994.

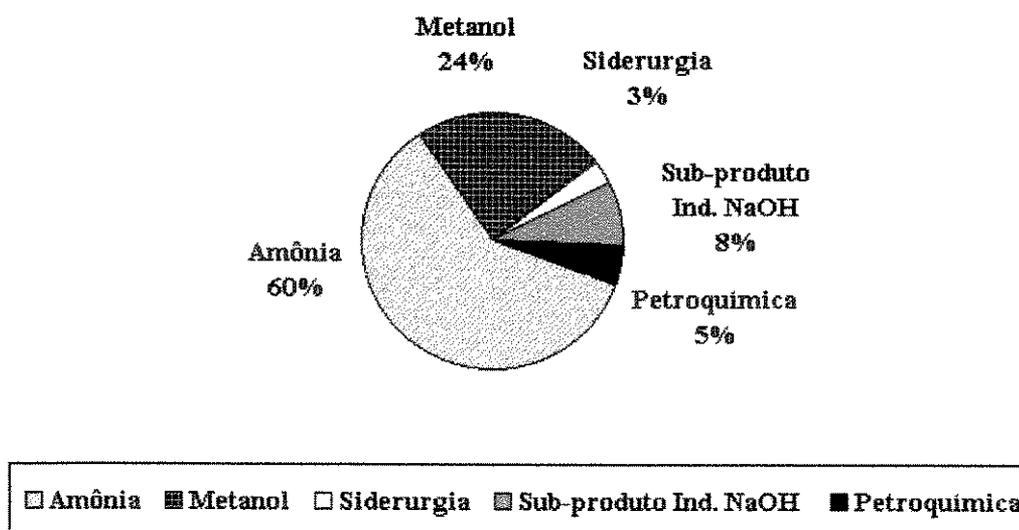


Fig. 2.7 - Composição do mercado brasileiro de H₂ em 1994.

O consumo brasileiro de hidrogênio no ano de 1994 (4,2 bilhões de Nm³) corresponde a aproximadamente 0,70% do consumo mundial (600 bilhões de Nm³), enquanto que nos E.U.A é de 20%.

Como curiosidade pode-se calcular qual seria a energia elétrica necessária para produzir-se o atual consumo de hidrogênio via eletrólise da água. Considerando-se um consumo de 4,4 kWh/Nm³ de H₂, seria, então, necessária uma capacidade de 2,1 GW (2.100 MW médio) para que todo hidrogênio consumido no Brasil fosse produzido por eletrólise.

2.5.7 - Programa

Os procedimentos para estimativa do mercado brasileiro de hidrogênio foram colocados em planilhas personalizadas do EXCEL, para facilitar os cálculos e análise dos dados, e acréscimo de novas informações.

O programa é composto por uma tela de abertura (ver Figura 1 no Anexo II). Ao clicar o botão “menu principal” o usuário entra numa segunda tela (ver Figura 2 no Anexo II) que é composta por vários botões com os setores de mercado do hidrogênio que deseja consultar e um botão para esclarecimento de dúvidas e informações mais detalhadas:

- Hidrogênio utilizado na indústria de síntese da amônia;
- Hidrogênio como subproduto na indústria de síntese de soda cáustica;
- Hidrogênio utilizado na indústria petroquímica;
- Hidrogênio utilizado na indústria de síntese do metanol;
- Hidrogênio utilizado na indústria siderúrgica;
- Mercado total de hidrogênio
- Informações sobre a estrutura de cada setor do mercado, fonte de dados e conceitos.

Se o usuário clicar, por exemplo, o botão relativo ao setor de amônia ele entrará na tela mostrada na Figura 3 do Anexo II, onde ele pode optar por consultar os dados por meio de tabela ou graficamente e, também, esclarecer alguma dúvida ou obter uma informação a respeito do setor; para isso deve clicar um dos três botões:

- Tabela com dados;
- Gráfico;
- Informações básicas.

Se optar pelo botão “Tabela com dados”, ele entrará automaticamente na tela mostrada na Figura 4 no Anexo II, a qual contém uma tabela com os dados de hidrogênio utilizado no setor de síntese amônia a cada ano. Após qualquer alteração deve ser clicado o botão “calcular tabela” para atualizar os resultados em vermelho. Se desejar imprimir a tabela é só clicar o botão “imprimir tabela”.

Todas as telas possuem botões escritos “voltar ao menu anterior”, que permitem o usuário voltar às telas iniciais para iniciar uma nova consulta.

A medida que o usuário passa a usar as rotinas do programa ele certamente adquirirá mais informações e prática no seu uso. Este programa está disponível aos interessados e constitui-se em uma das contribuições deste trabalho.

2.6 - Mercado brasileiro de fertilizantes nitrogenados

Como foi mostrado anteriormente, a principal utilização do hidrogênio no Brasil está na produção de amônia (60% do consumo total), destinada em sua quase totalidade (96% do total) à produção de fertilizantes nitrogenados. Assim sendo, esta aplicação do hidrogênio é detalhada a seguir, permitindo um conhecimento mais profundo deste setor de maior mercado para o hidrogênio, bem como as possibilidades de introdução do hidrogênio eletrolítico para atendê-lo, o que é abordado mais adiante.

2.6.1 - Evolução da oferta e consumo de fertilizantes no Brasil

A utilização de fertilizantes na agricultura é de suma importância para que haja um incremento na relação produção/área colhida, ou melhor, uma maior produtividade agrícola. O processo de modernização da agricultura tende a ser crescente, pois além da ampliação do uso correto de adubos de acordo com as necessidades de cada espécie vegetal, ocorrem avanços na área tecnológica, como o grau de mecanização, irrigação, técnicas de plantio direto, biotecnologia, uso de sementes selecionadas, e outros.

Os fertilizantes são classificados em nitrogenados, fosfatados e potássicos, cujos nutrientes principais são, respectivamente, o nitrogênio, fósforo (P_2O_5) e potássio (K_2O). O setor de produção de fertilizantes no Brasil pode ser segmentado nos seguintes níveis industriais [CEKINSKI, 1990]:

- Produção de matérias-primas: amônia, ácido nítrico, ácido sulfúrico, rocha fosfática, concentrado fosfático, ácido fosfórico e carbonato de cálcio.

- Produção de fertilizantes intermediários: uréia, nitrato de amônia, nitrocálcio, sulfato de amônio, fosfatos de amônio (DAP e MAP), superfosfato triplo, superfosfato simples, termofosfato e cloreto de potássio.

- Produção de fertilizantes compostos: misturas NPK nas formas sólidas (mistura de grânulos, grânulos complexos ou pó) e fluida (soluções e suspensões).

A ampliação da capacidade de produção nacional de fertilizantes acompanhou aproximadamente o crescimento econômico brasileiro. A seguir é apresentada uma sinopse da evolução da oferta de fertilizantes no Brasil [REYDON, 1987].

Entre 1950 a 1974 a produção interna teve um crescimento acima de 80 vezes, concentrando-se no aumento da capacidade de mistura, produção de fertilizantes simples, armazenagem e distribuição, utilizando matéria-prima importada.

De 1974 a 1980 houve uma grande oferta interna de fertilizantes, devido às ações governamentais visando a auto suficiência (implantação do I Plano Nacional de Fertilizantes e

Calcário Agrícola). O motivo foi o aumento nos preços internacionais dos fertilizantes em consequência da crise do petróleo, que pressionavam a balança de pagamentos.

Nos anos de 1980 a 1983 o setor de fertilizantes atravessou momentos difíceis, resultantes do baixo consumo dos mesmos. A partir de 1984 a taxa de crescimento da demanda manteve-se positiva para o setor, mas não houve mais investimentos significativos na ampliação da capacidade instalada.

Os pólos de produção de fertilizantes, no Brasil, foram instalados em locais onde o acesso à matéria-prima (gás natural, nafta, resíduo asfáltico, enxofre e rocha fosfática) era fácil, seja ela importada ou não, deixando de lado o critério de proximidade do mercado consumidor.

Do lado da demanda, constata-se que entre 1967 e 1980 a política de crédito rural subsidiado favoreceu o crescimento do consumo aparente de fertilizantes. Do ano de 1981 a 1983 o baixo consumo aparente de fertilizantes foi reflexo da crise econômica e corte de uma parte do crédito rural subsidiado. A partir de 1984 ocorreu uma reação positiva do consumo, resultante da exaustão dos estoques formados em 1980 e uma melhor relação entre preços de fertilizantes e produtos agrícolas [CEKINSKI, 1990].

A Figura 2.8 mostra a evolução do consumo aparente de fertilizantes nitrogenados, potássicos, fosfáticos e NPK (em nutrientes) entre 1970 e 1995.

Mantendo-se a atual taxa de crescimento no consumo de fertilizantes e sem a realização de investimentos na ampliação da capacidade instalada, o país será forçado a aumentar os níveis de importações, levando ao incremento no déficit da balança comercial.

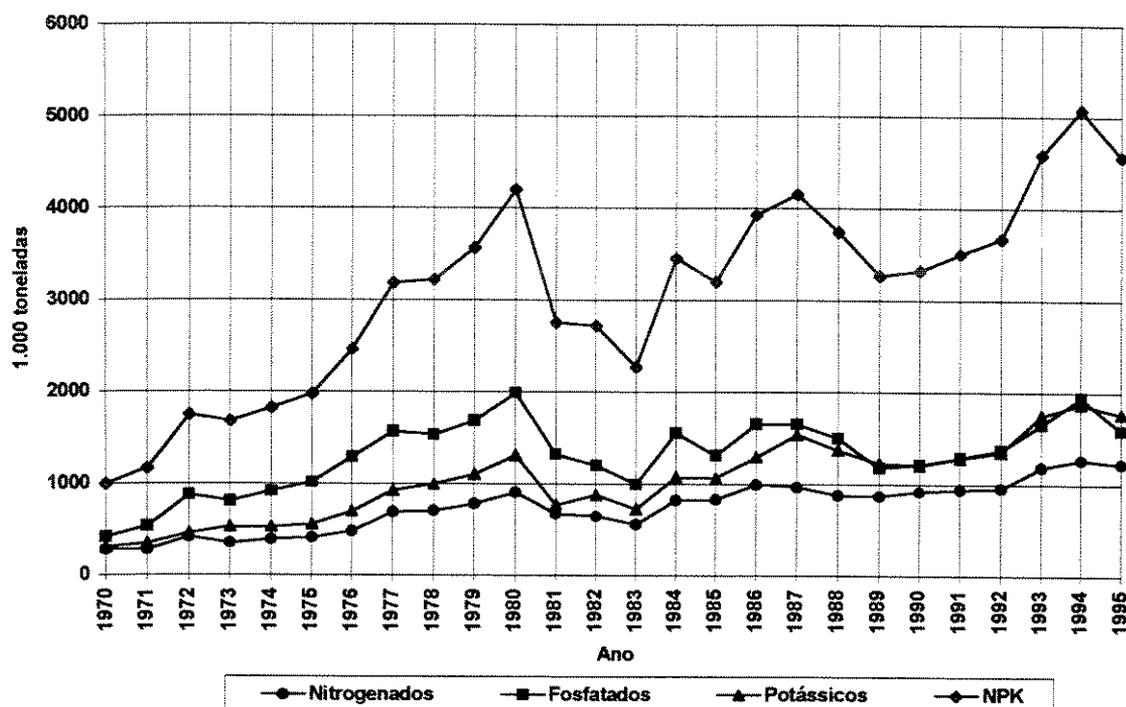


Fig. 2.8 - Evolução do consumo aparente de fertilizantes entre 1970 e 1995 [IBGE, 1995; ANDA, 1995]

A atual tendência de crescimento no consumo aparente de fertilizantes também pode ser explicada pelo fato dos agricultores estarem adaptando-se ao uso de crédito próprio, sem contar com o apoio governamental, sempre em busca de uma maior produtividade e qualidade agrícola pela aplicação intensiva de fertilizantes e defensivos, que é a maneira mais eficiente de concorrer economicamente com os produtos agrícolas subsidiados produzidos nos países desenvolvidos.

2.6.2 - Fertilizantes nitrogenados no Brasil

A amônia é o principal produto intermediário na produção de fertilizantes nitrogenados, pois fornece o elemento nitrogênio. Os mais importantes fertilizantes nitrogenados comercializados no Brasil são o sulfato de amônio, nitrato de amônio, nitrocálcio, uréia, fosfato diamônio (DAP) e fosfato monoamônio (MAP). A Figura 2.9 mostra o esquema de produção de fertilizantes nitrogenados.

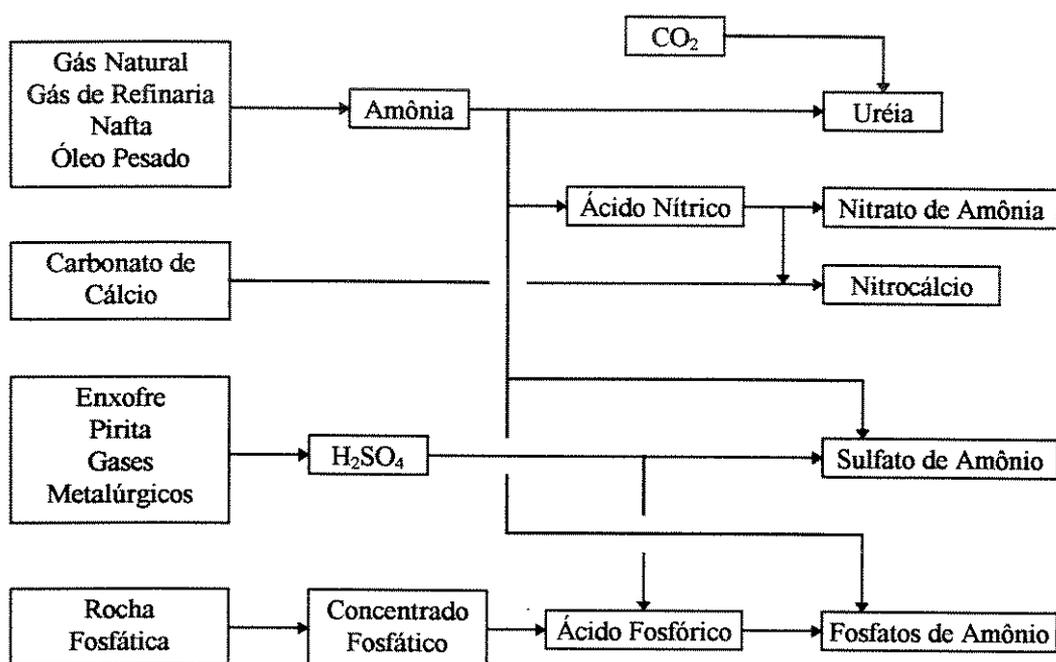


Fig. 2.9 - Esquema de produção de fertilizantes nitrogenados [CEKINSKI, 1990; IPEA, 1973]

As tecnologias utilizadas para a produção de amônia no Brasil são baseadas na reforma de hidrocarbonetos com vapor de água e, em menor escala, na oxidação parcial de hidrocarbonetos pesados.

O ácido nítrico (HNO_3) é obtido pela reação da amônia com o oxigênio atmosférico. Os processos comerciais de produção de ácido nítrico são classificados de acordo com a pressão neles usada.

O ácido sulfúrico (H_2SO_4) é produzido por meio do enxofre elementar, o qual é totalmente importado. Em 1994 a importação de enxofre como matéria-prima para fertilizantes foi de 973.763 ton [IBGE, 1995].

A produção de uréia (NH_2CONH_2) consiste basicamente na reação do dióxido de carbono (CO_2) com a amônia, passando por um produto intermediário, o carbamato de amônio ($\text{NH}_4\text{CO}_2\text{NH}_2$). A uréia é o meio sólido com maior concentração de nitrogênio existente, com um teor de 46%.

O sulfato de amônio $[(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4]$ é produzido pela reação do ácido sulfúrico com a amônia e possui um teor de nitrogênio de 20,5%.

O nitrato de amônio (NH_4NO_3) é a forma mais adotada universalmente como fonte de nitrogênio (teor de nitrogênio de 33,5%), devido à existência do elemento em duas formas diferentes (a nítrica e a amoniacal). É obtido pela simples neutralização do ácido nítrico obtido da oxidação da amônia pelo amoníaco.

O nitrocálcio é basicamente o nitrato de amônio, porém recebe uma adição de calcário dolomítico, que tem por finalidade neutralizar o acréscimo de acidez provocado pela liberação do íon amônio. No mais as suas características são análogas ao nitrato de amônio.

Os fosfatos de amônio são intermediários entre os fertilizantes nitrogenados e os fosfatados, pois possuem dois nutrientes (N e P_2O_5). São classificados como o fosfato monoamônico (MAP) e o fosfato diamônico (DAP). A obtenção dos dois é realizada a partir da reação química entre a amônia anidra e o ácido fosfórico, sendo produzidos na forma de pó ou granulados. O MAP $(\text{NH}_4\text{H}_2\text{PO}_4)$ tem um teor de 11% de N e 53% de P_2O_5 , e o DAP $[(\text{NH}_4)_2\text{HPO}_4]$ 18% de N e 46% de P_2O_5 .

O ácido fosfórico é obtido a partir da solubilização por via úmida do concentrado fosfático pelo ácido sulfúrico, sendo este concentrado (36-38% de P_2O_5) produzido via processamento mineral da rocha fosfática.

A capacidade instalada de três dos maiores produtores de rocha fosfática é de 1,3 milhões ton./ano (Fosfértil - MG), 1,0 milhão ton./ano (Arafértil - MG) e 1,0 milhão ton./ano (Goiasfértil - G.O). As reservas brasileiras estão distribuídas pelos estados de MG, GO e SP, ou melhor, estão localizadas na região centro/sul, que é a que apresenta o maior consumo de fertilizantes no Brasil [TOLEDO, 1994].

O termo “ton. de N” ou “toneladas de N”, que será abordado várias vezes neste trabalho, significa toneladas do nutriente nitrogênio.

A Tabela 2.11 mostra o consumo aparente, produção e importação de fertilizantes nitrogenados no Brasil entre 1984 a 1994.

Tab. 2.11 - Consumo aparente, produção e importação de fertilizantes nitrogenados (em ton. de N)

Ano	Consumo aparente (ton./ano)	Produção (Ton./ano)	Importação (Ton./ano)	Relação Produção/Importação
1984	823.936	670.161	153.775	4,4
1985	827.839	696.187	131.652	5,3
1986	989.611	714.174	275.437	2,6
1987	963.848	746.069	217.779	3,4
1988	876.866	705.089	171.777	4,1
1989	868.999	748.499	120.500	6,2
1990	913.042	737.221	175.821	4,2
1991	936.288	704.320	231.968	3,0
1992	951.446	664.628	286.818	2,3
1993	1.184.400	709.188	475.212	1,5
1994	1.262.417	768.253	494.164	1,6
1995	1.221.236	795.642	425.594	1,9

Fonte: IBGE (1995)

Observa-se que a relação produção/importação tem diminuído nos últimos anos, o que mostra que as importações de fertilizantes nitrogenados tem aumentado substancialmente.

A Tabela 2.12 apresenta o consumo aparente por tipo de fertilizante nitrogenado e a participação de cada um no total entre 1990 e 1995.

Observa-se que o fosfato monoamônio (MAP) teve um aumento na participação nos últimos anos (1993/1995).

2.6.3 - Produção de amônia e balanço de sua oferta versus demanda para produção de fertilizantes nitrogenados no Brasil

A amônia para fertilizantes, no Brasil, é produzida pela Ultrafertil (Piaçaguera-SP e Araucária-PR) e Petrobrás (Camaçari-BA e Laranjeiras-SE). A Tabela 2.13 mostra a

capacidade de produção, a matéria-prima utilizada e localização das empresas produtoras de amônia.

Tab. 2.12 - Consumo aparente e participação de cada fertilizante no total

	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Consumo aparente (em ton. de nitrogênio)						
Sulfato de amônio	162.968	189.608	173.445	197.599	211.418	222.596
Nitrocálcio	32.292	32.766	32.313	39.939	32.224	34.035
Nitrato de amônio	64.790	67.529	72.812	74.106	100.631	114.044
Uréia	510.095	491.662	525.177	677.818	686.509	654.458
Fosfato di-amônio (DAP)	26.260	28.633	21.395	26.583	33.611	17.436
Fosfato monoamônio (MAP)	52.958	59.914	62.400	102.603	120.860	111.098
Outros	63.679	66.176	63.904	65.752	77.164	67.569
Total	913.042	936.288	951.446	1.184.400	1.262.417	1.221.236
Participação de cada fertilizante no consumo aparente total (%)						
Sulfato de amônio	18	20	18	17	17	18
Nitrocálcio	4	3	3	3	3	3
Nitrato de amônio	7	7	8	6	8	9
Uréia	56	53	55	57	54	54
Fosfato di-amônio (DAP)	3	3	2	2	3	1
Fosfato mono-amônio (MAP)	6	6	7	9	10	9
Outros	7	7	7	6	6	6
Total	100	100	100	100	100	100

Fonte: IBGE (1995); ANDA (1995)

Tab. 2.13 - Capacidade de produção, localização e matéria-prima utilizada pelas empresas produtoras de amônia no Brasil em 1994

Empresa	Localização	Capacidade (ton/dia)	Matéria-Prima	Operação (dia/ano)	Capacidade (ton/ano)
Ultrafertil	Araucária (PR)	1.200	resíduo asfáltico	307	368.400
	Piaçaguera (SP)	520	gás de refinaria e nafta	307	159.640
Petrobrás	Camaçari (BA)	1.100	gás natural	336	369.600
	Laranjeiras (SE)	1.000	gás natural	350	350.000

Fonte: ANDA (1995)

A capacidade total de produção de amônia para fertilizantes nitrogenados no Brasil é de 1.247.640 ton/ano (1995).

Para efeito do estudo de mercado o país foi dividido em duas áreas distintas: a área Norte/Nordeste, que é abrangida pelos Estados das Regiões Norte e Nordeste, e a área Centro/Sul, que é abrangida pelos Estados das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul.

A Tabela 2.14 mostra o balanço de oferta versus demanda de amônia (em ton de N) e a participação em cada área do nitrogênio distribuído ao consumidor.

Tab. 2.14 - Balanço de oferta versus consumo de amônia em cada área em 1995

Área	Norte/Nordeste	Centro/Sul	Total
Capacidade de produção de amônia (Ton./ano)	735.000	567.600	1.302.600
Nitrogênio distribuído ao consumidor final (Ton./ano)	123.163	1.011.482	1.134.645
Participação em cada região do N distribuído ao consumidor final (%)	11	89	100
Produção de nitrogenados (Ton./ano)	349.701	445.941	795.642
Importação de nitrogenados (Ton./ano)	50.525	375.069	425.594
Consumo aparente de nitrogenados (Ton./ano)	400.226	821.010	1.221.236
Produção de amônia necessária para satisfazer o Nitrogênio distribuído ao consumidor final (Ton./ano)	149.833	1.230.513	1.380.346
Déficit ou superávit de capacidade de produção de amônia (Ton./ano)	585.167	-662.913	-77.746

Fonte: IBGE (1995)

Para a produção de uma tonelada de amônia é necessário 0,822 tonelada de nitrogênio (N) [ANDA, 1995].

Como pode-se ver na Tabela 2.14, na área Norte/Nordeste o consumo de fertilizantes nitrogenados é pouco significativo em relação à área Centro/Sul e, além disso, há o pólo de fertilizantes da Petrobrás (FAFEN) que supre facilmente a região sem a necessidade de recorrer a importação. Na verdade, há um excedente de produção de amônia na área Norte/Nordeste, que é transferido para a área Centro/Sul. Uma tonelada de amônia produzida na área Norte/Nordeste chega na área Centro/Sul com um custo maior devido aos gastos adicionais com frete rodoviário e/ou marítimo.

Na Tabela 2.14, quando compara-se o valor da quantidade de hidrogênio distribuído ao consumidor final (1.134.645 Ton./ano) com o valor consumo aparente (1.221.236 Ton./ano),

nota-se uma pequena diferença (86.591 Ton./ano), ou seja, do total do consumo aparente (importação mais produção interna), uma parte é distribuída ao consumidor final e a outra vai para reposição dos estoques.

De acordo com as Tabelas 2.11 e 2.14 tem-se que a importação de fertilizantes nitrogenados corresponde a 425.594 Ton./ano. Para que o país seja auto-suficiente em amônia sem recorrer a importação do produto é necessário um incremento da capacidade instalada de amônia de aproximadamente 517.754 Ton./ano visando a substituição da importação de fertilizantes nitrogenados, que somado ao déficit de capacidade instalada de amônia que é de 77.745 Ton./ano (vide Tabela 2.14) resulta num total de 595.499 Ton./ano.

Conclui-se que o mercado brasileiro de amônia está entre a faixa de 77.746 Ton./ano (levando em conta a importação) a 595.499 Ton./ano (sem importação). Pela Tabela 2.14 pode-se observar que a área Centro/Sul tem um déficit de capacidade instalada de amônia de 662.913 Ton./ano, que atualmente é suprido com os fertilizantes vindos da área Norte/Nordeste e os importados.

A partir das afirmações ditas acima conclui-se que há mercado na área Centro/Sul para implantação de uma planta de amônia com capacidade diária entre aproximadamente 236 Ton./dia a 1.805 Ton./dia (ano comercial de 330 dias/ano), acoplada a uma planta de hidrogênio de 19.435 a 148.647 Nm³/h de H₂ (cada tonelada de amônia contém 176,47 kg de hidrogênio, ou seja, 1976,5 Nm³ de H₂). Este hidrogênio poderia ser gerado por eletrólise da água, através do aproveitamento de energia hidrelétrica secundária (seriam utilizados aproximadamente entre 86 a 654 MWmed), que poderia, por exemplo, ser fornecido por uma ou um conjunto de UHEs da CESP.

2.6.4 - Projeção do consumo de fertilizantes nitrogenados e do déficit de capacidade instalada de amônia como matéria-prima

Por meio de projeções do consumo de fertilizantes é possível calcular o déficit esperado de amônia para fertilizantes nitrogenados nos próximos anos, considerando-se que não haja investimentos na ampliação da capacidade instalada.

Para projetar-se o consumo futuro de fertilizantes nitrogenados no Brasil recorreu-se a dois métodos: um baseado na regressão dos dados históricos e outro na expansão da área colhida das principais culturas.

Primeiro método [CESP, 1977]: através dos dados históricos do consumo de fertilizantes nitrogenados (entre 1970 e 1995) e fazendo-se ajustes com função linear projeta-se a demanda para os anos 2.000 e 2005. A Figura 2.10 ilustra a projeção.

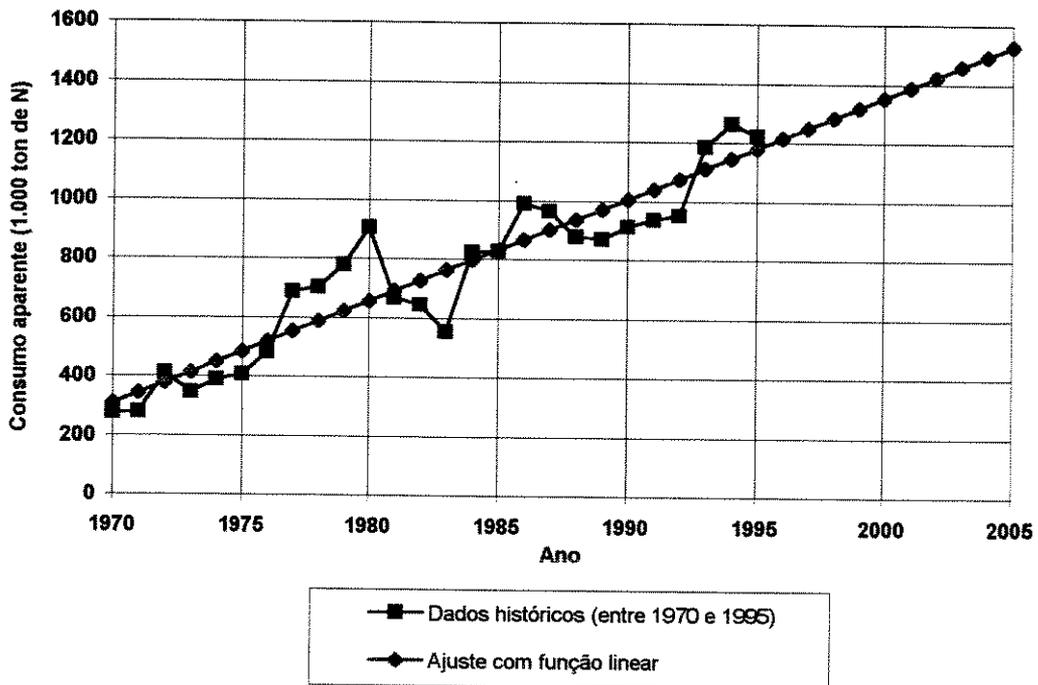


Fig. 2.10 - Projeção do consumo aparente de fertilizantes nitrogenados

As equações encontradas foram

$$Y = 34,81 * X - 68272,46 \quad (\text{Linear}) \quad (2.13)$$

onde Y é o consumo aparente de nitrogênio (em 1.000 ton de N) e X é o ano correspondente.

A Tabela 2.15 mostra as projeções do consumo de fertilizantes nitrogenados e quantidade de amônia correspondente, nos 2.000 e 2005.

Tab. 2.15 - Projeção do consumo de fertilizantes nitrogenados e amônia com base nos dados históricos (em ton de N)

		2.000	2005
Ajuste Linear	Nitrogênio (ton/ano)	1.354.000	1.528.065
	Amônia (ton/ano)	1.647.202	1.858.960

Segundo método [MALAVOLTA, 1980; FALANTE, 1984]: é baseado na tendência de crescimento da área colhida. Trabalhando com a hipótese de crescimento de 2% a.a. para a área colhida até o ano de 2005, tem-se que o valor da quantidade de fertilizantes nitrogenados, e respectivamente de amônia, demandadas a cada ano terão praticamente o mesmo crescimento.

O consumo de fertilizantes nitrogenados no Brasil é em sua maioria absorvido por culturas voltadas para a exportação (soja, café, laranja, etc.). Quanto maiores os incentivos para exportação destes “comodities” agrícolas, mais alto o consumo de fertilizantes.

Logo, para um consumo de nitrogênio no ano base (ano de 1995) de 1.221.236 Ton./ano (ver Tabelas 2.11 e 2.12) e um crescimento do mesmo a 2% a.a, projeta-se o consumo aparente de fertilizantes nitrogenados e respectivamente de amônia (vide Tabela 2.16).

Tab. 2.16 - Projeção do consumo de fertilizantes nitrogenados e amônia nos anos 2000 e 2005, com base na área colhida (em ton de N)

Ano	2000	2005
Nitrogênio (Ton/ano)	1.348.343	1.488.680
Amônia (Ton./ano)	1.640.320	1.811.046

Os resultados obtidos na Tabela 2.16 estão próximos aos obtidos na Tabela 2.15.

Supondo-se que a capacidade instalada de produção de amônia no Brasil não mude até o ano 2005 e fazendo uso das projeções pelo método de ajuste dos dados históricos descrito acima, projeta-se o déficit esperado de capacidade instalada de produção de amônia nos anos 2000, 2005 (Tabela 2.17).

Tab. 2.17 - Projeções do déficit futuro de capacidade instalada de amônia

Ano	2000	2005
Capacidade instalada atual (ton./ano)	1.302.600	1.302.600
Método de ajuste linear dos dados históricos		
Consumo (ton./ano)	1.647.202	1.858.960
Déficit (ton./ano)	344.602	556.360

Assim sendo pode-se estimar que será necessário até o ano 2005 instalar plantas de produção de amônia que totalizem uma capacidade de 1.686 ton./dia (ano comercial de 330 dias/ano) ou será preciso incrementar significativamente as importações desse produto, aumentando o déficit da balança comercial. No caso do incremento da produção, essas plantas consumirão 138.847 Nm³/h de H₂, e isto é uma forte indicação de que o consumo de energia para produção de amônia para fertilizantes nitrogenados tende a aumentar, no futuro, seja ela de origem elétrica (611 MWmed), de combustíveis fósseis (681,1 ton/dia de nafta), ou mista.

Capítulo 3

Setor Elétrico Brasileiro e Energia Hidrelétrica Secundária

3.1 - Setor elétrico brasileiro

3.1.1 - Organização do setor elétrico brasileiro

De acordo com a Constituição Federal de 1988, compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalação de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d'água, em articulação com os Estados nos quais se situam os potenciais hidroenergéticos. O responsável direto pelo setor elétrico é o Ministério das Minas e Energia (MME) [ELETROBRÁS, 1993].

Através da Lei no. 9.427, de 26 de Dezembro de 1996, foi criada a Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL , vinculada ao Ministério das Minas e Energia (MME), a qual tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal.

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. -ELETROBRÁS- é subordinada ao MME e constitui-se numa empresa de economia mista com atuação em todo o território nacional, através de empresas controladas de âmbito regional, grandes geradoras de energia: a ELETRONORTE que abrange toda região Norte, Maranhão, Tocantins e Mato Grosso; a CHESF que inclui a Região Nordeste menos o Maranhão; Furnas S.A. englobando as regiões

Sudeste e Centro-Oeste acrescida do Sul de Tocantins menos Mato Grosso; e ELETROSUL com a Região Sul e Mato Grosso do Sul.

Fazia parte da ELETROBRÁS a LIGHT (Rio de Janeiro) e a ESCELSA (Espírito Santo) que são empresas distribuidoras e foram privatizadas. Possui ações das concessionárias estaduais, e 50% de Itaipu Binacional, mantém o controle acionário da NUCLEOBRÁS Engenharia e tem um centro de pesquisas de eletricidade (CEPEL).

Compete à ELETROBRÁS a coordenação das atividades de planejamento da expansão dos sistemas elétricos através do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), e da operação pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), os quais são órgãos colegiados que contam com a participação de representantes das empresas concessionárias; ainda é responsável pelo financiamento e repasse dos recursos financeiros para investimentos.

3.1.2 - Mercado brasileiro de energia elétrica

A energia elétrica foi introduzida no Brasil no final do século passado. Antes da segunda guerra mundial o mercado de energia elétrica era atendido por dois grandes grupos estrangeiros - LIGHT (Canadense) e AMFORP (Norte-Americana) [ELETROBRÁS, 1992 a].

Com a edição em 1930 do Código de Águas, as concessões passaram a ser atribuição do Governo Federal, sob o regime tarifário pelo custo do serviço, nele contemplada a remuneração do capital investido o qual, entretanto, não era atualizado pela inflação. Muitas das concessionárias não concordaram em assinar os novos contratos ficando, por isso, impedidas de ampliarem seus serviços e sistema até 1943. Isto e mais as dificuldades decorrentes do conflito mundial (II Guerra Mundial) contribuíram para provocar uma crise no abastecimento de energia elétrica na década de 1950. Diante deste fato e do aumento da demanda de eletricidade, o estado passou a atuar no setor com a construção de Paulo Afonso (1947). A participação governamental foi marcada pela criação da ELETROBRÁS e a aquisição do controle acionário da LIGHT e AMFORP (1979) [GREINER, 1996].

Os primeiros dados estatísticos de mercado de energia elétrica foram registrados só a partir de 1950. A Tabela 3.1 mostra o mercado de energia elétrica por classes de consumo e taxas de crescimento.

Tab. 3.1 - Mercado de energia elétrica por classes de consumo e taxas de crescimento

Consumo (TWh)						
Classes	1950	1960	1970	1980	1990	1994
residencial	1,25	3,44	8,41	23,23	48,05	55,96
comercial	0,79	2,30	5,17	13,73	23,82	28,88
industrial	2,42	7,05	16,15	61,53	99,87	126,76
outras	1,37	3,37	6,38	15,76	29,03	38,92
total	5,83	16,16	36,11	114,25	200,77	250,52
Taxas Médias Anuais de Crescimento (%)						
Classes	1950/60	1960/70	1970/80	1980/90	1990/94	1950/94
residencial	10,7	9,3	10,7	7,5	3,9	9,0
comercial	11,2	8,4	10,3	5,7	4,9	8,5
industrial	11,3	8,6	14,3	5,0	6,1	9,4
outras	9,4	6,6	9,5	6,3	7,6	7,9
total	10,7	8,4	12,2	5,8	5,7	8,9

Fonte: MME (1995) e ELETROBRÁS (1992 a).

A eletricidade é o energético que possui a maior participação no consumo final por fonte de energia no Brasil [MME, 1994]:

- Eletricidade (38,2%)
- Derivados de petróleo (32,9%)
- Álcool (3,6%)
- Lenha (8,0%)
- Bagaço de cana (6,8%)
- Outras (10,5%)

O consumo total de energia elétrica no Brasil tem apresentado taxas de crescimento superiores as da economia e do consumo total de energia, como pode ser visto na Tabela 3.2 a seguir.

Tab. 3.2 - Evolução do PIB, consumo global de energia e do consumo de energia elétrica

	1970	1980	1990	1992
Produto Interno Bruto (PIB)				
Bilhões de US\$	120,6	276,3	320,0	321,2
Taxa Anual Média (%)		8,6	1,5	0,2
Consumo Global de Energia				
Milhões de TEP	57,0	122,0	159,0	165,0
Taxa Anual Média (%)		7,9	2,7	1,9
Consumo de Energia Elétrica (*)				
TWh	35,8	114,3	199,9	213,3
Taxa Anual Média (%)		12,3	5,7	3,3

Fonte: ELETROBRÁS (1994 a)

(*) das concessionárias de serviço público, sem tarifas especiais

O crescimento do mercado de energia elétrica nas últimas décadas foi em decorrência de vários fatores, como o aumento do estoque de equipamentos elétricos (industrial e domicílios), participação da eletricidade na modernização de diversos setores da economia, crescimento populacional, aumento da taxa de urbanização e eletrificação das áreas rurais.

Como pôde ser observado na Tabela 3.1, os setores que mais contribuem para o consumo de eletricidade são o industrial, residencial e comercial. No setor residencial o crescente uso de eletrodomésticos em decorrência do aumento do poder aquisitivo da população é o que leva a um crescimento da demanda de eletricidade. A expansão dos segmentos varejistas e atacadistas, rede bancária, escritórios, ou seja, setor de serviços em geral é que contribuem para um incremento no consumo de eletricidade no setor comercial.

O setor industrial é o que mais consome energia e as principais causas que explicam as altas taxas de crescimento da energia elétrica industrial nos últimos anos são: processo de intensificação do uso de energia elétrica pela indústria, desenvolvimento das chamadas indústrias eletrointensivas (alumínio, ferro ligas, cloro-soda, etc.) e substituição de derivados de petróleo por eletricidade, induzida por maior disponibilidade e queda nos preços da energia elétrica [ELETROBRÁS, 1994 b].

3.1.3 - Oferta de energia elétrica no Brasil

Atualmente a geração de eletricidade no Brasil é realizada principalmente por meio de usinas hidrelétricas. Em 1996 a produção bruta de eletricidade registrada [MME/DNDE-DNAEE-ELETROBRÁS, 1996] foi de aproximadamente 274 bilhões de kWh, dos quais 95,7% é de origem hidráulica. A produção de origem térmica é destinada ao abastecimento das regiões isoladas ou à complementação dos sistemas existentes quando da ocorrência de períodos hidrológicamente desfavoráveis ou problemas de atendimento localizado. O sistema hidrelétrico brasileiro é dividido em três grandes segmentos: o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, o sistema Norte/Nordeste e os sistemas isolados da região Norte.

O sistema gerador de energia elétrica brasileiro apresenta as seguintes características [MME/DNAEE, 1983; VENTURA Fo, 1984]:

a - É um sistema de grande porte onde há a predominância hidrelétrica em termos de capacidade instalada, com um significativo potencial para a sua evolução.

b - Apresenta grandes distâncias entre as usinas geradoras e os principais centros de carga. Em função da crescente necessidade de energia, o potencial hidrelétrico das bacias hidrográficas próximas aos principais centros de carga está se esgotando.

c - A disponibilidade de geração é ligada diretamente à quantidade de água disponível, vazões naturais dos rios e armazenamento nos reservatórios, nas usinas hidrelétricas.

d - Os reservatórios dos sistemas interligados foram concebidos com a capacidade de regularização plurianual, ou seja, garantia de uma produção contínua através do armazenamento de água nos anos de vazões favoráveis, para sua utilização nos períodos secos.

e - Há um aproveitamento da diversidade hidrológica, ou seja, intercâmbio de energias entre os subsistemas de bacias com regimes hidrológicos diferenciados, tanto em termos sazonais como em relação à existência de anos mais secos, levando a um aproveitamento mais extensivo das disponibilidades de geração de cada subsistema.

A oferta de energia, devido aos sistemas interligados serem predominantemente hidrelétricos, depende significativamente da hidraulicidade: ocorrerá disponibilidade de energia ou déficit em função do índice de chuvas em cada sistema.

3.1.3.1 - Potencial hidrelétrico brasileiro

O predomínio da hidreletricidade no Brasil verifica-se desde o início do século, mas somente a partir de 1961 foi iniciada uma avaliação global do potencial hidrelétrico brasileiro. Com o tempo o conhecimento do potencial hidrelétrico tem evoluído gradativamente e tornado-se mais preciso [ELETROBRÁS, 1994 a].

O potencial hidrelétrico é aquele que pode ser explorado técnica e economicamente de acordo com as tecnologias existentes. A Tabela 3.3 mostra o potencial brasileiro.

Tab. 3.3 - Potencial hidrelétrico brasileiro

Estágio de aproveitamento	Potência		Energia firme	
	GW	%	GW/ano	%
Remanescente	32,72	12,66	17,23	13,44
Individualizado	67,38	26,07	33,88	26,42
Potencial estimado	100,10	38,73	51,11	39,86
Inventário	47,52	18,38	24,61	19,19
Viabilidade	36,98	14,31	14,15	11,04
Projeto Básico	16,20	6,27	6,92	5,40
Construção	9,91	3,83	5,40	4,21
Operação	47,76	18,48	26,03	20,30
Potencial inventariado	158,37	61,27	77,11	60,14
Total geral	258,47	100,00	128,22	100,00

Fonte: SCHECHTMAN (1994).

Através da Tabela 3.3 observa-se que apenas 20% do potencial de energia firme brasileiro está sendo utilizado para geração de energia elétrica, sendo que 4% está em construção e deverá ser incrementado nos anos seguintes. Aproximadamente 42% do potencial firme brasileiro se localiza na Bacia Amazônica, sendo explorado apenas 0,35%; outros 23% estão na bacia do rio Paraná, sendo explorado 62% do total [ELETROBRÁS, 1992 b].

3.1.3.2 - Evolução da capacidade instalada de geração

A Tabela 3.4, a seguir, mostra a evolução da capacidade instalada entre 1990 a 1994.

Tab. 3.4 - Evolução da capacidade instalada e da geração de eletricidade (1990-1995)

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO ELÉTRICA (MW) (*)					
Ano	1990	1991	1992	1993	1994
Térmica a vapor	4.170	4.203	4.018	4.127	4.155
Nuclear	657	657	657	657	657
Hidrelétrica	44.934	45.992	47.085	47.976	49.304
Total	49.761	50.852	51.760	52.760	54.116
GERAÇÃO DE ELETRICIDADE (GWh) (**)					
Ano	1990	1991	1992	1993	1994
Total térmica	16.112	16.584	18.388	16.908	17.764
Hidrelétrica	206.708	217.782	223.343	235.065	242.918
Total	222.820	234.366	241.731	251.973	260.682
Importação	26.545	27.088	24.022	27.561	31.657
Exportação	-7	-8	-8	-11	0
Perdas	-31.701	-36.074	-35.273	-38.356	-41.830
Consumo final	217.657	225.372	230.472	241.167	250.509

(*) - Serviço público, e estão excluídos os autoprodutores.

(**) - Serviço público mais autoprodutores

Fonte: MME (1995).

Com base em estudos de planejamento são tomadas decisões de expansão da capacidade de geração de energia elétrica no Brasil. Os estudos de longo prazo, com um horizonte de análise de 30 anos, identificam, face os possíveis cenários de crescimento do consumo de energia elétrica, quais as principais linhas de desenvolvimento dos sistemas elétricos, incluindo projetos candidatos a compor o sistema de produção, as novas tecnologias de geração, transmissão e os montantes de conservação de energia elétrica [ELETROBRÁS, 1994 c].

O Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015 (Plano 2015) é uma ferramenta de planejamento de longo prazo. Aos estudos de longo prazo seguem-se os de médio prazo, com um horizonte de análise de 15 anos, que definem uma seqüência econômica de construção dos projetos de geração necessários para o atendimento do mercado consumidor. As condições de atendimento ao mercado consumidor são estudadas detalhadamente através dos estudos de

curto prazo (horizonte de 10 anos), ou “Planos Decenais de Geração”, do qual faz parte o Programa Decenal de Geração.

“O Programa Decenal de Geração é o elemento básico de um processo sistemático de atualização anual dos primeiros 10 anos dos estudos de longo prazo, corrigindo e adaptando o programa de obras de geração dos estudos de médio prazo frente as mudanças conjunturais e de premissas, tais como modificações das condições hidrológicas, mudanças das previsões de crescimento do mercado, das expectativas dos volumes de recursos financeiros disponíveis para investimento no setor ou da reavaliação da economicidade dos projetos. É atualizado ano a ano, e a priorização das obras é realizada no sentido de minimizar o custo econômico para a sociedade”.

A Tabela 3.5, a seguir, mostra uma estimativa da evolução da potência instalada entre 1994 e 1999. Os valores foram obtidos com o uso de dados da Tabela 3.4 e taxas de crescimento utilizadas pela ELETROBRÁS (1994 b).

Tab. 3.5 - Evolução da potência instalada

EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA ENTRE 1994 e 1999 (MW)						
TIPO	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Hidrelétrica	43.004	45.523	46.544	47.673	50.168	53.042
Térmica a vapor	4.155	4.669	4.719	4.729	5.381	5.425
Nuclear	657	657	657	657	657	1966
Total	47.816	50.849	51.920	53.059	56.206	60.433.
Itaipu 50% TOT.	6.300	60300	6.300	6.300	6.300	6.300
Brasil + Itaipu 50%	54.116	57.149	58.220	59.359	62.506	66.733

3.1.3.3 - Critérios de garantia de suprimento

Os critérios de garantia de suprimento são classificados como [ELETROBRÁS, 1993]:

a - Critério de Energia Firme ou Determinístico: adotado na década de 70 e início da década 80, estabelece que o sistema deve ser capaz de atender o mercado de energia elétrica para qualquer hipótese de repetição, no futuro, das vazões registradas no passado. Logo, a energia firme é a maior carga contínua que o sistema consegue atender, sem déficit, com o histórico de vazões naturais.

“Neste critério, define-se como Período Crítico do Sistema o pior período hidrológico contido na série histórica de vazões naturais, correspondente à sequência de meses para o qual o sistema, se fosse submetido a uma carga igual à sua energia firme, começaria com seus reservatórios totalmente cheios e, sem reenchimentos totais intermediários, terminaria com seus reservatórios vazios”.

A partir de modelos matemáticos são geradas séries sintéticas de vazões ou energias afluentes com as características estatísticas das vazões naturais, que permitem uma análise probabilística para o atendimento do mercado de energia elétrica.

b - Critério Probabilístico - Energia garantida: “é baseado no risco anual de déficit ou probabilidade anual de déficit, calculado a partir de modelos de simulação que utilizam séries sintéticas de energias afluentes (da ordem de 2.000 séries), geradas a partir do histórico de vazões naturais, preservando as características estatísticas observadas. O risco anual de déficit é estimado, para cada ano, pela relação entre o número de sequências com déficit e o número de sequências simuladas. É importante destacar que este critério não faz nenhuma distinção quanto ao montante do déficit, sendo, portanto, usual calcular-se o risco de déficit superior a um certo percentual do mercado, para permitir uma melhor avaliação das condições de atendimento. Adicionalmente, considera-se o risco de déficit no período de alguns anos, representando a probabilidade de ocorrência de algum déficit em quaisquer dos anos do período. Fixado o valor do risco de déficit, o atendimento ao mercado é considerado adequado quando, nos anos do período analisado, a probabilidade anual de déficit for menor ou igual ao valor adotado. Assim, é possível obter a energia garantida a um determinado nível de risco, ou seja, qual o valor da carga que atenda o critério de garantia pré-fixada”.

“O critério Probabilístico, consensado a nível dos órgãos colegiados, GCPS e GCOI/CCON, adota o valor de 5% para a probabilidade anual de déficit de energia, o que representa uma aceitação de riscos maiores do que os adotados na década de 70, baseado no critério Determinístico (em torno de 3%)”.

3.2 - A energia hidrelétrica secundária no Brasil

3.2.1 - Definição

A oferta de energia, devido aos sistemas interligados serem predominantemente hidrelétricos, depende significativamente da hidraulicidade: ocorrerá disponibilidade de energia ou déficit em função das chuvas de cada sistema.

As modalidades específicas de uso e garantias de fornecimento de eletricidade a consumidores supridos na tensão de distribuição, segundo o DNAEE, são: Energia Firme, Energia Firme Excedente, Energia Interruptível.

Energia Firme: é a energia garantida até o limite determinado pela pior condição hidrológica (período crítico), ou seja, tem um fornecimento assegurado o ano inteiro (8.760 horas). A estrutura de tarifas é a tradicional [CESP, 1977]. Procura garantir o atendimento ao mercado, mesmo na hipótese de repetição da pior sequência de aflúências do histórico. A energia firme tem uma garantia de atendimento de 95%.

Energia Firme Excedente: é a energia elétrica excedente no sistema interligado resultante do crescimento do mercado abaixo do esperado, ou seja, é a disponibilidade existente em função de uma determinada conjuntura econômica [ELETROPAULO, 1984].

Energia Interruptível ou Secundária: o sistema hidrelétrico é dimensionado para atender os requisitos de carga mesmo em situações hidrológicas extremas (períodos críticos), mas como esses períodos apresentam baixa probabilidade de ocorrência, vão existir períodos nos quais a capacidade de armazenamento de água do reservatório (e das demais hidrelétricas no caso de várias unidades em um mesmo rio) será ultrapassada, havendo então excedentes de energia hidráulica. Esta energia não tem a mesma garantia dos fornecimentos convencionais (é disponível apenas no período de hidraulicidade favorável), e por isso tem a característica de ser interruptível [MME/SE/DNAEE, 1994].

A Figura 3.1, a seguir, mostra a variação durante o ano das modalidades de energia definidas acima.

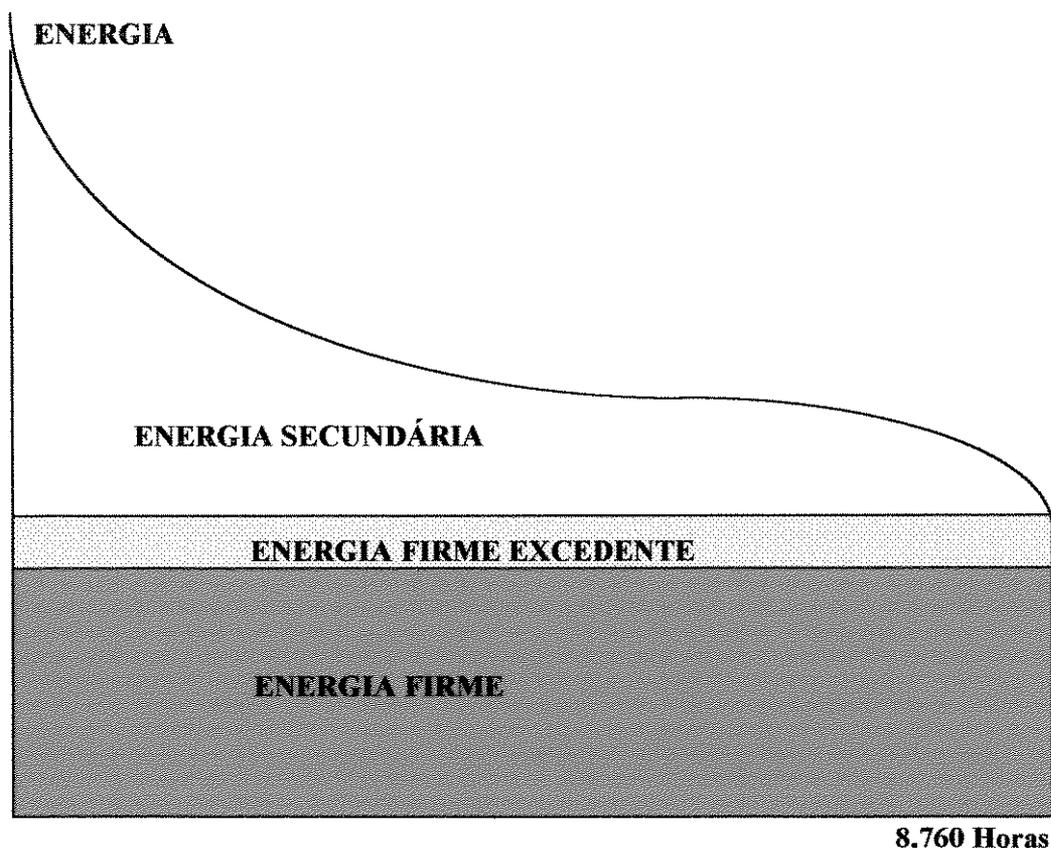


Fig. - 3.1 - Variação da energia firme, energia firme excedente e energia secundária durante o ano [CESP, 1984]

Atualmente os excedentes de energia são utilizados principalmente pelo próprio sistema gerador, para substituir outra fonte de operação de maior custo. A parte que não é utilizada pelo próprio sistema gerador pode ser ofertada aos consumidores finais a tarifas especiais. A oferta de energia secundária representa a oportunidade de consumir energia a preços mais baixos que os normais, incentivando o aumento de produção e a redução dos custos. Entretanto, para tirar máximo proveito dessa oportunidade, é necessário que o consumidor se adapte à característica interruptível dessa modalidade de fornecimento [MME/SE/DNAEE, 1994].

Os riscos para as empresas geradoras que podem aparecer com a formação de um mercado para a energia secundária é a redução da receita devido à diminuição do consumo de energia firme, pois o preço da energia secundária é menor. A venda de energia secundária à um preço inferior ao custo, com deplecionamento da energia armazenada no sistema, pode implicar em geração térmica e déficit [NASSAR, 1994].

Desde 1979 o Ministério das Minas e Energia (MME), através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), vem estabelecendo normas para comercialização dos excedentes de energia elétrica. A comercialização desses excedentes teve como objetivo a redução da dependência de energéticos importados, especialmente no setor industrial onde as caldeiras a óleo combustível para geração de vapor passaram a ser substituídas por elétricas (eletrotermia).

Através de incentivos, foram estabelecidas as seguintes modalidades de fornecimento de energia elétrica, cada uma com um tipo de finalidade [MME/SE/DNAEE, 1994]:

ESNG - Energia Sazonal não Garantida: foi instituída em 18/12/1979 para substituição de combustíveis derivados de petróleo e se caracterizou por ser interruptível. Os setores de consumo foram o industrial e rural. O período de vigência foi até 31/03/1984.

EGTD - Energia Garantida por Tempo Determinado: foi instituída em 21/09/1981 para substituir combustíveis derivados de petróleo e outros energéticos importados. Foi utilizada por consumidores do grupo A (alta tensão). Tinha garantia mínima de fornecimento por 3.000 ou 6.000 horas anuais e vigorou até 31/12/1986.

EAIEX - Energia utilizada para incremento de produção voltada à exportação: foi instituída em 25/11/1981 para estimular a produção industrial de bens destinados à exportação pelos consumidores industriais do Grupo A. O período de vigência foi até 31/12/1984.

ESBT - Energia elétrica excedente para substituição de derivados de petróleo: foi instituída em 3/11/1982 para redução do consumo de derivados de petróleo ou energéticos importados. Foi utilizada por consumidores de baixa tensão e vigorou até 31/12/1985.

EPEX - Energia elétrica excedente para a produção de bens exportáveis: foi instituída em 3/11/1982 para aumento da produção industrial destinada à exportação. A diferença entre a EAIEX e a EPEX é que na primeira o consumidor devia ter um dispêndio mínimo com energia elétrica relativa ao seu custo de produção; na EPEX esse dispêndio mínimo devia ser relativo ao valor de suas vendas. Foi destinada a consumidores do Grupo A e teve vigência até 31/12/1985.

Em 28/11/1983 foi instituído o programa de substituição de energéticos importados por eletricidade, com a comercialização de energia firme para substituições tecnológico-energéticas, em especial, as caracterizadas como eletrotermia e de energia temporária, com permanência de equipamentos alternativos.

EFST - Energia Firme para Substituição: foi instituída em 14/9/1984, destinada a viabilizar substituições eletrotecnológicas de interesse nacional e eletrotermia. Foi utilizada por consumidores do Grupo A ou Subgrupo AS; o período de vigência foi até 31/12/1989.

ETST - Energia Temporária para Substituição Térmica: foi instituída em 12/9/1984 e está em vigor até hoje. É a energia elétrica suplementar à energia firme, disponível no sistema interligado em decorrência de períodos hidrológicos favoráveis. Deve ser utilizada por clientes que possuam processos bienergéticos (por exemplo, processos com aproveitamento de óleo combustível e/ou eletricidade). Tem caráter interruptível.

ES - Energia Sazonal: foi instituída em 17/12/1991. É a energia elétrica suplementar à energia firme gerada na Amazônia (sobra de água nos reservatórios nos períodos úmidos que pode ser turbinada) e colocada à disposição de consumidores do Grupo A. Ainda em vigor. Para fins tarifários é considerada interruptível.

EST - Energia Elétrica de Sobra Temporária: foi instituída em 24/01/1992. É a energia suplementar à energia firme, disponível nos períodos de maior hidraulicidade, sendo utilizada para aumento de produção do consumidor (incremento à produção). Ainda está em vigor.

Em 30/08/1993 o DNAEE criou através da portaria no. 1063, a energia interruptível - E1063 - para utilização por parte dos consumidores eletrointensivos; a suspensão de seu atendimento só é feita após um aviso prévio com antecedência de 30 dias [ELETROBRÁS, 1995].

Atualmente as modalidades de energias secundárias que são comercializadas nas regiões Sul/Sudeste e Norte/Nordeste são a ETST, EST e E1063. São interruptíveis em função do custo marginal de curto prazo do sistema (valor da água).

É importante observar que, desde 1979 até hoje, as normas de comercialização dos excedentes de energia elétrica sempre estiveram sujeitas a mudanças, ou seja, não existe uma política tarifária clara.

3.2.2 - Disponibilidade de energia hidrelétrica secundária nos sistemas interligados brasileiros

A determinação das disponibilidades de excedentes de energia é atualmente realizada pelo GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada). Esses excedentes são colocados à disposição dos consumidores na forma de energias interruptíveis (energias secundárias). Com base em solicitações das concessionárias e avaliações anteriores o DNAEE homologa contratos de fornecimento de energias interruptíveis.

É apresentado, a seguir, as etapas do “Estudo de Oferta de Energias Interruptíveis para 1995” [ELETROBRÁS, 1995], o qual procura dar uma visão geral de como foi identificada a disponibilidade de energias excedentes nos sistemas interligados Sul/Sudeste e Norte/Nordeste no período 1995/1999, com o objetivo de quantificar e tornar viável seu aproveitamento através da oferta de energias interruptíveis.

São estimados montantes de energias interruptíveis e obtidos os períodos, em meses, que tais montantes poderão ser ofertados e os riscos de déficit associados.

O processo de identificação de oferta de energias interruptíveis baseia-se no critério do custo marginal de curto prazo (valor da água). Esta energia é colocada à disposição do consumidor sempre que seu preço de venda (definido através de Portarias Interministeriais) for

maior que o custo marginal de curto prazo (determinado na fase de planejamento da operação).

O custo marginal de curto prazo é definido como o acréscimo de custo decorrente da utilização de uma unidade de energia armazenada e é calculado em função de um critério ótimo de operação que minimize o custo total esperado da geração térmica e dos eventuais déficits de energia [MME/DNAEE, 1983].

Para o respectivo ano de estudo (1995), usa-se dados do Plano de Operação para 1995 [ELETROBRÁS, 1994 b]. Esses dados são, por exemplo, os limites de intercâmbios energéticos entre subsistemas, necessidades mínimas de geração térmica e cronograma de obras de geração.

As etapas do estudo de avaliação das disponibilidades de energias interruptíveis são:

a - Metodologia do estudo:

Como as afluições nos rios não podem ser conhecidas à priori, a estimativa de energias interruptíveis só pode ser feita de forma probabilística, sendo que uma maior disponibilidade de tais energias está associada à probabilidade de ocorrerem afluições favoráveis.

Como passo inicial para identificação da disponibilidade de energias excedentes é feita uma avaliação energética das condições de atendimento do mercado tradicional dos sistemas interligados, adotando-se a representação de subsistemas equivalentes interligados e um modelo para simulação da operação de tais subsistemas.

Diferentes hipóteses de oferta de energias interruptíveis são analisadas perante os resultados obtidos na avaliação energética. Como exemplo desses resultados temos o risco de déficit.

A quantificação de energias interruptíveis é efetuada pelo critério de custo marginal de curto prazo definido anteriormente. Simulações dos montantes de energias interruptíveis passíveis de comercialização indicam os períodos, em número de meses, em que esses montantes poderão ser ofertados, bem como os respectivos riscos de déficit associados.

O conhecimento das características dos sistemas interligados e da realidade de contratos de energias interruptíveis homologados possibilita o melhor direcionamento, portanto a redução, das hipóteses estudadas dos montantes de energias interruptíveis a serem ofertados.

b - Considerações adicionais:

No estudo para 1995, apenas uma hipótese de montante de energias interruptíveis foi analisada (período de maio/95 - abril/96): oferta de energias interruptíveis de 1.750 MW médio na região Sudeste e 250 MW médio na região Sul (8,0 % do total da carga própria das regiões Sul/Sudeste), 400 MW médio na região Nordeste e 400 MW médio na região Norte, na direção de Belém (13% do total de carga própria das regiões Norte/Nordeste).

Para a região Sudeste/Sul a oferta é idêntica ao valor de 1994, tendo em vista que os contratos de energia homologados pelo DNAAE corresponderam a 50% do valor ofertado. Para a região Norte/Nordeste o montante ofertado teve um acréscimo, em função de que os valores atualmente ofertados (300 MW médio) foram praticamente esgotados na região Nordeste.

Durante o desenvolvimento das simulações, adota-se o chamado “sinal de corte” (S.C.) que cessa o fornecimento das energias interruptíveis ofertadas. Neste estudo, usa-se um sinal de corte duplo de US\$ 7.00/MWh (para a modalidade ETST) e US\$ 12.00/MWh (para as modalidades EST e E1063). Sempre que o valor da água superar o sinal de corte o atendimento é interrompido.

Admite-se como premissa do estudo que 50% do total ofertado é na modalidade ETST e outros 50% nas EST e E1063.

c - Resultados:

Nesta etapa são apresentados os resultados da avaliação energética sobre o atendimento do mercado de energia firme e das hipóteses de oferta de energias interruptíveis. Para o desenvolvimento do estudo adotou-se um cenário econômico de crescimento de 2,4% nas regiões Sul/Sudeste e 3,5% nas regiões Norte/Nordeste.

A Tabela 3.6 mostra os riscos de déficit no atendimento do mercado de energia firme para as regiões Sul, Sudeste, Norte e Nordeste, determinados através de simulações. Para o sistema Sul/Sudeste, os riscos se aproximam do limite do critério de atendimento (5% de risco) no ano de 1997, atingindo valores superiores no biênio 1998/1999. No sistema Norte/Nordeste os riscos atingem valores máximos de 0,7% e 1,3% em 1996 e 1997. Tais resultados indicam a possibilidade de oferta de energias interruptíveis nos sistema interligados.

Tab. 3.6 - Riscos de déficit no atendimento de energia firme nas regiões Sudeste, Sul, Nordeste e Norte

Período	1995	1996	1997	1998	1999
Região Sudeste					
Déficit	0,0	1,2	4,8	6,6	6,0
Déf.>5% Carga	0,0	0,6	3,3	4,7	4,2
Déf.>10% Carga	0,0	0,4	2,6	3,3	3,4
Carga(MWmed)	20.036	20.767	21.672	22.617	23.604
Região Sul					
Déficit	0,0	1,1	4,8	6,0	5,6
Déf.>5% Carga	0,0	0,6	2,8	4,3	2,8
Déf.>10% Carga	0,0	0,3	2,0	2,8	1,6
Carga (MWmed)	4.886	5.165	5.406	5.660	5.925
Região Nordeste					
Déficit	0,0	0,7	0,5	0,2	0,6
Déf.>5% Carga	0,0	0,1	0,3	0,2	0,4
Déf.>10% Carga	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4
Carga (MWmed)	4.237	4.505	4.829	5.176	5.549
Região Norte					
Déficit	0,0	0,3	1,3	0,3	0,6
Déf.>5% Carga	0,0	0,1	0,2	0,1	0,2
Déf.>10% Carga	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carga (MWmed)	2.084	2.192	2.323	2.459	2.599

Fonte: ELETROBRÁS (1995)

A Tabela 3.7 apresenta os riscos de déficit associados ao fornecimento de energias interruptíveis, considerando-se as ofertas e sinais de corte mencionados. Para os anos de 1995 e 1996 os riscos de déficit no sistema Sul/Sudeste permanecem inferiores ao critério de garantia de atendimento (5%), mas foi ultrapassado a partir de 1997. Para o sistema Norte/Nordeste os riscos de déficit não ultrapassam 1,4%.

Tab. 3.7 - Riscos de déficit associados ao fornecimento de energias interruptíveis

Ano	Riscos Déficit (%)	
	Sistema Sul/Sudeste	Sistema Norte/Nordeste
1995	0,0	0,0
1996	1,4	1,4
1997	5,2	1,4
1998	6,8	0,5
1999	6,3	0,9

Fonte: ELETROBRÁS (1995)

As Tabelas 3.8 e 3.9, a seguir, mostram a frequência acumulada, em número de meses, em que é possível o atendimento às ofertas de energias interruptíveis nos sistemas Sul/Sudeste e Norte/Nordeste para sinais de corte de US\$ 7.00 e 12.00/MWh.

Tab. 3.8 - Atendimento em número de meses nas regiões Sul/Sudeste

Período	S.C. US\$/MWh	Frequência "acima de" (%)					
		40%		70%		90%	
		Sudeste	Sul	Sudeste	Sul	Sudeste	Sul
Ano	7.00	5	5	2	2	0	0
mai/95-abr/96	12.00	7	7	3	3	0	0
Biênio	7.00	11	11	5	5	0	0
mai/95-abr/97	12.00	15	14	8	7	0	0
Triênio	7.00	16	16	8	7	1	1
mai/95-abr/98	12.00	21	20	11	10	3	2
Quadriênio	7.00	21	20	11	10	3	2
mai/95-abr/99	12.00	28	26	15	14	4	4

Fonte: ELETROBRÁS (1995)

Tab. 3.9 - Atendimento em número de meses nas regiões Norte/Nordeste

Período	S.C. US\$/MWh	Frequência "acima de" (%)					
		40%		70%		90%	
		Nordeste	Norte	Nordeste	Norte	Nordeste	Norte
Ano	7.00	12	12	8	9	3	7
mai/95-abr/96	12.00	12	12	12	11	8	9
Biênio	7.00	24	22	18	19	9	15
mai/95-abr/97	12.00	24	24	23	21	16	18
Triênio	7.00	35	31	29	27	17	23
mai/95-abr/98	12.00	36	34	35	31	26	27
Quadriênio	7.00	45	41	37	36	24	31
mai/95-abr/99	12.00	48	45	44	41	33	36

Fonte: ELETROBRÁS (1995)

Para o sistema interligado Sul/Sudeste os resultados das simulações indicam que as ofertas de energias interruptíveis estudadas para o quadriênio 1995/1999 não alteram significativamente os riscos de déficit do sistema. A maior variação ocorre no ano de 1997 que apresenta uma alteração no risco de déficit de 4,8% para 5,2% (ver Tab. 3.6 e 3.7). Para os anos de 1995 e 1996 (ver Tab. 3.7) os resultados indicam a possibilidade de incremento na oferta de energias interruptíveis, mas optou-se por limitar o montante de oferta a 2.000 MWmed, tendo em vista que este valor representa 8,5% do total de carga própria e 20% do consumo industrial das regiões Sul e Sudeste, previstos para o período de maio/95 a abril/96.

Para o sistema interligado Norte/Nordeste os resultados das simulações indicam que mesmo com ofertas de energias interruptíveis no quadriênio 1995/1999 de 400 MWmed na região Norte, e de 400 MWmed na região Nordeste, os riscos de déficit do sistema interligado permanecem dentro de limites aceitáveis. Os resultados indicam a possibilidade de oferta de energia interruptível superiores aos analisados neste estudo; entretanto limitou-se o montante de oferta a 400 MWmed no sistema Nordeste, tendo em vista que este valor representa cerca de 10% da carga própria desta região e 19% de seu consumo industrial previsto para maio/95 a abril/96.

Finalmente recomenda-se que sejam ofertados para 1995 os montantes de energias interruptíveis a título de ETST, EST e E1063 apresentados na Tabela 3.10, cujo atendimento deverá ser definido nos Programas Mensais de Operação.

Tab. 3.10 - Montantes de energias interruptíveis ofertados em 1995 (MWmed)

Sistema interligado	ETST	EST/E1063	TOTAL
Sul/Sudeste	1.000	1.000	2.000
Nordeste	200	200	400
Norte (na direção de Belém)	200	200	400
Fonte: ELETROBRÁS (1995)			2.800

A energia firme hidráulica estimada para 1995 dos sistemas interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste foi de 7.282 e 23.672 MWmed totalizando 30.954 MWmed [ELETROBRÁS, 1994 b]. Logo a energia secundária (2.800 MWmed) corresponde a aproximadamente 9% da energia firme hidráulica.

Os contratos de fornecimento de energias interruptíveis homologados pelo DNAEE para 1995 correspondem a um total de 1.463 MWmed, o que é aproximadamente 52% da disponibilidade estimada de energia secundária (2.800 MWmed).

Quanto à disponibilidade de energia secundária, ela não é regular, variando anualmente, aumentando no período de chuvas, que corresponde aos meses de janeiro, fevereiro, março e abril no sistema interligado Sul/Sudeste [CESP, 1980].

Analisando-se dois estudos da CESP [CESP,1977; CESP, 1980] é possível determinar-se uma percentagem mensal (Xi) de disponibilidade de energia secundária para a região Sul/Sudeste (Tabela 3.11). Com esses percentuais pode-se fazer uma estimativa da disponibilidade de energia secundária durante cada mês do ano para a região Sul/Sudeste, a partir do valor total de 2.000 MWmed (Tabela 3.10).

Tab. 3.11 - Percentagens médias de energia secundária e sua disponibilidade durante os meses do ano na região Sul/Sudeste

Mês	Estudo CESP (1977) (%)	Estudo CESP (1980) (%)	Percentagem mensal média (Xi) (%)	Energia secundária (MWmed)
Janeiro	17,2	17,9	17,6	352,0
Fevereiro	27,1	17,5	22,3	446,0
Março	31,4	16,0	23,7	474,0
Abril	12,5	12,9	12,7	254,0
Mai	2,7	5,6	4,1	82,0
Junho	1,0	4,3	2,6	52,0
Julho	0,5	2,3	1,4	28,0
Agosto	0,5	1,0	0,8	16,0
Setembro	1,0	1,9	1,4	28,0
Outubro	0,7	4,2	2,4	48,0
Novembro	0,7	5,6	3,2	64,0
Dezembro	4,7	10,8	7,8	156,0
Total	100	100	100	2.000

Capítulo 4

A Geração do Hidrogênio

4.1 - Descrição do processo de eletrólise

Denomina-se eletrólise da água ao processo eletroquímico de dissociação da água em hidrogênio e oxigênio através de reações químicas desencadeadas sob a ação de uma fonte eletromotriz (gerador). Tensão e corrente são fornecidas aos eletrodos (cátodo e ânodo), entre os quais existe um meio condutor iônico líquido (solução eletrolítica, sal fundido) ou sólido (membranas de ácidos sólidos, cerâmicas permiônicas). Em todos os sistemas onde se realiza a eletrólise da água, seja qual for, há apenas a decomposição de água em oxigênio e hidrogênio [SILVA, 1991].

Quando se aplica a força eletromotriz acima de um determinado potencial mínimo há passagem de corrente entre os eletrodos, desencadeando as reações eletroquímicas, produzindo-se no cátodo hidrogênio (redução) e no ânodo oxigênio (oxidação). As reações do processo são [ULLMANN'S, 1989]:

1) No caso de um meio condutor básico

- No cátodo



- No ânodo



- Total



2) No caso de um meio condutor

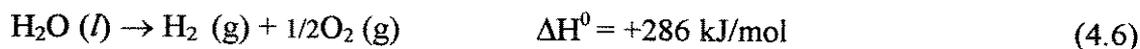
- No cátodo



- No ânodo



- Total



A Figura 4.1 mostra o esquema geral do processo de eletrólise da água.

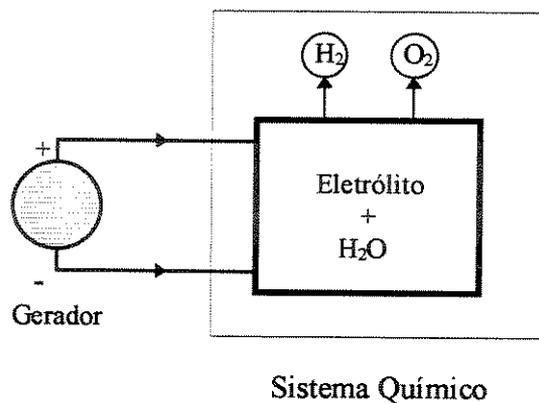


Fig. 4.1 - Esquema geral do processo de eletrólise da água [CHESF, 1987]

A variação na entalpia para a decomposição eletroquímica da água é

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S = -n.F.E + n.F.T.(\partial E/\partial T)_p \quad (4.7)$$

onde H é a entalpia da reação, G é a energia livre de Gibbs, S a entropia, T a temperatura, n o número de elétrons transferidos no processo ($= 2$), F é a constante de faraday (96.485 C/mol), E o potencial eletroquímico e p a pressão, mantida constante no processo (ULLMANN'S, 1989).

Para as reações 4.3 e 4.6, acima, os dados termodinâmicos, nas condições padrões de temperatura e pressão, ou seja, P = 101,3 kPa (1 atm) e T = 298,15 °K (25°C), estão disponíveis na Tabela 4.1.

Tab. 4.1 - Dados termodinâmicos da reação de eletrólise da água nas condições padrões

Nome	Símbolo	Valor	Unidade
Entalpia da reação	ΔH°_{298K}	286	kJ/mol
Entropia da reação	ΔS°_{298K}	163	J/mol.K
Energia livre de Gibbs da reação	ΔG°_{298K}	237	kJ/mol

Fonte: ULLMANN'S (1989)

Fazendo-se um balanço energético da eletrólise da água, utilizando-se os dados acima (tab. 4.1), e considerando um processo reversível tem-se que [ULLMANN'S, 1989; CHESF, 1987; SCIENTIA, 1980]:

$$\left(\begin{array}{c} \text{Energia elétrica fornecida} \\ \text{pelo gerador} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} \text{Variação da energia} \\ \text{química} \end{array} \right)$$

$$W = \Delta G = n \cdot F \cdot E_{\text{rev}} \quad (4.8)$$

onde W é a energia elétrica necessária, e E_{rev} é o potencial ideal de decomposição (potencial reversível da eletrólise), que pode ser expresso da seguinte forma nas condições padrões:

$$E_{\text{rev}} = - \Delta G/n \cdot F = 1,228 \text{ V} \quad (4.9)$$

A equação 4.8 indica que se a reação de dissociação da água é a única fonte consumidora de corrente, e se ela se desenvolve reversivelmente, a quantidade de energia elétrica utilizada (W) na transformação química é igual a variação da entalpia livre (ΔG). Neste

caso, onde a única fonte energética é a eletricidade, a energia teórica mínima para a decomposição da água é de $237 \text{ kJ/mol H}_2 = 118,5 \text{ kJ/g H}_2 = 2,94 \text{ kWh/Nm}^3 \text{ H}_2$ produzido.

A cada reação química é associada uma variação da entalpia (ΔH). Para um processo isotérmico à pressão constante, a reação de decomposição eletroquímica da água é representada pela equação 4.7, que pode ser reescrita como

$$\Delta G = \Delta H - \Delta Q_r \quad (4.10)$$

$$\Delta Q_r = T \cdot \Delta S \quad (4.11)$$

onde ΔQ_r é a quantidade de calor trocada com o ambiente se a reação de eletrólise se passa reversivelmente à temperatura constante.

Na prática, porém, para que a eletrólise se efetue, a tensão aplicada aos eletrodos (V), deve ser superior ao valor da reversibilidade (E). A diferença ($V - E$) é devida em parte à degradação da corrente elétrica em calor pelo efeito Joule, e em parte à irreversibilidade das reações nos eletrodos (sobretensão). A energia correspondente é dissipada na forma de calor irreversível (ΔQ_i) [SCIENTIA, 1980]:

$$V - E = \Delta Q_i / n \cdot F \quad (4.12)$$

Utilizando-se as equações acima tem-se

$$V = - (\Delta H - \Delta Q_r + \Delta Q_i) / n \cdot F \quad (4.13)$$

Se a quantidade de calor reversível (ΔQ_r) que deve ser fornecida à célula for neutralizada pela energia dissipada sob a forma de calor no eletrólito (ΔQ_i), a tensão de eletrólise fica reduzida a $-\Delta H / n \cdot F$. Nestas condições a célula não troca calor com o exterior, e a tensão de eletrólise é chamada de potencial termonêutro, E_{th} , (potencial de decomposição mínimo teórico). Nas condições padrões é descrito como

$$E_{th} = - \Delta H / n \cdot F = 1,482 \text{ V} \quad (4.14)$$

o que equivale a uma energia mínima para a produção de hidrogênio por eletrólise de $286 \text{ kJ/mol H}_2 = 143 \text{ kJ/g H}_2 = 3,55 \text{ kWh/Nm}^3$.

A Figura 4.2 mostra a variação do potencial reversível e termonêutro com a temperatura. A eletrólise da água não ocorre para tensões abaixo do potencial reversível, (região A), na região B só ocorre se calor for fornecido ao sistema (processo endotérmico). Acima do potencial termonêutro, região C, ocorre a eletrólise e calor é fornecido ao meio (processo exotérmico).

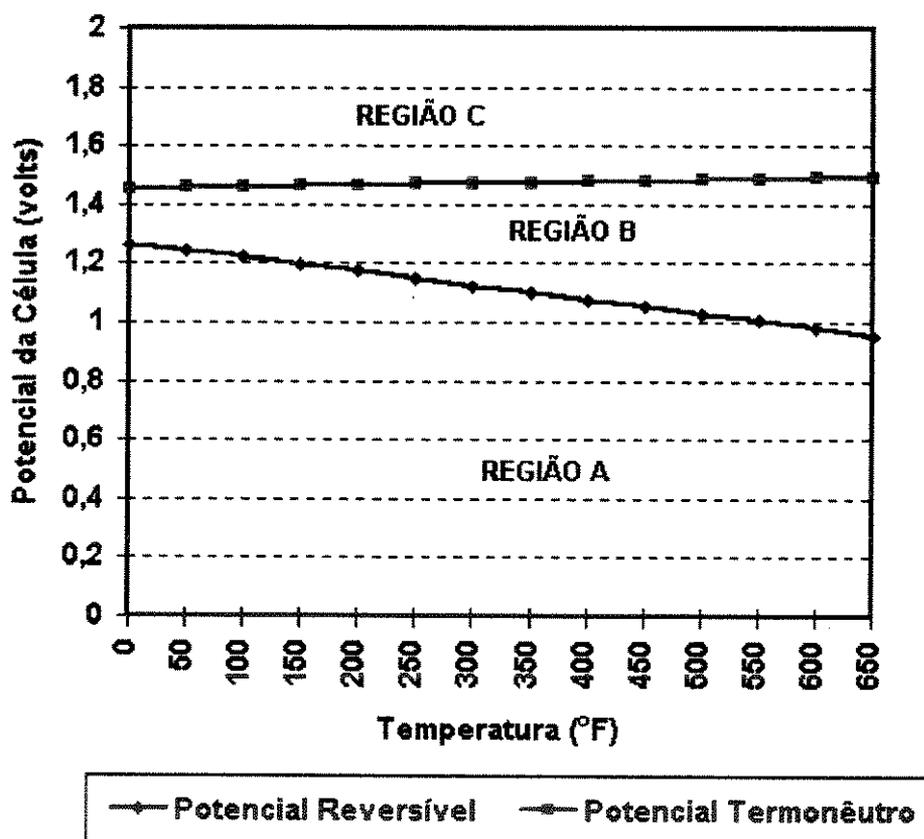


Fig. 4.2 - Variação do potencial reversível e termonêutro com a temperatura [ZWANZIGER et al., 1980]

A maioria dos eletrolisadores operam na região C. Termodinamicamente é estabelecido um potencial mínimo para a eletrólise, e a diferença entre a tensão de operação da célula eletrolítica e a tensão mínima é conhecida como sobretensão da célula, a qual é provocada pelos seguintes fatores: redução da condutividade do meio condutor iônico em decorrência da concentração de íons nos eletrodos; formação de nuvens de moléculas em volta dos íons, causando uma menor capacidade de locomoção dos mesmos; taxa de reação lenta nos eletrodos; acúmulo de gases junto aos eletrodos, reduzindo a área disponível da reação, sendo importante que os gases que se formam sejam retirados rapidamente [CHESF, 1987].

A equação para a voltagem quando se leva em consideração os fatores de sobretensão é expressa como

$$V = E + \eta_c + \eta_a + I.R \quad (4.15)$$

onde, V é a voltagem operacional, E voltagem mínima teórica (termodinâmica), η_c sobretensão no cátodo, η_a sobretensão no ânodo, I corrente da célula, e R é a resistência da célula (Ω).

O termo $I.R$ refere-se à queda de voltagem devido à resistência ôhmica das células e depende de fatores como: condutividade do meio condutor iônico, distância entre os eletrodos, condutividade do diafragma, condutividade dos eletrodos, resistência de contato entre os componentes da célula, etc.

A Figura 4.3 mostra a variação do potencial reversível (região A), perda ôhmica no eletrólito (região B), sobretensão no ânodo (região C), no cátodo (região D) e nos eletrodos (região E) num eletrolisador unipolar operando à uma temperatura de 75°C e voltagem de 2,15 V. Pela equação 4.15 a soma das regiões A, B, C, D, e E, resulta na voltagem de operação da célula, V .

O aumento da temperatura de operação da célula diminui a sobretensão, mas causa o aumento da corrosão dos componentes (diminuição da resistência química e mecânica dos materiais da célula) e torna necessário pressurizar a célula para evitar perda de água e eletrólito por evaporação. Com a pressurização das células há um aumento no gasto de energia, mas em compensação ocorre um incremento na eficiência da célula, devido à redução do tamanho das bolhas de gás que se formam junto aos eletrodos. No caso de um processo reversível, a energia mínima teórica exigida na pressurização dos produtos da reação de eletrólise é dada por [SILVA, 1991]:

$$\Delta E = \{3R.T/(4.F)\} \times \{\ln(P_2/P_1)\} \quad (4.16)$$

onde;

ΔE : aumento mínimo de voltagem (V);

R: constante dos gases;

P_1 : pressão inicial dos gases;

P_2 : pressão final dos gases.

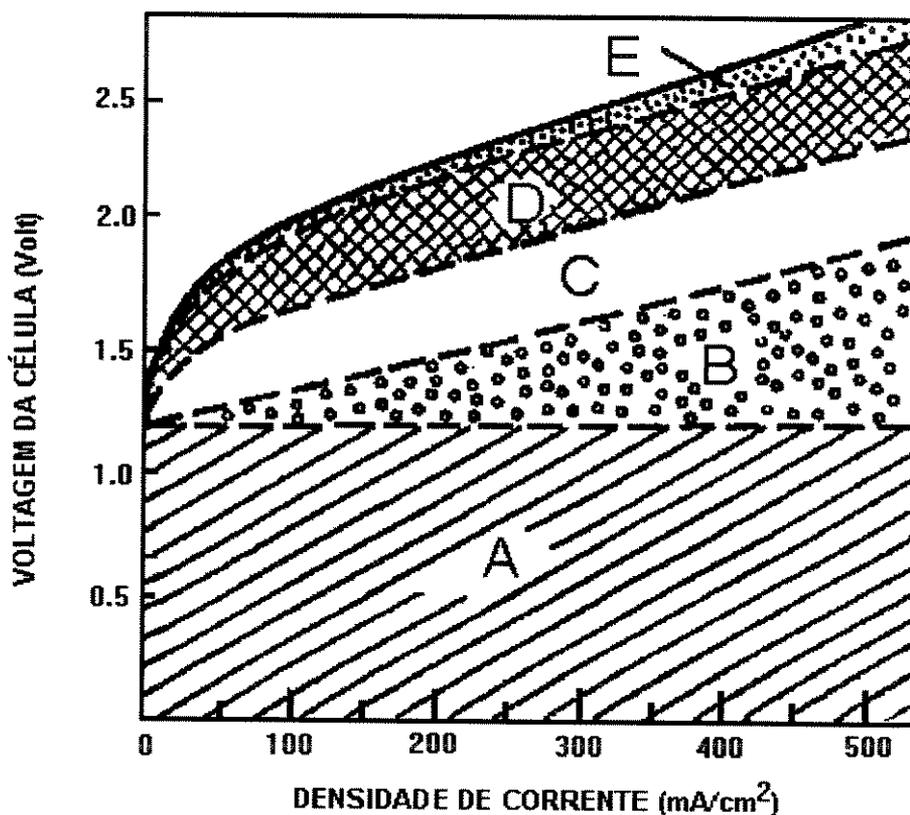


Fig. 4.3 - Curva de performance de um eletrolisador unipolar [LEROY, 983]

Segundo Faraday, quantidades iguais de eletricidade carregam ou descarregam eletricamente quantidades equivalentes de íons (H^+ ou OH^-) em cada eletrodo, ou seja, um equivalente grama (1,008 g de H_2 e 8,000 g de O_2) da substância é alterado em cada eletrodo por uma carga cujo valor é de 1 Faraday (96.485 C/mol). Portanto, existe uma relação entre a quantidade de hidrogênio produzido e a corrente elétrica que circula no eletrólito: uma corrente de 26,8 A numa hora (1 F) produz, nas condições padrões, 11,2 l de H_2 (1,008 g) e 5,6 l de O_2 (8,000 g). Logo para se produzir 1,0 Nm^3/h de H_2 (nas condições padrões) é necessário uma corrente de 2.393 Ampères.

A equação 4.17, a seguir, mostra o consumo específico de eletricidade (We em kWh/Nm³) em função da voltagem de operação da célula, deduzida a partir das afirmações acima e da relação elétrica “Potência = Voltagem x Corrente elétrica”

$$We = 2,393.V \quad (4.17)$$

A eficiência energética de um eletrolisador é definida como a relação entre o poder calorífico superior do produto formado ($n.F.V_{pcs}$) que no caso é o hidrogênio e o calor equivalente a energia elétrica introduzida no eletrolisador ($n.F.V_{op}$), sendo a equação igual a

$$\eta = (V_{pcs}/V_{op}) \times 100 \quad (4.18)$$

onde V_{op} é a voltagem operacional do eletrolisador; V_{pcs} é a voltagem correspondente ao poder calorífico superior do hidrogênio que pode ser determinada em função da temperatura (°C) pela equação [LeROY et. al., 1980]

$$V_{pcs}(T, p=1,0 \text{ atm}) = 1,4756 + 2,252 \times 10^{-4} T + 1,52 \times 10^{-8} T^2 \quad (4.19)$$

onde T é a temperatura em °C e a equação só é válida para a pressão atmosférica. Nas condições padrões (1,0 atm e 25°C), o $V_{pcs} = 1,481$ Volts; então nestas condições a equação 4.18 pode ser reescrita como

$$\eta = (1,481/V_{op}) \times 100 \quad (4.20)$$

Através das equações 4.17 e 4.20 elabora-se a Tabela 4.2, que mostra a variação da eficiência de eletrólise e consumo de energia do eletrolisador com a voltagem de operação nas condições padrões.

Tab. 4.2 - Variação da eficiência com a voltagem de operação e consumo de energia

Eficiência (%)	Voltagem de operação (V)	Consumo de energia (kWh/Nm³)
100	1,481	3,544
96	1,543	3,692
92	1,610	3,852
88	1,683	4,027
84	1,763	4,219
80	1,839	4,400
78	1,899	4,544
76	1,949	4,663
74	2,001	4,789
72	2,057	4,922
70	2,116	5,063

4.2 - Classificação dos eletrolisadores

Os eletrolisadores são classificados como convencionais, cuja tecnologia foi desenvolvida durante a primeira metade do século XX e mantêm-se basicamente a mesma até hoje, e avançados, os quais encontram-se em fase de desenvolvimento tecnológico. A seguir comenta-se com detalhes os dois casos.

4.2.1 - Eletrolisadores convencionais

O meio condutor iônico nestes tipos de eletrolisadores é o KOH (hidróxido de potássio), que, entre os meios básicos economicamente interessantes, oferece a menor resistência ôhmica, sendo, por isso, o mais utilizado [HALL, 1976]. Os eletrodos são protegidos por niquelação para evitar corrosão; a estrutura é de aço-carbono; o diafragma é de asbesto (tecido de amianto), sendo que alguns eletrolisadores convencionais modernos empregam o asbesto com polímeros ou tecidos exclusivamente constituídos por polímeros como o teflon e outros [ROSA, 1994]. Esses eletrolisadores, quando comparados aos avançados, são de dimensões maiores e baixas correntes por unidade de área dos eletrodos, são feitos à base de materiais convencionais, e tem eficiências menores [CHESF, 1987].

Os eletrolisadores convencionais mais comuns são os alcalinos que utilizam uma solução entre 25% e 30% de KOH como eletrólito, possuem membranas de asbesto envolvendo os ânodos para evitar que oxigênio entre em contato com o hidrogênio. A maioria destes eletrolisadores operam à pressão atmosférica, sendo que alguns à pressões maiores, até 30 bar. Apresentam eficiências acima de 75% e temperatura de operação entre 70 e 100°C [FRIBERG, 1993].

Os eletrolisadores são classificados em monopolares ou unipolares (tipo tanque) e bipolares (filtro prensa). Unipolar significa que os eletrodos tem uma única polaridade (negativa ou positiva) de forma que em cada um deles se processa apenas uma reação produzindo somente um gás (H_2 ou O_2 em ambos os lados do eletrodo); são agrupados num único reservatório de eletrólito (tanque), e arranjados eletricamente em paralelo, separados por diafragmas de asbesto. Nos eletrolisadores monopolares há elevadas correntes e baixas voltagens. Nos eletrolisadores bipolares todos os eletrodos, exceto os que se localizam nas extremidades, tem duas polaridades, funcionando como ânodos (produção de O_2) em uma das faces e como cátodos (produção de H_2) na outra face. O arranjo desses eletrodos é através de placas paralelas na posição vertical, onde um grande número pode ser colocado lado a lado, com um diafragma separando a câmara de produção de oxigênio daquela para hidrogênio; cada eletrodo está eletricamente em série, mas isolados de seus vizinhos. Nos eletrolisadores bipolares há baixas correntes (em relação aos unipolares) e altas voltagens [STUART, 1991; SILVA, 1991; LEROY, 1983; BOCKRIS, 1981]. As Figuras 4.4 e 4.5 mostram o esquema do arranjo unipolar e o bipolar.

O arranjo unipolar tem uma montagem eletro-mecânica simples e uma manutenção fácil, pois módulos de células individuais podem ser isolados sem interromper a operação. Devido às altas correntes e baixas voltagens exigem retificadores e barras condutoras de custos mais elevados; porém apresentam menor custo de manutenção, devido à simplicidade e não requerem sistemas auxiliares externos (separadores de gás, compressores, bombas, etc.). Os eletrolisadores bipolares, apesar de mais complexos, dispensam o uso de barramentos para interligação dos eletrodos porque o eletrólito é o meio condutor entre as células, sendo que, também devido à baixa corrente, há uma menor resistência interna.

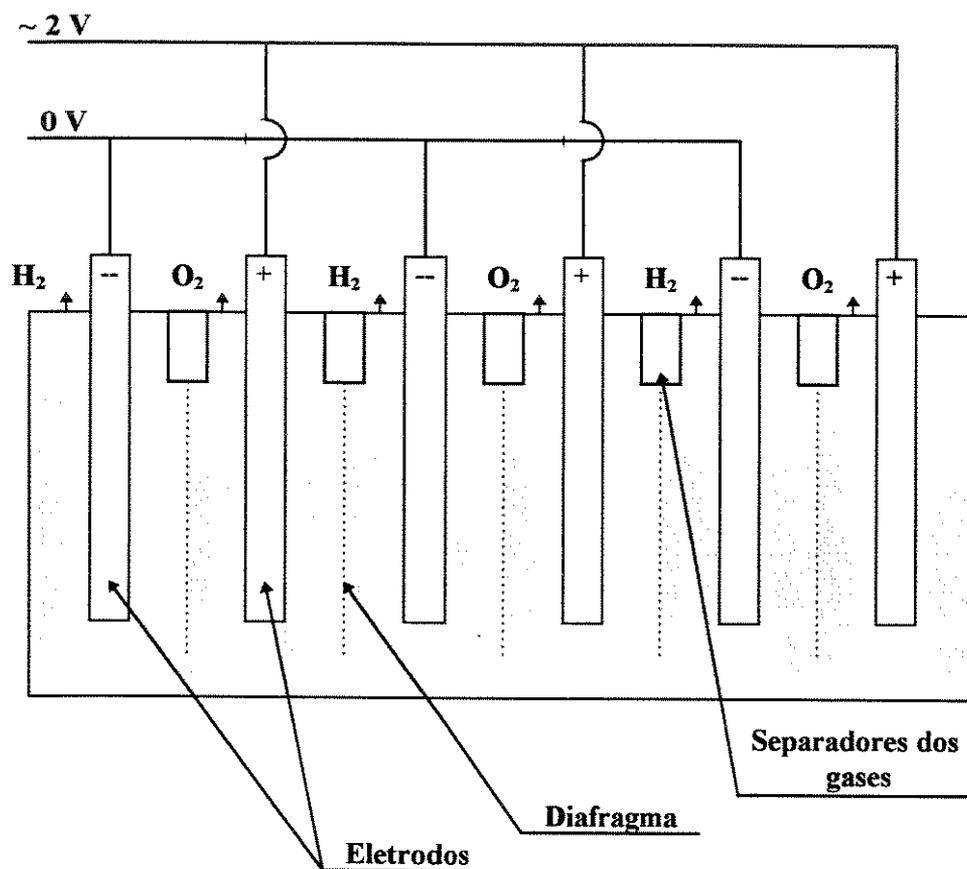


Fig. 4.4 - Esquema de um eletrolisador unipolar (Tipo tanque) [BOCKRIS, 1981]

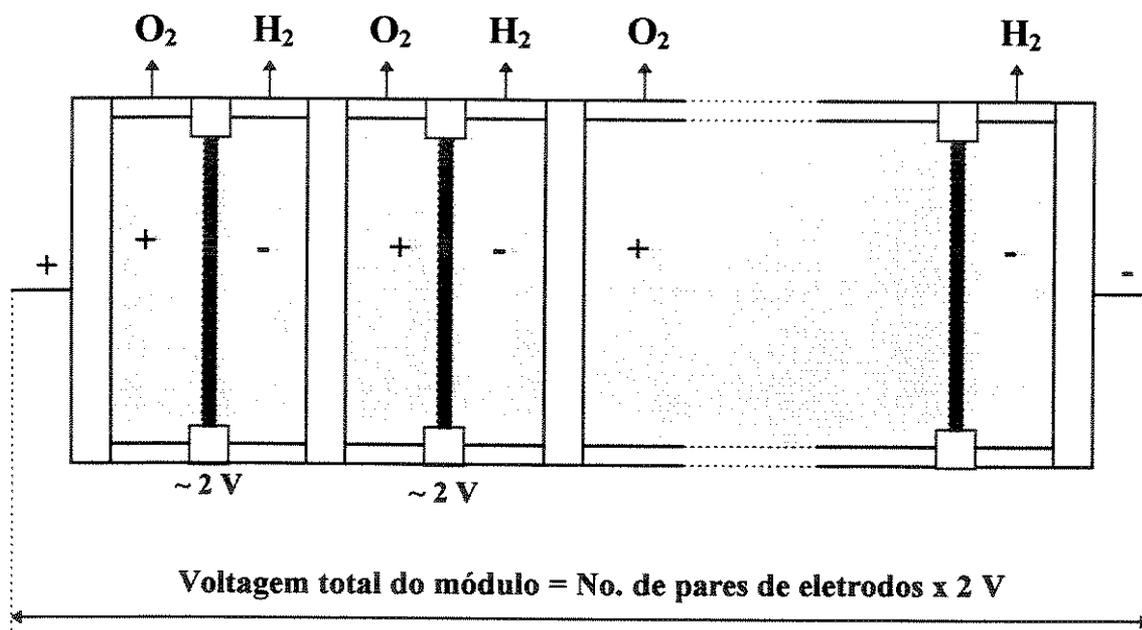


Fig. 4.5 - Esquema de um eletrolisador bipolar (Filtro prensa) [BOCKRIS, 1981]

4.2.2 - Eletrolisadores avançados

Os eletrolisadores avançados se originaram dos programas espaciais norte-americanos. O objetivo desta tecnologia é a obtenção de estruturas compactas, aumento da eficiência e diminuição dos custos. Os principais tipos de eletrolisadores avançados são os alcalinos à médias temperaturas, com eletrólito sólido (SPE), e a altas temperaturas.

4.2.2.1 - Eletrolisadores alcalinos avançados

Nesta tecnologia procura-se reduzir as perdas associadas ao sobrepotencial catódico e anódico e resistência ôhmica, reduzindo, assim, a voltagem e aumentando a eficiência. Logo, desenvolvem-se células com baixa resistência interna, eletrodos especiais com menores sobrevoltagens e altas densidades de corrente quando comparados aos convencionais. Os avanços tecnológicos estão voltadas para:

Construção de células “zero-gap”: posicionamento dos eletrodos diretamente sobre a superfície do diafragma, reduzindo, assim, o espaço entre os eletrodos, produzindo uma diminuição da voltagem no eletrólito e, conseqüentemente, uma menor perda ôhmica (calor), causada pela corrente. Na construção “zero-gap” os eletrodos são perfurados com aberturas cônicas de diâmetros diferenciados no cátodo e ânodo, tornando-os porosos, o que impede a aglomeração das bolhas de gases.

Diafragma: substituição do diafragma de asbesto por uma membrana trocadora de íons, em geral baseada numa estrutura de teflon contendo agentes condutores iônicos inorgânicos, tais como titanato de potássio ou ácido poliantimônico, denominadas membranas IME (Inorganic Membrane Electrolyte), as quais são finas e com baixa resistência.

Eletrocatalisadores: tem sido produzidos para baixar os sobrepotenciais (anódico e catódico), onde são feitas coberturas de Raney-níquel no cátodo, e misturas de metais contendo dióxido de cobalto como agente catalítico para o ânodo, o que facilita o desenvolvimento dos gases [SILVA, 1991; FRIBERG, 1993; ULLMANN'S, 1989]. A Figura 4.6 mostra o esquema de uma célula eletrolítica avançada utilizando membrana inorgânica como eletrólito.

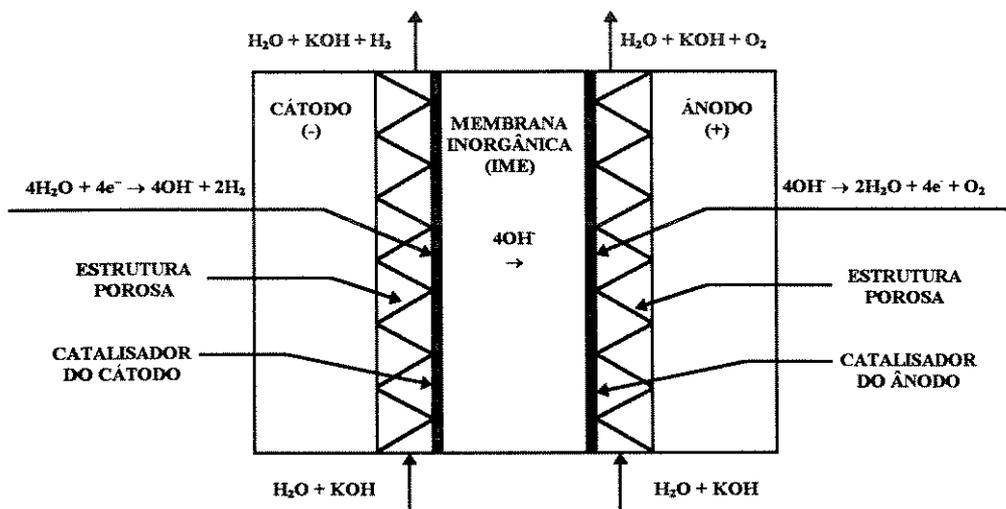


Fig. 4.6 - Esquema de uma célula eletrolítica avançada que utiliza membrana inorgânica [SILVA, 1991]

4.2.2.2 - Eletrólise avançada com polímero sólido

A eletrólise via eletrólito sólido (SPE) vem sendo muito estudada desde 1960, sendo a General Electric Company (E.U.A) a pioneira. Nesta tecnologia é usado como eletrólito uma membrana polimérica sólida de ácido perflurossulfônico, conhecida comercialmente como Nafion. São aplicados catalisadores na superfície da membrana para gerar um íntimo contato entre eletrodo-eletrólito. A membrana polimérica, por ser muito fina, permite uma grande proximidade entre os eletrodos. Neste processo, água deionizada circula junto ao ânodo, onde é decomposta eletroquimicamente produzindo oxigênio, íons hidroxônio e elétrons, ao mesmo tempo em que umedece a membrana e serve como refrigerante. Os íons hidroxônio movem-se através da membrana SPE e então recombina-se no cátodo com elétrons fornecidos pela fonte de f.e.m. externa, para formar hidrogênio gasoso. Dependendo da temperatura de operação e do diferencial de pressão através da membrana SPE, uma pequena quantidade de água, associada com os íons hidroxônio, penetra através da membrana e é finalmente descarregada com o hidrogênio produzido no cátodo. A membrana é de aproximadamente 2,5 mm e densidades de corrente acima de $20.000 A/m^2$ são obtidas em temperaturas de $150^\circ C$. A vantagem deste tipo de eletrolisador, além da melhor eficiência, é o seu pequeno volume, devido à ausência do sistema de eletrólito a KOH e às altas densidades de corrente [BOCKRIS, 1981; ULLMANN'S, 1989]. A desvantagem é que a membrana SPE ataca

metais, apresentando problemas de corrosão nos eletrodos, além de serem muito caras [SILVA, 1991]. A Figura 4.7 mostra o esquema de eletrólise a polímero sólido.

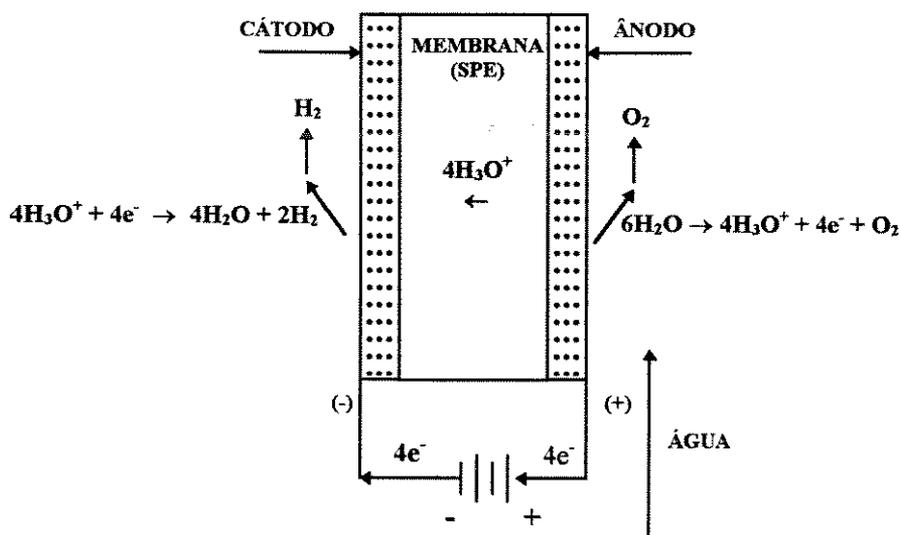


Fig. 4.7 - Esquema de um sistema de eletrólise avançada com polímero sólido [BOCKRIS, 1981]

4.2.2.3 - Eletrólise a altas temperaturas

Este processo de eletrólise é o que proporciona a maior economia em termos de energia elétrica para sua realização. A temperatura envolvida é de aproximadamente 1.000 °C e a eletrólise realiza-se com água na forma de vapor e não em meio aquoso. Materiais cerâmicos (resistentes a altas temperaturas) à base de óxido de zircônio (ZrO_2) e ítrio (Y_2O_3) servem como membrana separadora (eletrólito), conduzindo íons O^{2-} , sendo a condutividade do tipo aniônica e não mais catiônica como nos SPE. Os eletrodos são constituídos de materiais de alto ponto de fusão. O cátodo é a parte interna do cilindro e o ânodo é a externa. Com o aumento da temperatura o consumo de eletricidade é baixo. Um dos maiores problemas deste processo é o desenvolvimento de materiais resistentes e duráveis às severas condições de operação [SILVA, 1991; FRIBERG, 1993]. A Figura 4.8 mostra o esquema de um eletrolisador a altas temperaturas.

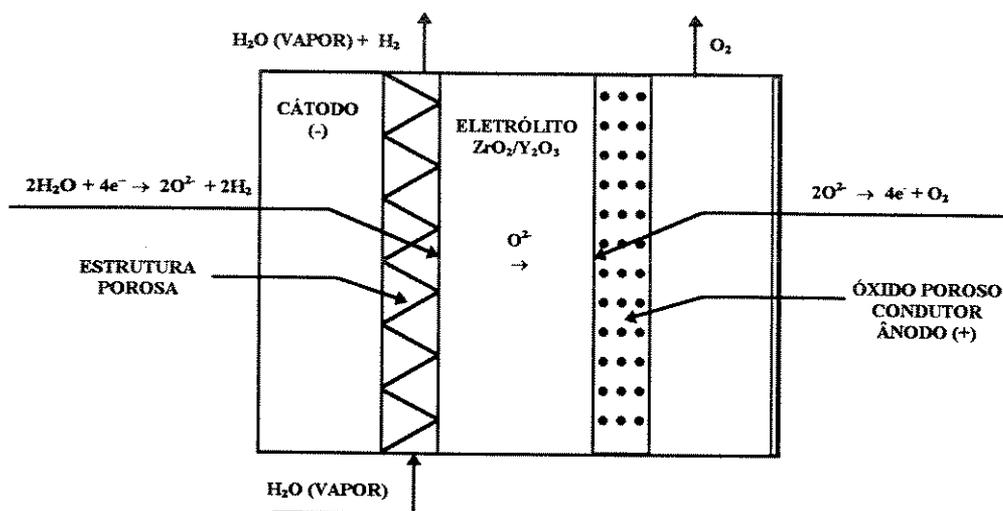


Fig. 4.8 - Esquema de um sistema de eletrólise a altas temperaturas [SILVA, 1991]

4.3 - O Estado da arte dos eletrolisadores comerciais

Os eletrolisadores comercializados atualmente são do tipo monopolar (tipo tanque) e bipolar (filtro prensa). As empresas que se destacam na produção de eletrolisadores com fins comerciais são a Electrolyser, Lurgi Bamag, Norsk Hydro, De Nora Permelec e Teledyne Energy Systems.

4.3.1 - Tipo monopolar

Nos primeiros eletrolisadores de água comerciais, as células monopolares eram as mais utilizadas e eram produzidas por vários fabricantes na Europa e América do Norte. Recentemente a produção destes eletrolisadores decresceu dando lugar aos bipolares. A Electrolyser Corporation Ltda (Canadá) é a empresa líder no ramo de produção e desenvolvimento de eletrolisadores monopolares há mais de 60 anos.

O eletrolisador modelo “Stuart”, o primeiro comercializado pela Electrolyser, consiste de um tanque vedado retangular de aço carbono, que é banhado na parte interna com níquel para proteção contra corrosão. No interior do tanque estão os eletrodos dispostos na forma monopolar (ver Figura 4.4). O diafragma é de asbesto e os eletrodos são de aço de alta condutividade; o ânodo é coberto com níquel esponjoso e o cátodo tem sua superfície ativada por meio de tratamento especial. Um diafragma de asbesto, circunda cada ânodo para evitar a

mistura dos gases formados (oxigênio com hidrogênio), e também conduz o oxigênio formado para uma câmara localizada em cima do tanque, enquanto o hidrogênio, fora da proteção de asbesto, vai para a câmara especial localizada também acima do tanque. Os eletrodos são conectados através de barramentos de cobre, que se localizam na parte de cima do tanque e fora deste, sendo uma barra para cada polaridade (ligação paralela). O eletrólito é à base de hidróxido de potássio (KOH). O eletrólito que sobe junto com os gases formados é condensado e desce por gravidade de volta ao tanque. A circulação do eletrólito é natural e interna (interior do tanque) [BOCKRIS, 1981].

Atualmente a Electrolyser passou a produzir como modelo standart, a célula EI 250, que é uma versão avançada da célula Stuart convencional. Ela tem uma maior eficiência, pois apresenta menores perdas. A diferença entre ela e o modelo convencional é o fato dos barramentos de cobre apresentarem uma nova disposição (H-clamp), que minimiza a queda de voltagem entre as células e facilita a retirada de uma célula do bloco, quando há necessidade de manutenção. Apresenta uma densidade de corrente nominal de $2,5 \text{ kA/m}^2$ a uma voltagem da célula de $1,5 \text{ V}$ [ELECTROLYSER, 1995].

4.3.2 - Tipo bipolar

Os eletrolisadores bipolares trabalham segundo o princípio descrito na seção 4.2.1. Nos eletrolisadores do tipo filtro prensa, as células, o diafragma e outros componentes, são reunidos e prensados entre duas placas finais, presas por tirantes.

Existem vários fabricantes de eletrolisadores bipolares, mas a diferença quanto à tecnologia é pouca, diferindo em alguns aspectos: pressão de operação da célula, no método de alimentar com eletrólito, as câmaras catódicas e anódicas no interior da célula e extração da mistura gás eletrólito para fora de ambas as câmaras.

Os principais fabricantes de células bipolares são as empresas De Nora Permelec S. A. (Itália), Norsk-Hydro (Noruega), Teledyne Energy Systems (USA) e Lurgi-Bamag (Alemanha).

Norsk Hydro Technology: desde 1927, a Norsk Hydro tem produzido e operado eletrolisadores, principalmente para produção de amônia para fertilizantes. Em Glomfjord e Rjukan (Noruega) ela opera duas grandes plantas de eletrólise. Nos eletrolisadores Norsk Hydro, a alimentação do eletrólito e saída da mistura gás-eletrólito é feita através de dutos dentro da estrutura filtro prensa, os quais possuem cavidades junto as câmaras onde são formados os gases H_2 e O_2 , para a entrada do eletrólito e saída da mistura gás/eletrólito.

A Figura 4.9 mostra a vista explodida dos componentes de uma célula Norsk Hydro. O diafragma é de asbesto (2 mm de espessura) e na montagem do eletrolisador, quatro tirantes e duas placas laterais são utilizados, para junção do conjunto de células. Como todo eletrolisador tipo bipolar, este sistema necessita de separadores de gás, resfriadores do eletrólito, filtros e bombas, todos localizados na parte externa do eletrolisador. Os recipientes para a separação da mistura gás-eletrólito, são localizados em frente da estrutura filtro prensa; o eletrólito, após ser separado, é bombeado de volta ao eletrolisador através de um sistema de circulação (após passar por um resfriador e filtro).

As capacidades dos eletrolisadores Norsk Hydro variam de 10 a 400 Nm^3/h . Para aumentar a capacidade é só acrescentar células à estrutura filtro prensa [NORSK HYDRO, 1993].

Lurgi Bamag: a Lurgi Bamag GmbH produz eletrolisadores há mais de 30 anos. O eletrolisador do sistema Lurgi opera à 30 bar de pressão, economizando gastos com compressores de gás, reduzindo o tamanho dos equipamentos, e baixando a sobretensão da célula. Semelhante ao Norsk Hydro, o sistema de alimentação de eletrólito e de saída de gás-eletrólito é através de dutos no interior do eletrolisador, que desembocam numa única saída gás/eletrólito ou entrada de eletrólito. A Figura 4.10 mostra a vista explodida dos componentes de uma célula Lurgi Bamag. Eletrodos na forma de peneiras são prensados diretamente sobre um diafragma de asbesto, por placas metálicas com estampas na forma de cones enrugados, que proporcionam um melhor contato elétrico entre os eletrodos (cátodo e ânodo) da junção celular, e também permitem que as bolhas de hidrogênio e oxigênio subam

atrás dos eletrodos. Cada armação da célula é separada e lacrada por uma junta de vedação coberta de teflon. Como nos eletrolisadores Norsk Hydro todo conjunto é prensado entre duas placas e um sistema de seis tirantes. Nestes eletrolisadores os recipientes onde os gases são separados (separadores) estão no topo do eletrolisador. O eletrólito é separado e injetado em um duto localizado na parte inferior (após ser resfriado e filtrado) [LURGI BAMAG, 1993].

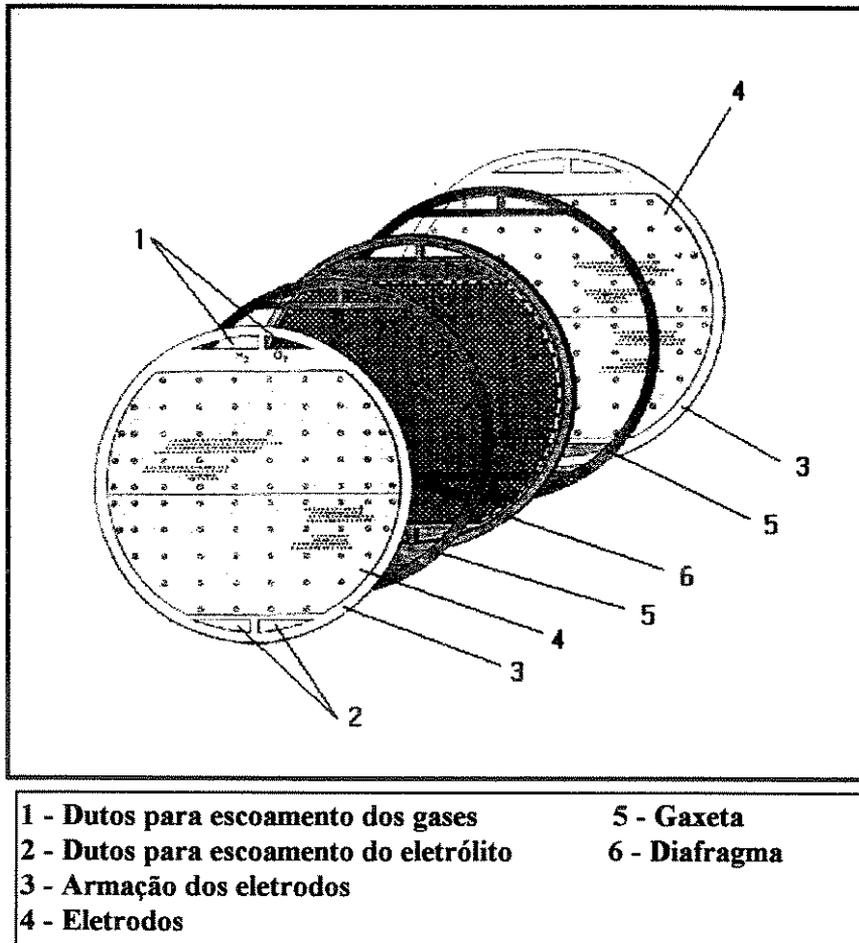


Fig. 4.9 - Vista explodida dos componentes de uma célula Norsk Hydro [NORSK HYDRO, 1993]

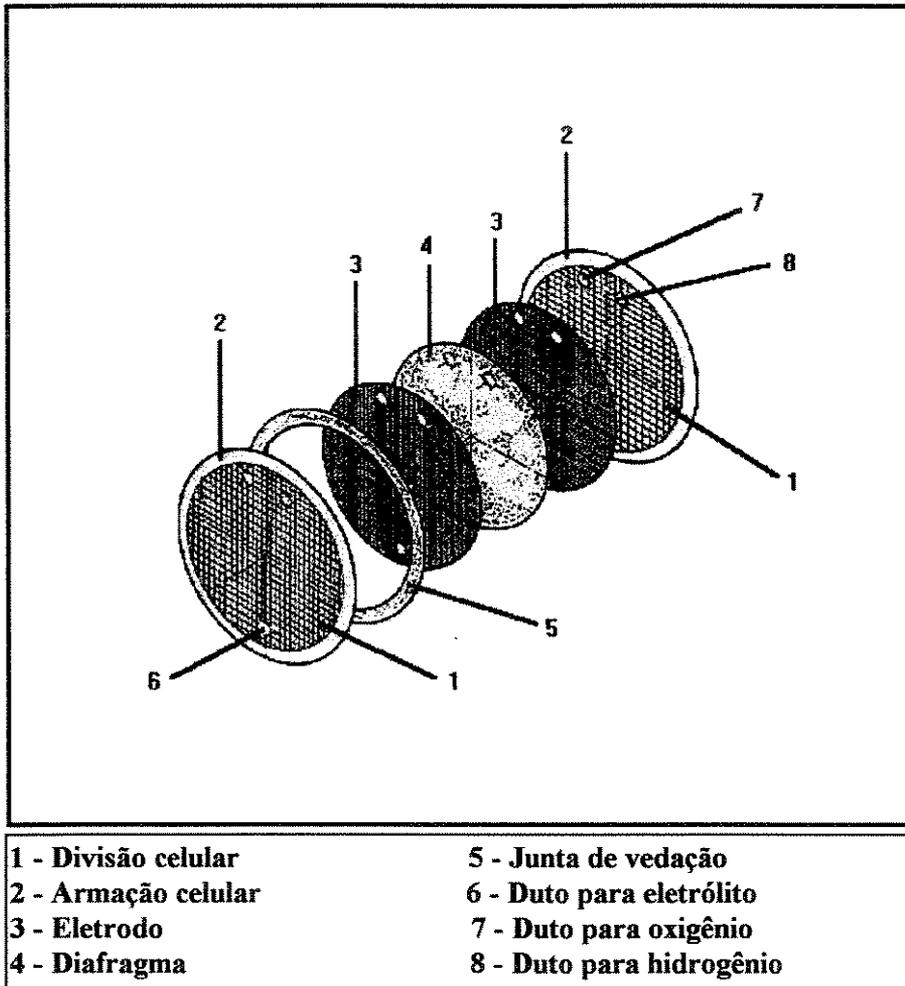


Fig. 4.10 - Vista explodida dos componentes de uma célula Lurgi-Bamag [LURGI BAMAG, 1993]

De Nora Permelec: os eletrolisadores De Nora consistem de uma bateria de células bipolares prensadas entre duas placas finais por tirantes. A célula consiste de dois eletrodos de sinais opostos montados em placas bipolares, os quais são ao mesmo tempo, placas divisoras entre as células adjacentes. Um duplo diafragma separa o compartimento anódico do catódico, de uma mesma célula. O duplo diafragma é mantido na linha de centro da moldura metálica, funciona também como invólucro da célula elementar. Os gases H_2 e O_2 produzidos no compartimento catódico e anódico, de cada célula, escoam através de tubos individuais, e são coletados em separadores de gás/eletrólito, instalados na parte superior do eletrolisador. Os gases dos respectivos separadores passam através de resfriadores, nos quais são resfriados e desumidificados. O hidrogênio e oxigênio resfriados escoam para os gasômetros, e, daí, são lavados e enviados para as instalações de processamento seguintes [DE NORA, 1992].

A Figura 4.11 mostra um eletrolisador tipo bipolar em corte.

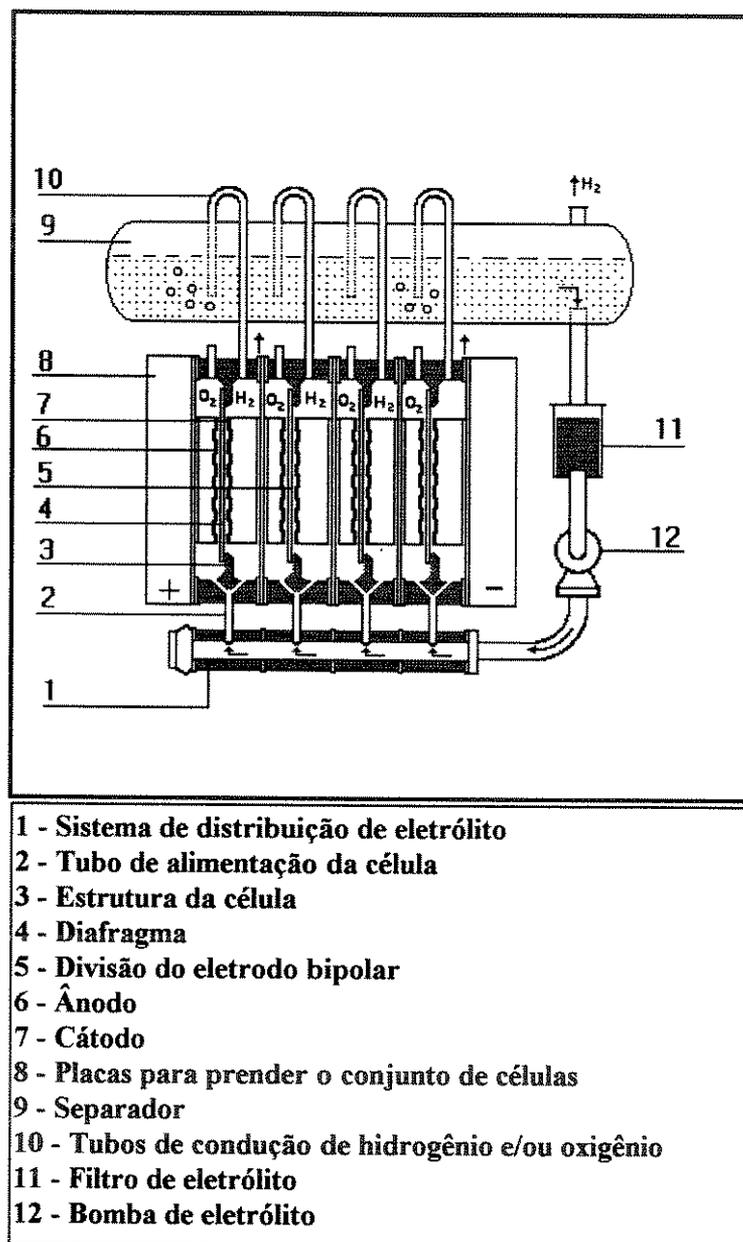


Fig. 4.11 - Eletrolisador tipo bipolar em corte [BOCKRIS, 1981]

Observa-se que o eletrolisador De Nora tem a montagem semelhante ao da Figura 4.10, diferindo no tipo de diafragma (duplo). Já nos modelos Lurgi Bamag e Norsk Hydro, existe uma única entrada do eletrólito e saída dos gases, ao contrário do eletrolisador acima, que cada câmara de hidrogênio e oxigênio tem uma entrada de eletrólito e saída de gás.

Teledyne Energy Systems: Neste tipo de eletrolisador, apenas um eletrodo é banhado com eletrólito (ver Figura 4.12). Basicamente a célula de eletrólise contém eletrodos porosos,

os quais são separados por uma matriz porosa de asbesto. Com a matriz separadora saturada, com solução 25% KOH, e a aplicação de uma voltagem conveniente aos eletrodos, o resultado é a produção de hidrogênio e oxigênio, os quais fluem através de cavidades apropriadas. A matriz porosa de asbesto molhada tem poros de diâmetro igual a $0,7\ \mu\text{m}$, que impedem que o gás escoe diretamente do cátodo ao ânodo. Esta propriedade da matriz de asbesto, permite à célula, operar com hidrogênio gasoso a pressão mais alta do que o O_2 gasoso, e desse modo, assegura que todo líquido livre permaneça dentro do compartimento anódico da célula. Então, com o H_2 gerado no compartimento livre de líquido, só um separador de gás/eletrólito, tanque de eletrólito, resfriador, e bomba são necessários. As células empregam o sistema filtro prensa (bipolar) de montagem de célula individual. O conjunto de células é sustentado por placas finais presas por tirantes [BOCKRIS, 1981].

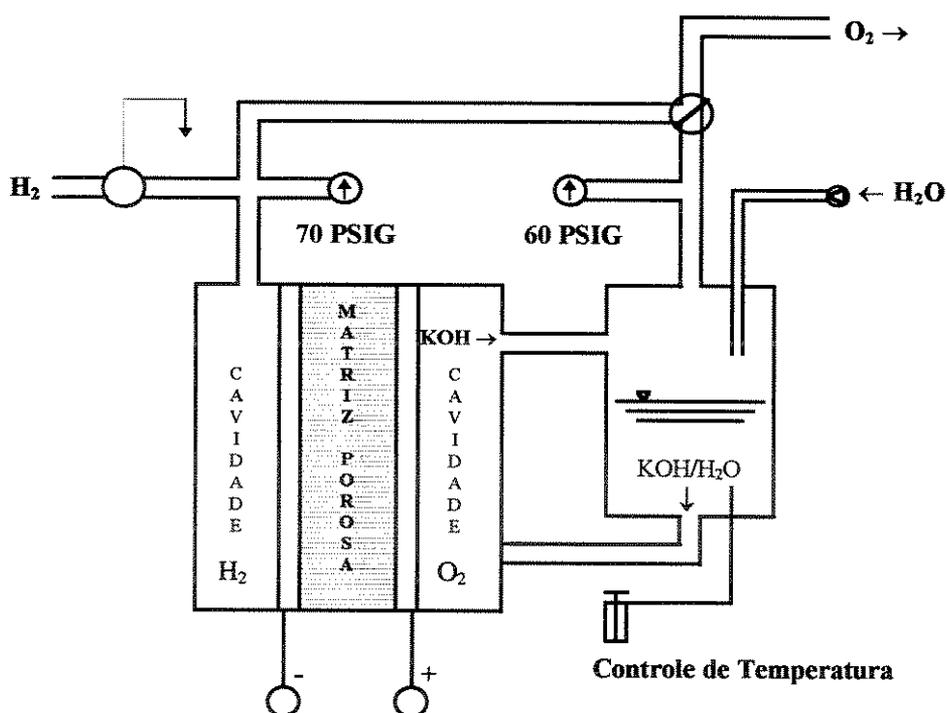


Fig. 4.12 - Esquema de funcionamento de um eletrolisador da Teledyne [BOCKRIS, 1981]

Os eletrolisadores comercializados pela Teledyne, que são mais recomendados para produção de hidrogênio em maior escala, são os da série EC, cuja capacidade de geração está entre 28 e $42\ \text{Nm}^3/\text{h}$, enquanto as outras séries (HM, HG e Altus 20) tem uma menor

capacidade de geração, sendo recomendados para aplicações que utilizem hidrogênio em menor escala [TELEDYNE, 1995].

A Tabela 4.3 mostra os dados técnicos dos eletrolisadores descritos acima, tais como pressão e temperatura de operação, eficiência, voltagem, consumo de água e outros.

Tab. 4.3 - Dados técnicos de eletrolisadores

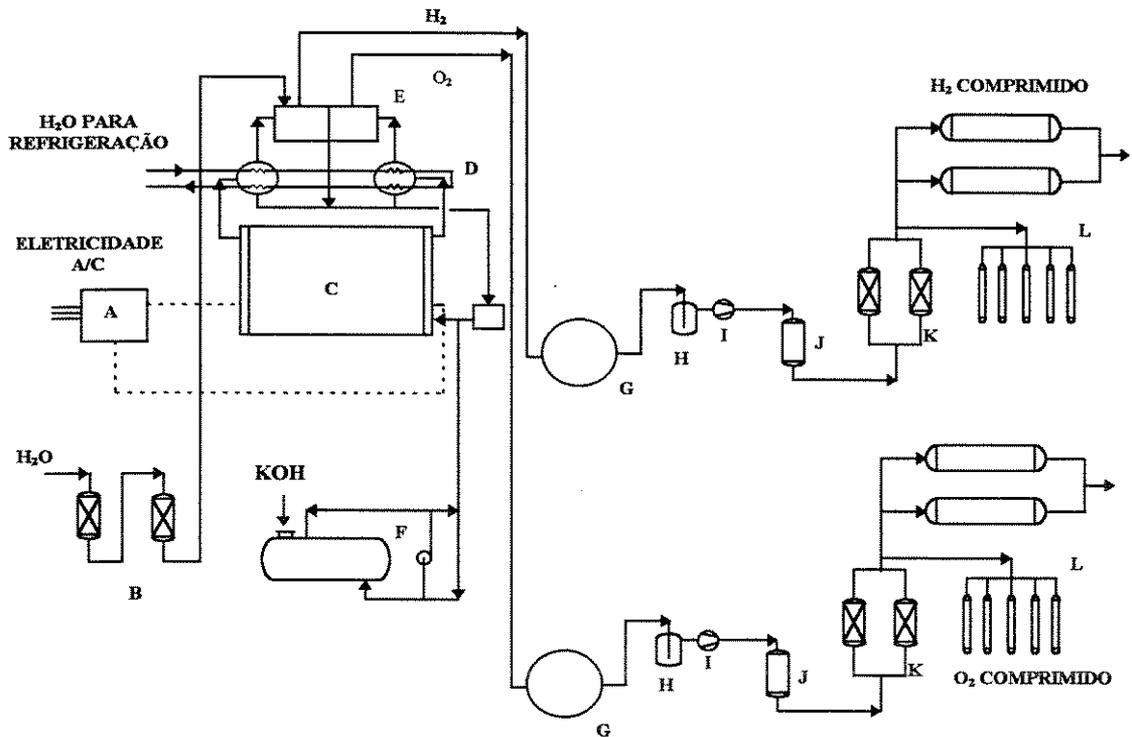
Fabricante	Electrolyser Co.	Norsk Hydro	De Nora Permelec	Lurgi-Bamag	Teledyne Energy Systems
Eletrolisador	EI-250	Padrão	Padrão	Pressurizado	Tipo-EC
Tipo de célula	tipo tanque	filtro prensa	filtro prensa	filtro prensa	filtro prensa
Pressão de operação	150 mm H ₂ O	100-300 mm H ₂ O	200 mm H ₂ O	30 bar	4,2-9,1 kg/cm ²
Temperatura de operação	70°C	75-80 °C	75 °C	--	--
Densidade de corrente	2.500 A/m ²	--	2.000 A/m ²	--	--
Voltagem da célula	1,85 V	--	1,9 V	--	--
Eficiência da célula	81%	--	--	--	--
Consumo de energia	4,4 kWh/Nm ³	4,1 (± 0,1) kWh/Nm ³	4,7 kWh/Nm ³	4,3-4,6 kWh/Nm ³	6,4 kWh/Nm ³
Consumo de água	1,0 l/Nm ³ H ₂	0,90 l/Nm ³ H ₂	0,85 l/Nm ³ H ₂	0,85 l/Nm ³ H ₂	--
Grau de pureza do hidrogênio	99,9%	99,5%	99,8%	99,8%	99,9993%
Eletrólito	30% KOH	25% KOH	29% KOH	25% KOH	25% KOH

Fonte: TELEDYNE (1995); ELECTROLYSER (1995); NORSK HYDRO (1993); LURGI BAMAG (1993); DE NORA, (1992)

Observa-se na Tabela 4.3 que o consumo médio de energia elétrica por eletrolisadores que trabalham nas condições padrões (Electrolyser, Norsk Hydro e De Nora) é da ordem de 4,4 kWh/Nm³, ou seja, uma eficiência de aproximadamente 80% (ver Tabela 4.2).

4.4 - Planta de eletrólise

A Figura 4.13, a seguir, mostra o esquema de uma planta de eletrólise com os equipamentos mais importantes.



A - Retificador de corrente	I - Compressor
B - Desmineralizador	J - Purificador de gás
C - Eletrolisador	K - Secador
D - Separador de gás e resfriador	L - Tanque de estoque a alta pressão e estação de carregamento de cilindros
E - Gás scrubber	
F - Tanque de eletrólito e bomba	
G - Gasômetro	
H - Filtro	

Fig. 4.13 - Esquema de uma planta de eletrólise [ULLMANN'S, 1989]

Os componentes mais importantes de uma planta de eletrólise são definidos como [SILVA, 1991]:

Retificador: através do retificador, a corrente alternada (AC), é convertida em corrente contínua (DC). O seu dimensionamento depende da capacidade de produção da planta, do tipo de eletrolisador e da voltagem da rede. A corrente é conduzida às células por meio de barras de cobre achatadas, sendo esta geometria, necessária para evitar o excesso de aquecimento do barramento, quando ocorre altas correntes. São acoplados ao retificador outros componentes como disjuntores, transformadores e sistemas de controle.

Deionizador ou desmineralizador: a água consumida durante a eletrólise, tem que ser reposta constantemente, sendo, o consumo, de aproximadamente 1,0 litro por Nm³ de hidrogênio produzido, levando-se em conta as perdas por evaporação. A água deve atingir alta pureza, para evitar problemas de corrosão e acúmulo de substâncias indesejáveis no interior do eletrolisador, mantendo-se a resistividade elétrica inferior a 10⁶ Ohm/cm. No desmineralizador, o processo de purificação é por meio de troca iônica.

Sistemas de separação dos gases: dependendo do tipo de arranjo, a separação dos gases é de maneira diferenciada. No arranjo bipolar, a separação é feita no exterior da célula em resfriadores/separadores; após esse processo os gases são enviados para as etapas seguintes e o eletrólito é filtrado e bombeado para o interior do arranjo celular. Já no arranjo monopolar, a separação é feita no interior da célula, onde os gases emergem para resfriadores/separadores (“scrubbers”), que retornam o eletrólito para o sistema de alimentação de água; neste arranjo não é necessário o uso de bombas para a circulação do eletrólito (ao contrário do bipolar).

Armazenamento intermediário: após serem separados os gases, quando a baixas pressões, são armazenados em gasômetros a selos d’água ou a pressões altas em vasos de pressão. Os gasômetros mantêm a pressão do gás constante e agem como um equipamento de alívio hidráulico.

Sistemas de purificação: em muitos casos a aplicação ou a armazenagem final dos gases exige um processo de purificação para retirada de contaminantes do hidrogênio. Os contaminantes mais comuns no hidrogênio são a água e o oxigênio. Além desses, podem aparecer outros devido à forma de armazenamento: quando em gasômetros de selo d’água ocorre a difusão para o hidrogênio de nitrogênio e dióxido de carbono do ar. Após deixar o gasômetro o gás é filtrado e comprimido em um compressor para atingir uma pressão mínima

de trabalho para o sistema de purificação. No caso são usados comumente purificadores catalíticos e secadores mecânicos de gás.

Armazenamento: o gás é armazenado em reservatórios à pressão de saída das unidades de purificação, ou podem ser transportados por tubulações a pressões mais elevadas, o que demanda o uso de compressores que não contaminem o gás; no caso de necessidade de manutenção da pureza do gás os compressores de diafragma são aconselháveis.

Capítulo 5

Geração de Hidrogênio a partir da Energia Hidrelétrica Secundária

O aproveitamento dos importantes potenciais hidrelétricos secundários brasileiros pode ser feito de várias formas. A primeira é através de estímulos ao consumo por meio de tarifas diferenciadas, como já vem ocorrendo em diversos casos.

Outra forma de aproveitamento é a transformação desta energia em produtos e/ou compostos, energéticos ou não energéticos, que podem ter um custo competitivo se a eletricidade utilizada tiver um preço menor. Entre estas opções está a produção de hidrogênio eletrolítico, o qual poderia ser utilizado como um energético e/ou um não energético. No primeiro caso, a energia secundária é transformada em hidrogênio gasoso, o qual é estocado, transportado a outras localidades e reconvertido em eletricidade novamente, por meio de células de combustível e ou/turbinas a gás. Essa opção energética foi explorada com maiores detalhes no Capítulo 7.

Como aproveitamento não energético do hidrogênio via energia secundária, a melhor opção é a síntese da amônia para fertilizantes nitrogenados, sendo o processo que mais consome hidrogênio hoje no Brasil, como já foi mostrado. Esta opção foi estudada com detalhes no Capítulo 6 (Estudo de Caso).

Neste capítulo é desenvolvida uma metodologia para o cálculo do potencial e custo mínimo de hidrogênio eletrolítico, que pode ser produzido com o aproveitamento da energia hidrelétrica secundária disponível nos sistemas interligados.

5.1 - Potencial brasileiro de hidrogênio via energia secundária

O total disponível de energia secundária no Brasil para 1995 foi de 2.800 MWmed (Tabela 3.10). Como curiosidade, a utilização dos 2.800 MWmed de energia secundária em eletrolisadores com uma eficiência média da ordem de 80%, consumo de 4,4 kWh/Nm³ de H₂ (ver Tabela 4.3) e operação durante 8.300 h/ano (ANDREASSEN et al., 1993), proporcionaria uma produção de 5,28 x 10⁹ Nm³/ano de hidrogênio, que corresponde a 1,26 vezes o consumo total de hidrogênio no Brasil em 1994. Não foi considerado neste cálculo de estimativa a eficiência do sistema de transmissão de energia secundária e outros.

5.1.1 - Disponibilidade mensal de energia secundária

Cada hidrelétrica que apresenta um vertimento considerável possui uma disponibilidade média de energia secundária durante o ano. Quando distribuída ao longo do ano, varia mês a mês, ou seja, nos meses secos ela é menor, sendo maior no meses úmidos.

A Tabela 5.1 mostra as estimativas de disponibilidade anual de energia secundária no sistema interligado Sul/Sudeste em 1995, que foi de 2000 MWmed ou 17.520 GWh (Y1).

Tab. 5.1 - Disponibilidades mensais de energia secundária (Fij)

	Percentagem mensal		Disponibilidade mensal de energia secundária			
	Xi (%)		Fij (MWh/mês)			
Janeiro	X1 =	17,6	3.083.520	2.312.640	1.541.760	770.880
Fevereiro	X2 =	22,3	3.906.960	2.930.220	1.953.480	976.740
Março	X3 =	23,7	4.152.240	3.114.180	2.076.120	1.038.060
Abril	X4 =	12,7	2.225.040	1.668.780	1.112.520	556.260
Mai	X5 =	4,1	718.320	538.740	359.160	179.580
Junho	X6 =	2,6	455.520	341.640	227.760	113.880
Julho	X7 =	1,4	245.280	183.960	122.640	61.320
Agosto	X8 =	0,8	140.160	105.120	70.080	35.040
Setembro	X9 =	1,4	245.280	183.960	122.640	61.320
Outubro	X10 =	2,4	420.480	315.360	210.240	105.120
Novembro	X11 =	3,2	560.640	420.480	280.320	140.160
Dezembro	X12 =	7,8	1.366.560	1.024.920	683.280	341.640
Disponibilidade anual de energia secundária	(MWh/ano)	2.000	17.520.000	13.140.000	8.760.000	4.380.000
	(MW/ano)	Yj	Y1 (*)	Y2	Y3	Y4

Os valores Y_2 , Y_3 e Y_4 , na Tabela 5.1, são hipóteses de disponibilidade anual de energia secundária no sistema Sul/Sudeste durante anos de hidraulicidade decrescente; os valores X_1 a X_{12} (X_i) são as distribuições percentuais mensais médias de energia secundária para cada Y_j , estimadas de estudos feitos pela CESP [CESP,1977; CESP, 1980]. Para cada X_i e Y_j há uma disponibilidade mensal de energia secundária (F_{ij}) determinada pela equação

$$F_{ij} = (X_i/100) \cdot Y_j \quad (5.1)$$

onde X_i é dado em % e Y_j em MWh. Um valor qualquer de disponibilidade anual de energia secundária no sistema Sul/Sudeste (Y_j), independente dos valores dados na Tabela 5.1, pode ser discretizado mensalmente em F_{ij} com o uso da equação (1), ou seja, a Tabela 5.1 funciona como uma metodologia de cálculo. Cabe mencionar que as percentagens (X_i) estão sujeitas a variações ano a ano, pois dependem do regime de chuvas.

A Figura 5.1 mostra graficamente a distribuição percentual mensal média da disponibilidade de energia secundária X_i (%) do sistema interligado Sul/Sudeste (dados da Tabela 5.1). Observa-se que os meses de Dezembro, Janeiro, Fevereiro, Março e Abril apresentam maior percentual de disponibilidade de energia secundária devido à maior incidência de chuvas; já os demais meses são secos.

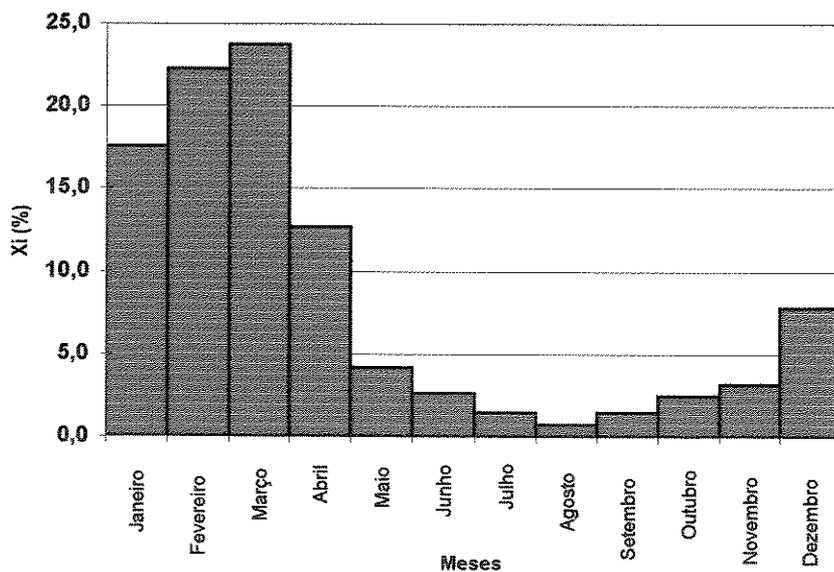


Fig. 5.1 - Distribuição percentual mensal média da disponibilidade de energia secundária (Fonte: tab. 3.11)

5.1.2 - Custo da associação energia hidrelétrica secundária e firme para produção de hidrogênio eletrolítico

Analisando a Tabela 5.1, observa-se que a energia secundária pode ser aproveitada para o consumo em maior escala durante os meses de Dezembro, Janeiro, Fevereiro, Março e Abril. Para que haja uma produção contínua de um produto qualquer com aproveitamento da energia secundária (durante 8.300 h/ano), deve-se recorrer ao uso de energia firme nos meses em que a energia secundária não é totalmente disponível, levando a uma associação de energia secundária e firme. Quanto maior o uso da energia firme (de maior custo) em relação a secundária, o custo final médio da eletricidade, e consequentemente do produto, tende a aumentar.

O custo de produção de hidrogênio eletrolítico via a associação de energia secundária e firme durante 8.300 horas/ano varia conforme a capacidade da planta de eletrólise (C_p) e a disponibilidade anual de energia secundária (Y_j). Se a capacidade da planta for pequena, ela poderá utilizar mais energia secundária do que firme ao longo do ano, o que leva a um custo menor da eletricidade (diminuindo o custo final de eletrólise); por outro lado plantas que tem uma menor capacidade tem um custo fixo de investimento maior, levando a um aumento do custo unitário da eletrólise. Se a capacidade da planta for grande, necessita-se de uma maior disponibilidade mensal de energia secundária (F_{ij}), ou seja é necessário consumir mais energia firme (mais cara), aumentando o custo do hidrogênio; mas plantas de maior capacidade tem um custo fixo de investimento menor que as pequenas (influência da economia de escala). Por isso, é necessário dispor-se de um procedimento para se determinar uma capacidade de produção ótima (custo final de hidrogênio mínimo) para uma dada disponibilidade anual de energia secundária (Y_j).

A Tabela 5.2 foi elaborada a partir da Tabela 5.1. Mostra o custo da associação energia secundária e firme, conforme a energia mensal requerida por várias plantas de hidrogênio trabalhando 8.300 horas/ano (média de 23 horas por dia) [ANDREASSEN et al., 1993]. A energia mensal requerida por cada capacidade de planta é satisfeita 100% por energia secundária ou pela associação energia secundária e firme. O consumo anual de energia de cada planta de eletrólise (C_a) é calculado pela equação

$$Ca = We.Cp.T = 36520.Cp \quad (5.2)$$

onde Ca é dado em MWh/ano, We, o consumo específico de energia do eletrolisador, é adotado como sendo de 4,4 kWh/Nm³, T é a disponibilidade anual da planta, que é de 8.300 h/ano, Cp é a capacidade da planta, em 1.000 Nm³/h. O consumo mensal de energia por cada planta de eletrólise (Cm) é o Ca/12 meses. Para determinar-se o consumo anual de energia secundária (Es) para cada planta (Cp), escolheu-se como exemplo a disponibilidade anual de energia secundária no sistema Sul/Sudeste (Y1) que corresponde à coluna Fil (Tab. 5.1). Os valores Es de cada planta são determinados através da relação

$$Es = k.Cm [\text{para Fil} \geq Cm] + \text{soma de todos os valores da coluna Fil} < Cm \quad (5.3)$$

Tab. 5.2 - Consumo anual de energia secundária e firme e custo da eletricidade em função da capacidade da planta e disponibilidade anual de energia secundária - Y1

Disponibilidade de energia secundária - Y1 (2000 MWmed)						
Capacidade da planta (1.000 Nm ³ /h) Cp	Consumo total de energia da planta (MWh)		Consumo de energia (MWh/anual)		Porcentagem de Es (%) P	Custo da Eletricidade (Ce) US\$/MWh
	Anual Ca	Mensal Cm	Secundária Es	Firme Ef		
1	36.520	3.043	36.520	0	100	9,70
5	182.600	15.217	182.600	0	100	9,70
10	365.200	30.433	365.200	0	100	9,70
20	730.400	60.867	730.400	0	100	9,70
40	1.460.800	121.733	1.460.800	0	100	9,70
60	2.191.200	182.600	2.148.760	42.440	98	10,06
80	2.921.600	243.467	2.818.297	103.303	96	10,36
100	3.652.000	304.333	3.369.717	282.283	92	11,14
150	5.478.000	456.500	4.702.220	775.780	86	12,33
200	7.304.000	608.667	5.719.362	1.584.638	78	13,74
250	9.130.000	760.833	6.589.845	2.540.155	72	14,87
300	10.956.000	913.000	7.350.680	3.605.320	67	15,82

onde *k* é o número de meses em que cada valor da coluna Fil é maior ou igual a Cm de cada planta. Uma planta deve complementar o consumo anual (Ca) com energia firme (Ef) para poder funcionar durante as 8.300 horas/ano, logo Ef de cada planta é dado por

$$E_f = C_a - E_s \quad (5.4)$$

O termo P (Tab.5.2) é o percentual de consumo de energia secundária pela planta durante o ano

$$P = (E_s/C_a).100 \quad (5.5)$$

sendo o custo médio da energia elétrica (C_e) determinado pela média ponderada entre as tarifas vigentes para E_s e E_f , conforme a expressão abaixo

$$C_e = (E_s.C_{ES} + E_f.C_{EF})/(E_s + E_f) \quad (5.6)$$

onde C_e e C_{EF} (tarifa de energia firme) são dados em US\$/MWh, C_{ES} é a tarifa para energia secundária, também em US\$/MWh.

Foram adotadas, neste estudo, as tarifas referentes aos setores energointensivos, nos quais se insere a produção de hidrogênio, que estão enquadradas nos subgrupos A1 (tensão de 230 kV ou mais) e A2 (tensão entre 88 a 138 kV). Segundo o DNAEE (1995), a tarifa convencional (C_{EF}) do subgrupo A2 é de US\$ 28.30/MWh e a tarifa especial para ETST (C_{ES}) para os subgrupos A1 e A2 é de US\$ 9.70/MWh.

Utilizando o procedimento descrito é possível elaborar tabelas semelhantes à Tabela 5.2 para disponibilidades de energia secundária ($Y_2, Y_3, Y_4 \dots Y_j$) de outros sistemas interligados ou usinas hidrelétricas isoladas (a exemplo da Tab. 5.2, que foi elaborada para para o sistema Sul/Sudeste).

A Figura 5.2 mostra o percentual de consumo de energia secundária durante o ano para cada capacidade de planta eletrolítica.

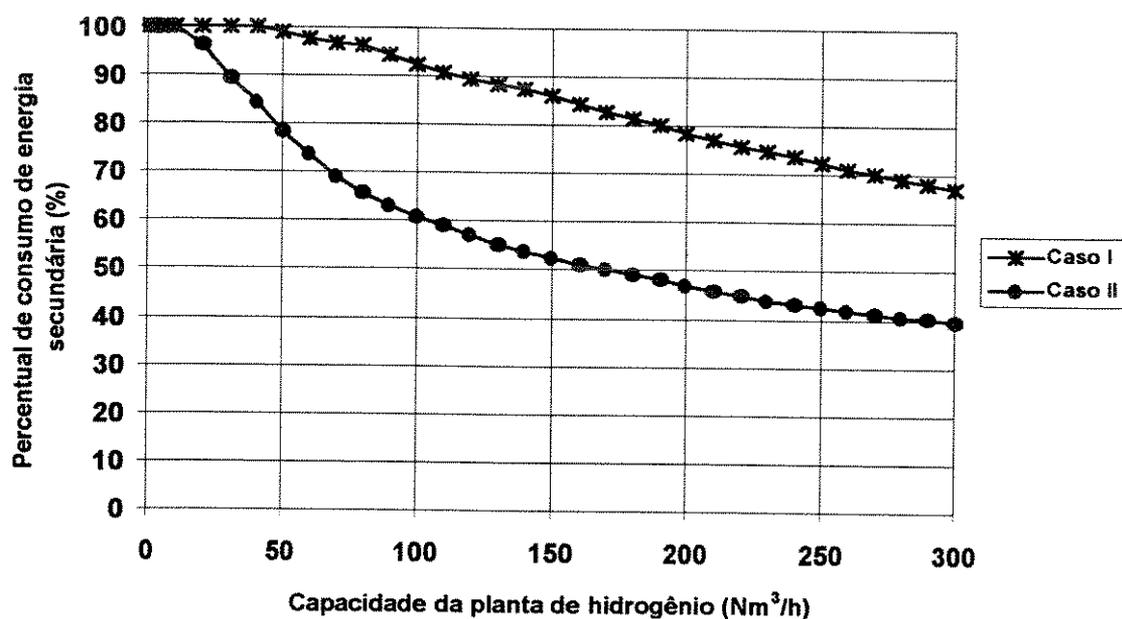


Fig. 5.2 - Percentagem de consumo de energia secundária para os casos I e II versus a capacidade da planta (Fonte: tab. 5.2)

São mostrados, na Figura 5.2, dois casos da Tabela 5.1: o caso I corresponde a uma disponibilidade anual de energia secundária de 2.000 MWmed (Y1, Tabela 5.2) e o caso II para 500 MWmed (Y4). Observa-se que, para uma mesma capacidade da planta (consumo mensal de energia fixo), quanto mais energia secundária é disponível no sistema (Yj) maior é a sua percentagem de uso em relação a energia firme. Para grandes capacidades de planta, menor é a percentagem de uso da energia secundária.

5.2 - Custo de geração de hidrogênio eletrolítico

Na produção em grande escala de hidrogênio por meio da eletrólise da água são necessários altos investimentos na montagem da planta eletrolítica, com a aquisição de eletrolisadores, retificador de corrente AC/DC, sistemas de controle, refrigeração e estoque, quando necessário. Também há o custo com a infra-estrutura do local de instalação da planta (terreno e construção civil). Estes gastos são chamados de custo de capital, de investimento ou custo fixo, e geralmente dependem da escala da planta, diminuindo com o crescimento da mesma (economia de escala).

Além do custo de capital, descrito acima, existem os custos de operação e manutenção da planta, que envolvem os gastos com mão-de-obra, reposição de peças e equipamentos, gerenciamento, e outros.

Por último, temos o custo relacionado com os insumos, tais como água deionizada, eletrólito (reposição) e, principalmente, a eletricidade. O processo de produção de hidrogênio é intensivo em eletricidade, fazendo com que o custo do hidrogênio eletrolítico dependa significativamente do custo desse insumo. Atualmente, o método menos oneroso de produzir-se hidrogênio é por meio de reforma da nafta ou do gás natural e gaseificação de carvão (combustíveis fósseis), o que leva à emissão de CO₂, que é um dos principais gases de efeito estufa [HASSMANN et al., 1993].

O custo do hidrogênio é expresso pela razão entre soma dos custos anuais com investimento, O&M e eletricidade, e o total de hidrogênio produzido durante o ano, de acordo com a expressão [PLASS, 1989]:

$$C_h = (C1 + C2 + C3)/C4 \quad (5.7)$$

sendo:

C_h - Custo teórico do hidrogênio (US\$/kWh);

$C1$ - Custo capital anual (US\$/ano);

$C2$ - Custo anual com Operação e Manutenção - O&M (US\$/ano);

$C3$ - Custo anual com eletricidade (US\$/ano);

$C4$ - Produção anual de hidrogênio (kWh/ano);

sendo

$$C1 + C2 = (F + OM) \cdot C_{EL} \cdot W \quad (5.8)$$

onde

F - Fator anual de recuperação de capital para vida útil econômica da planta;

OM - Taxa anual de operação e manutenção;

C_{EL} - Custo unitário da planta de eletrólise (US\$/kW);

W - Potência da planta de eletrólise (kW).

sendo o fator anual de recuperação de capital calculado pela expressão

$$Fr = d.(1+d)^n/[(1+d)^n - 1] \quad (5.9)$$

onde

d - Taxa anual de desconto;

n - número de anos para amortização do capital investido na planta.

O custo anual com eletricidade é calculado pela expressão

$$C3 = W.T.Ce.(1/\eta_R) \quad (5.10)$$

onde

Ce - Custo da eletricidade (US\$/kWh);

T - Disponibilidade da planta (horas/ano);

η_R - Eficiência do equipamento elétrico.

A produção anual de hidrogênio (kWh/ano) é determinada pela expressão

$$C4 = W.\eta_{EL} T \quad (5.11)$$

onde

η_{EL} - Eficiência do eletrolisador.

Com o uso das equações 5.8 a 5.11, a equação 5.7 é representada da seguinte forma:

$$C_h = (A + B).3,556 \quad (5.12)$$

onde

$$A = (Fr + OM).C_{EL}/(T.\eta_{EL}) \quad (5.13)$$

$$B = Ce/(\eta_{EL} \eta_R) \quad (5.14)$$

É importante observar que o fator “3,556” na equação 5.12 tem a função de converter o custo do hidrogênio de US\$/kWh para US\$/Nm³, levando em conta que o poder calorífico do hidrogênio é 12,8 x 10⁶ J/Nm³ ou 3,556 kWh/Nm³.

A seguir é mostrado o procedimento de cálculo do custo de capital da planta de eletrólise (C_{EL}), e também é descrito o procedimento de cálculo do custo da associação energia secundária e energia firme.

5.2.1 - Custo unitário de capital da planta de eletrólise

O custo unitário de capital da planta de eletrólise (C_{EL}) depende do tamanho da planta, ou seja, decresce com o aumento da capacidade de produção da planta. O aumento da produção permite uma melhor utilização da capacidade e com isto os custos fixos e invariáveis são distribuídos por maiores quantidades de produto.

Com base em BOCKRIS et al. (1981), ANDREASSEN et al. (1993), BERRY et al. (1996), STUCK (1991), NORSK HYDRO (1983) e OUELLETTE (1995), foi possível se estimar o custo de capital de algumas plantas de eletrólise de diferentes capacidades, como é mostrado na Tabela 5.3.

Tab. 5.3 - Variação do custo unitário de capital da planta de eletrólise com a capacidade de produção

Capacidade de produção (1000 Nm ³ /h)	Custo unitário da planta de eletrólise (US\$/kW)
1,0	1100.00
4,0	800.00
10,0	600.00
20,0	500.00
30,0	479.00
40,0	478.00
50,0	477.00

A Figura 5.3, mostra graficamente os dados da Tabela 5.3. Conforme se aumenta a capacidade de produção, o custo unitário de eletrólise diminui e a curva gerada é representada pela equação 5.15, que é válida para capacidades de produção de hidrogênio entre 1.000 e 100.000 Nm³/h.

$$C_{EL} = 1069,8.(C_p)^{-0,2272} \quad (5.15)$$

$$R^2 = 0,9696 \quad 1,0 \leq C_p (1.000 \text{ Nm}^3/\text{h}) \leq 100$$

onde C_p é a capacidade da planta, em $1.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$, e C_{EL} é o custo unitário da planta de eletrólise, em $\text{US\$/kW}$.

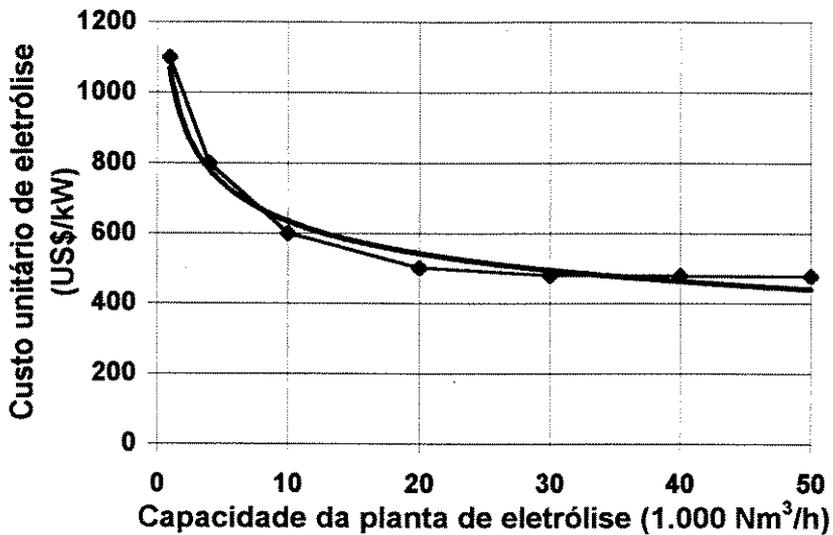


Fig. 5.3 - Custo unitário da eletrólise versus capacidade de produção da planta

Observa-se que, pela tendência da curva da Figura 5.3, quanto mais se aumenta a capacidade da planta, o custo unitário da eletrólise tende a se tornar constante. Com isso estima-se que para capacidades superiores a $100.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ o custo unitário de eletrólise não decresça mais, tornando-se estável.

$$C_{EL} = \text{US\$ } 375.80/\text{kW} \quad (5.16)$$

$$C_p > 100.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Tendo-se o valor da capacidade da planta de eletrólise e utilizando-se as equações 5.15 ou 5.16 é possível estimar-se o custo unitário de capital da planta (C_{EL}), que é uma das variáveis da equação 5.12, que fornece o custo do hidrogênio eletrolítico.

5.2.2 - Custo do hidrogênio eletrolítico

Existem várias referências que citam o custo do hidrogênio eletrolítico logo após ser produzido no eletrolisador. Nesta seção procura-se relacionar os valores do custo do H_2 que

aparecem em várias citações e, a partir daí fazer comparações entre esses custos e aquele obtido neste estudo com a aplicação da equação 5.12. Dois estudos importantes que mostram o custo do H_2 eletrolítico via energia hidrelétrica são o EQHHPP [GRETZ et al., 1992] e o NHEG [ANDREASSEN et al., 1993], que são comentados a seguir.

Em 1986 iniciaram-se os esforços para implantação do Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project (EQHHPP), com o objetivo de desenvolver um instrumento para a exploração do potencial hidrelétrico de Québec (Canadá), no caso a produção de hidrogênio eletrolítico, que seria liquefeito ou transformado em um outro produto (metilciclohexano ou amônia), no caso um vetor energético, e transportado para a Europa para lá ser usado, em algumas situações, como um combustível limpo em substituição aos combustíveis fósseis. Com a aplicação da legislação ambiental em vários países europeus, que proíbe o uso de combustíveis fósseis em algumas áreas urbanas e/ou aplica uma taxa de poluição aos preços destes, o uso do hidrogênio torna-se atraente.

A Fase I do EQHHPP, realizada em 1986/87, constitui-se em um estudo de pré-viabilidade do projeto, no qual foram feitas investigações técnicas e econômicas sobre tipos de transporte de hidrogênio: na forma líquida por meio de avião ou navio, ou de outro produto (amônia ou MCH). Foi aprovado o transporte marítimo de hidrogênio do Canadá para a Europa na forma líquida (LH₂) ou metilciclohexano (MCH), onde lá seria distribuído para uso final na forma líquida ou gasosa. A Figura 5.4, a seguir, mostra o esquema de produção e transporte do hidrogênio no EQHHPP. Na Fase II do projeto (1989/1990) foi feito um estudo de viabilidade, no qual se analisou uma planta de 100 MW para produção de GH_2 eletrolítico e sua posterior conversão em LH₂ e MCH. Nesta Fase II foram calculados todos os custos do sistema. A Tabela 5.4 mostra as características técnicas do EQHHPP.

Durante a Fase II foi decidido pelo transporte de hidrogênio na forma líquida, pois a liquefação de GH_2 pode ser feita com energia elétrica, que é abundante em Québec.

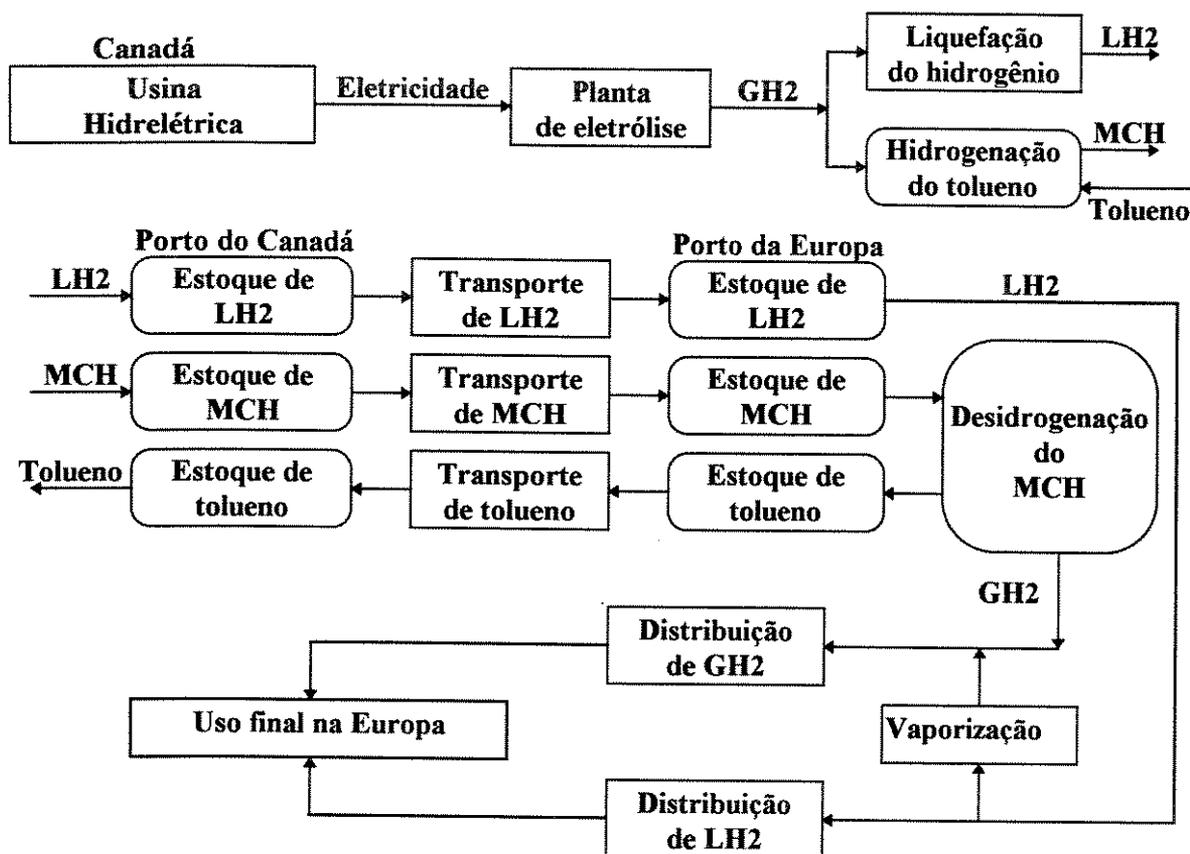


Fig. 5.4 - Diagrama de fluxo do EQHPP [GRETZ et al., 1992]

Tab. 5.4 - Características técnicas no EQHPP.

Suprimento de eletricidade	Potência: 100 MW
	Fator de capacidade: 95%
	Produção anual de eletricidade: 830×10^6 kWh
Sistema de eletrólise	Potência: 100 MW
	Eficiência: 75-85%
Liquefação	Produção de H_2 : 21.000 - 24.000 Nm^3/h
Hidrogenação	Produção: 1.800 - 2.100 kg LH_2/h
	Produção: 31 - 35 ton. MCH/h

Fonte: GRETZ et al. (1992)

Para um custo da eletricidade de US\$ 0.017/kWh determinou-se um custo para o hidrogênio (GH_2) eletrolítico de US\$ 0.135/ Nm^3 . O LH_2 chegaria na Europa a US\$ 0.428/ Nm^3 e seria distribuído a US\$ 0.438/ Nm^3 ou US\$ 34,2/GJ (P.C.S). O poder calorífico superior (P.C.S) do hidrogênio é de aproximadamente $12,8 \times 10^6$ J/ Nm^3 .

Com base no EQHHPP, o Ludwig-Bölkow-Systemtechnik e a Norsk Hydro fizeram um estudo de caso denominado “Norwegian Hydro Energy in Germany” - NHEG (ANDREASSEN et al., 1993). Este estudo mostra dados técnicos e econômicos para a implantação de um projeto piloto para a exportação de energia elétrica na forma de hidrogênio da Noruega para a Alemanha. Este estudo é devotado inteiramente ao uso de sistemas técnicos já existentes.

O fluxo de energia e materiais é apresentado na Figura 5.5, onde de uma usina hidrelétrica, a eletricidade é transferida a uma planta de eletrólise. O hidrogênio gasoso produzido é purificado e liquefeito e o hidrogênio líquido é estocado antes do transporte marítimo. Ao chegar no porto de destino o hidrogênio líquido pode ser distribuído para os devidos fins na melhor forma possível.

Três casos são estudados no NHEG: o Caso I (caso referência), no qual a planta tem um consumo de potência elétrica de 100 MW, semelhante ao EQHHPP; os Casos II e III, tem ambos um consumo de potência elétrica de 20 MW cada, sendo que no Caso II a planta de eletrólise é nova e no Caso III ela é reformada. Todos os eletrolisadores são do modelo Norsk Hydro (bipolar), operando com eletrólito alcalino e pressão ambiente. O GH₂ é purificado e comprimido a 20 - 25 bar antes de deixar a planta de eletrólise. A disponibilidade das plantas é de 8.300 h/ano. A Tabela 5.5, apresenta as características técnicas do NHEG.

Com o custo da eletricidade na Noruega a US\$ 0.035/kWh, o custo do hidrogênio (GH₂) eletrolítico seria de US\$ 0.222/Nm³ para o Caso I (100 MW) e US\$ 0.241/Nm³ para o Caso II (20 MW). No Caso I o hidrogênio seria distribuído na Alemanha a um custo de US\$ 0.649/Nm³, e a US\$ 0.784/Nm³ no Caso II. Observa-se que para uma menor escala de produção de hidrogênio o seu custo final será maior, mostrando a influência da economia de escala. No cálculo dos custos acima foi utilizado um fator de recuperação de capital de 0,1168 (15 anos de amortização e taxa de desconto de 8%), semelhante ao EQHHPP.

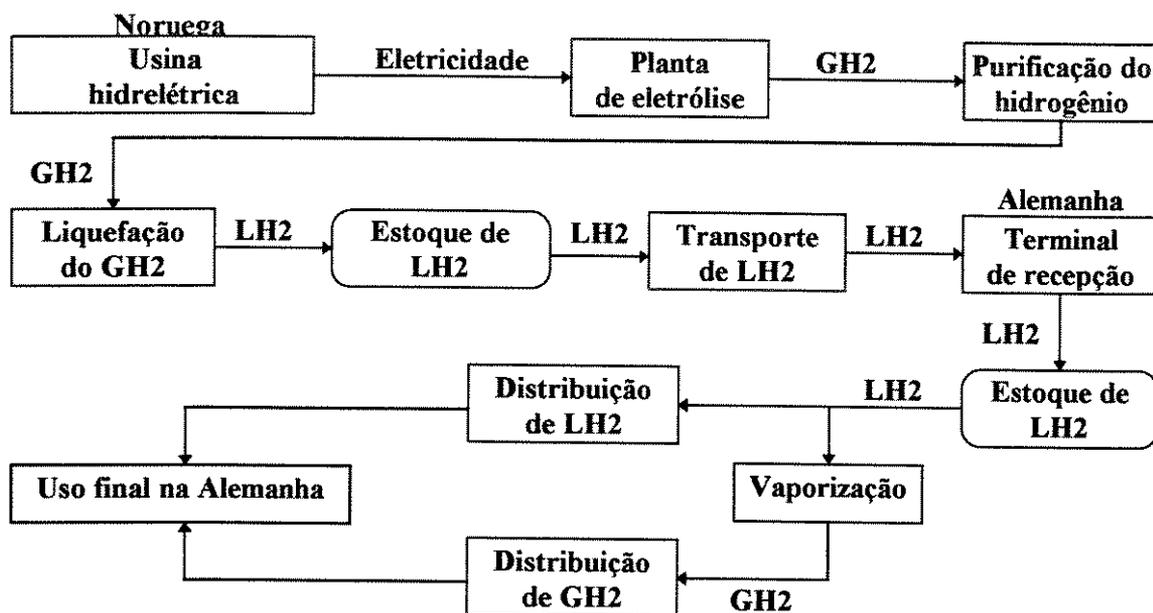


Fig. 5.5 - Diagrama de fluxo do NHEG [ANDREASSEN et al., 1993]

Tab. 5.5 - Características técnicas do NHEG

		Caso I	Caso II	Caso III
Suprimento de eletricidade	Potência (MW)	100	20	20
	Potência (MW)	96	19	17
Sistema de eletrólise	Eficiência (%)	74	75	83
	Produção (Nm ³ /h)	20.000	4.000	4.000
	Produção (kg LH ₂ /h)	1.800	360	360
Liquefação	Produção (kg LH ₂ /h)	1.800	360	360

Fonte: [ANDREASSEN et al., 1993]

Nos dois estudos anteriores (EQHPP e NHEG) o que interessa neste trabalho são os resultados do custo do GH₂ após ser produzido no eletrolisador; os custos de liquefação, estoque, transporte, e distribuição para uso final são objeto de outro estudo de tese.

Hammerli (1984) calculou o custo do hidrogênio eletrolítico, em 1980, produzido em uma planta de aproximadamente 100 MW (modelo Electrolyser Corp.), com a tecnologia unipolar de 1978, 1981 e 1983. O custo utilizado para a eletricidade foi de US\$ 0.017/kWh (consumidores na faixa de 100 MW). Os valores de custo do GH₂ encontrados foram de US\$ 0.14/Nm³ (1978), US\$ 0.129/Nm³ (1981) e US\$ 0.115/Nm³ (1983). Johnson e Verma (1980), também utilizando um valor de custo para a eletricidade de US\$ 0.017/kWh, taxa de desconto

de 18%, tempo de amortização de 20 anos, e desprezando o custo de compressão mais a instalação (US\$ 0.01 e 0.013/Nm³), que foram computados no cálculo feito por Hammerli, calcularam o custo de produção do hidrogênio eletrolítico para diferentes plantas eletrolíticas com tecnologia de 1978, como mostra a Tabela 5.6 a seguir.

Tab. 5.6 - Custo do hidrogênio eletrolítico para diferentes fabricantes e capacidades de produção (tecnologia de 1978)

Fabricante	Teledyne	Lurgi	Norsk Hydro	Electrolyser Corp.	
Potência	0,08 MW	3,5 MW	50 MW	50 MW	100 MW
Tipo de eletrolisador	Bipolar	Bipolar	Bipolar	Unipolar	Unipolar
	Pressurizado	Pressurizado	Atmosférico	Atmosférico	Atmosférico
Custo do H₂ US\$/Nm³	0.316	0.147	0.129	0.130	0.122

Fonte: JOHNSON e VERMA (1980)

Comparando-se os valores encontrados por Hamerli, US\$ 0.14/Nm³, e Johnson e Verma, US\$ 0.145/Nm³ (US\$ 0.122/Nm³ mais o gasto com compressão e instalação), utilizando tecnologia de 1978, conclui-se que os dois resultados são equivalentes.

Segundo BOCKRIS (1988), o custo do hidrogênio pode também ser estimado, em GJ, pela fórmula seguinte;

$$\text{Custo do H}_2/\text{GJ} = 2,29.E.C + 3 \quad (5.17)$$

onde E é a voltagem do eletrolisador e C é o custo da energia em Cents/kWh. O 3 é a soma das estimativas da taxa de juros e o capital investido, manutenção, custo de operação, mão-de-obra, depreciação da planta, taxas locais, seguro, etc. Utilizando um valor de custo para a eletricidade de cents 1.7/kWh e E a 1,65 V, e substituindo na equação acima, o custo do hidrogênio encontrado é de US\$ 9.42/GJ ou US\$ 0.12/Nm³ (P.C.S).

Stuart (1991), utilizando um custo para eletricidade de 3.3 cents/kWh, estimou o custo de produção de hidrogênio em US\$ 0.20/Nm³ para plantas de aproximadamente 100 MW. Moore (1991) com uma planta de capacidade de 1200 Nm³/h e custo da eletricidade variando

entre cents 2.2 - 4.5/kWh, estimou o custo do hidrogênio eletrolítico em US\$ 0.31 - 0.46/Nm³.

Crawford e Benzimra (1986), utilizando eletrolisadores Electrolyser “EI-250” com eficiência de 81%, estimaram o custo do hidrogênio para uma planta de 110 MW (Tabela 5.7).

Tab. 5.7 - Custo do hidrogênio eletrolítico

Custo da eletricidade (US\$/kWh)	Custo do hidrogênio (US\$/Nm ³)
0.005	0.064
0.01	0.087
0.014	0.11
0.02	0.133

Fonte: CRAWFORD e BENZIMRA (1986)

Utilizando-se os dados da Tabela 5.8 e a equação 5.12, determina-se o custo do hidrogênio eletrolítico variando-se o custo da eletricidade (0 a US\$ 40/MWh) em uma planta de eletrólise com 100 MW de potência (semelhante a usada no estudos do EQHHPP e NHEG), ou seja, uma capacidade de produção de 21.000 Nm³/h de hidrogênio (74% de eficiência). Segundo a Tabela 5.3, uma planta com esta capacidade tem um custo unitário de eletrólise de aproximadamente US\$ 500/kW. Os resultados obtidos são plotados da Figura 5.6 e comparados com os valores obtidos pelos autores relacionados anteriormente. A Tabela 5.8 mostra os dados utilizados para o cálculo do custo do hidrogênio eletrolítico junto a usina hidrelétrica mencionada (100 MW).

Tab.5.8 - Dados para o cálculo do custo de produção de hidrogênio para uma planta de 100 MW

Nome	Símbolo e Unidade	Valor	Referência
Taxa anual de desconto	d (%/ano)	10	-
Tempo de amortização	n (anos)	20	[WINTER et al., 1990].
Taxa de O&M (*)	OM (%)	6	[WINTER et al., 1990].
Custo unitário da planta de eletrólise	C _{EL} (US\$/kW _e)	500	Tabela 5.3
Custo da eletricidade	C _e (US\$/kWh)	-	-
Eficiência do eletrolisador	η _{EL} (%)	74	EQHHPP e NHEG
Eficiência do equip. elétrico	η _R (%)	97	[BOCKRIS, 181]
Disponibilidade da planta	T (horas/ano)	8.300	[ANDREASSEN, 1993]

Observa-se na Figura 5.6 que os resultados da equação 5.12 coincidem com aqueles obtidos nos estudos EQHHPP e NHEG, que utilizaram a mesma planta de 100 MW e eficiência de 74%; os custos do hidrogênio estimados por Hammerli e Johnson e Verma são maiores porque a tecnologia de eletrólise utilizada por eles foi de 1978 e incluíram também o custo de compressão (US\$ 0.01/Nm³); já os custos obtidos de Crawford e Benzimra, Stuart e Bockris são menores porque todos utilizaram uma eficiência de eletrólise superior a 80%, e quanto maior o aumento da eficiência menor o custo final do hidrogênio (ver Figura 5.7 adiante). Através dessas comparações pode-se dizer que a equação 5.12 tem condições de ser utilizada na determinação de custos finais de hidrogênio eletrolítico.

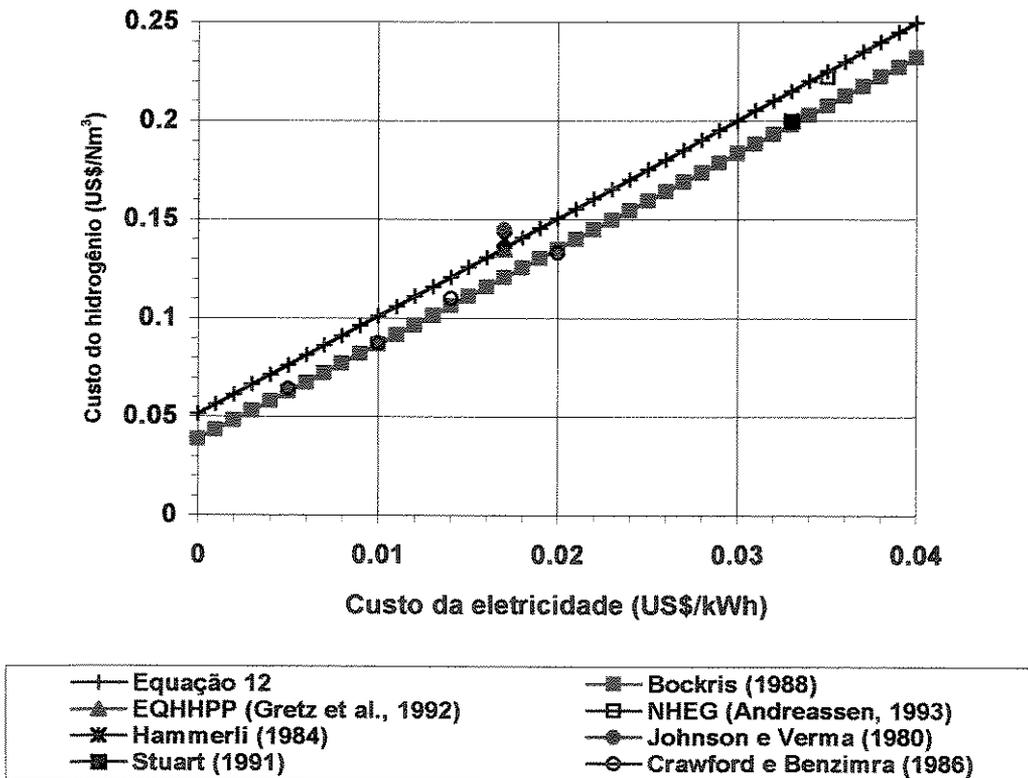


Fig. 5.6 - Custo do hidrogênio eletrolítico versus custo da eletricidade

A Figura 5.7 mostra o resultado de uma análise de sensibilidade da equação 5.12, no qual procura-se elucidar a influência de suas variáveis no resultado final. Observa-se na Figura 5.7 que os parâmetros que mais influenciam são a eficiência da eletrólise (η_{el}), o custo da eletricidade (C_e), e a disponibilidade da planta (T), sendo a influência dos demais parâmetros pouco significante. Como pode-se observar também, um aumento da eficiência de eletrólise

(Nel) em 20% (74% a 89%), sem variar os demais parâmetros (dados na Tabela 5.8), faz com que o custo do hidrogênio vá de US\$ 0,15 para 0,13/ Nm^3 (eletricidade a US\$ 0,02/kWh).

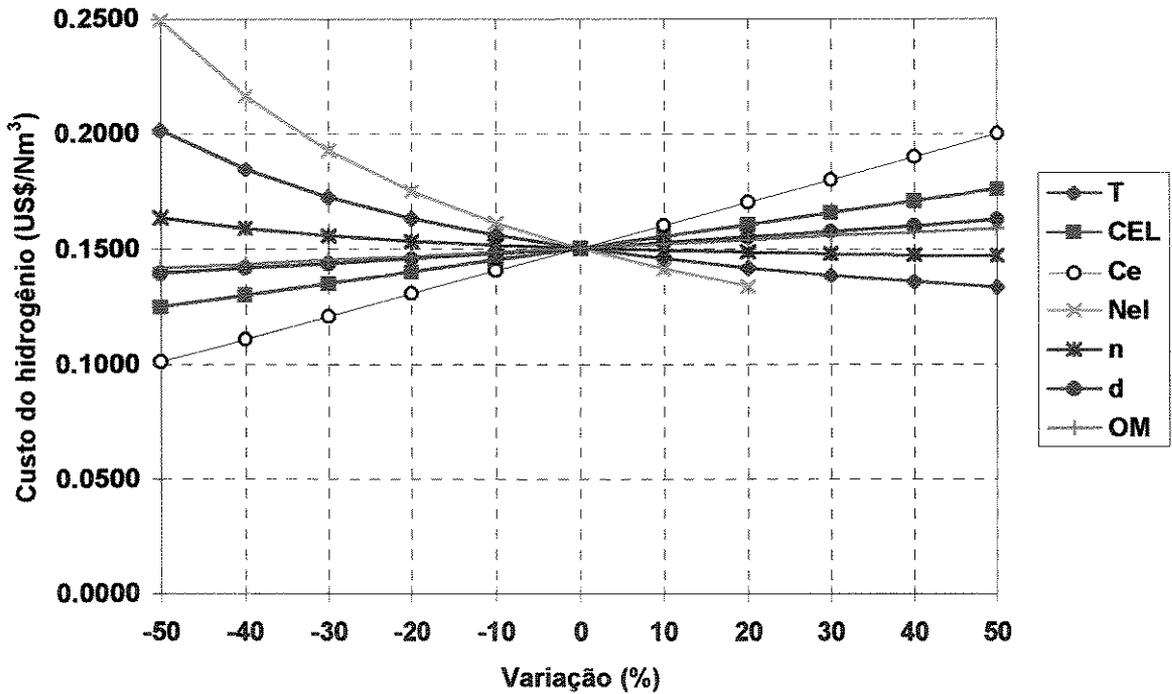


Fig. 5.7 - Análise de sensibilidade da equação 5.12

5.2.3 - Custo do hidrogênio via hidrocarbonetos

Como já foi mencionado, os métodos tradicionais de produção de hidrogênio via hidrocarbonetos (combustíveis fósseis) são a reforma a vapor de hidrocarbonetos leves (nafta e metano), no qual esses compostos reagem com vapor de água a alta temperatura (gerado por uma fonte externa de calor, utilizando o próprio hidrocarboneto como fonte térmica) na presença de catalisadores, produzindo uma mistura gasosa composta principalmente de H_2 , CO e CO_2 ; através de processos subsequentes de tratamento o hidrogênio alcança pureza da ordem de 95 a 99%. Um outro método é a gaseificação do carvão, no qual uma mistura de carvão particulado mais ar é insuflada em um gaseificador a alta temperatura gerando uma mistura formada principalmente de H_2 , CH_4 , CO , CO_2 e outros; a composição da mistura depende do tipo de carvão, das fases do processo, temperatura e pressão. A produção de hidrogênio via hidrocarbonetos é a mais utilizada a nível mundial, devido ao baixo preço dos insumos (SILVA, 1991).

No Brasil, existem reservas de gás natural e carvão, bem como a disponibilidade de nafta petroquímica nas refinarias de petróleo. Isto deve ser levado em conta quando estuda-se o custo do hidrogênio eletrolítico, pois esses insumos também podem ser usados na produção de hidrogênio, como já foi dito. Por outro lado, se o custo da eletricidade para a eletrólise for baixo, o hidrogênio eletrolítico pode competir com aquele gerado via hidrocarbonetos, com a vantagem de ser mais puro e sua produção ser mais versátil. Além disso, para uma produção a baixo custo, o hidrogênio via hidrocarbonetos deve ser produzido junto às refinarias de petróleo, minas de carvão, e gasodutos, evitando gastos no transporte. A produção por eletrólise não apresenta este problema, pois o sistema hidrelétrico brasileiro já está quase todo interligado, permitindo uma produção de hidrogênio bem descentralizada.

Segundo HASSMANN (1993), o custo de hidrogênio via reforma de hidrocarbonetos é da ordem de US\$ 0.14/Nm³, ou seja, levando-se em consideração esse custo, é mais econômico produzir hidrogênio eletrolítico via energia secundária. O hidrogênio produzido por eletrólise, ao contrário daquele via reforma de hidrocarbonetos, tem a vantagem de não produzir CO₂. Considerando os custos ambientais associados aos combustíveis fósseis, o hidrogênio derivado de hidrocarbonetos passa a ter um custo ainda maior quando comparado ao eletrolítico.

A Figura 5.8 mostra o custo do hidrogênio produzido via hidrocarbonetos [COX, 1977; ULLMANN'S, 1989; SILVA, 1991] e eletrólise em função do preço dos insumos e da capacidade de produção. Os custos da eletricidade para a eletrólise são de US\$ 9.7 e 28.3/MWh (respectivamente as tarifas adotadas para a energia secundária e firme). O preço da nafta é US\$ 0.12/l, do gás natural US\$ 0.13/m³ (US\$ 3.2/MMBtu) e do carvão US\$ 45/ton. Observa-se que a maneira mais barata de produzir hidrogênio é por meio da gaseificação do carvão a US\$ 45/ton.; a eletrólise da água utilizando eletricidade a US\$ 9.7/MWh é mais vantajosa que a reforma da nafta a US\$ 0.12/l para capacidades de produção acima de aproximadamente 5.000 Nm³/h de hidrogênio, e que a reforma do GN a US\$ 0.13/Nm³ para capacidades acima de 20.000 Nm³/h.

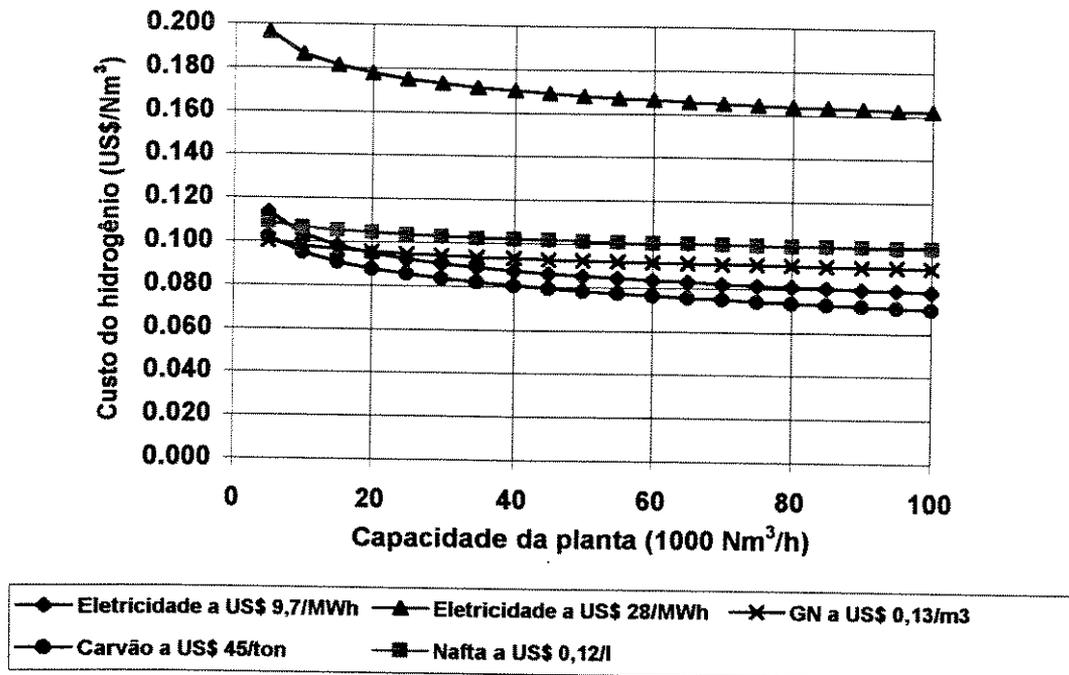


Fig. 5.8 - Variação do custo do hidrogênio via hidrocarbonetos e eletrólise com a capacidade da planta

5.3 - Custo do hidrogênio eletrolítico via a associação energia hidrelétrica secundária e firme

A Figura 5.9 mostra a variação do custo do hidrogênio via a associação energia secundária e firme, com o uso da equação 5.12, para o caso I (disponibilidade de energia secundária - Y_j de 2.000 MWmed) e caso II (disponibilidade de 500 MWmed), utilizando os dados de custo da eletricidade (C_e) da Tabela 5.2 para o caso I (para o caso II utilizou-se o mesmo procedimento feito na Tabela 5.2 para calcular o custo da eletricidade), uma eficiência de eletrólise de 81%, taxa de desconto de 10% e 20 anos para a amortização, custo de O&M de 6% do C_{EL} , disponibilidade da planta de 8.300 h/ano, e C_{EL} determinado com o uso das equações 5.15 e 5.16. Além disso são mostradas curvas do custo de produção de hidrogênio, no Brasil, via reforma da nafta petroquímica (H_2 a 95% de pureza), gás natural (GN) e gaseificação do carvão mineral em função da capacidade da planta [COX, 1977; ULLMANN'S, 1989; SILVA, 1991]. O custo do hidrogênio, via estes hidrocarbonetos, depende principalmente do preço de cada um, que é de US\$ 0.13/m³ (aproximadamente US\$

3,2/MMBtu) para o GN, US\$ 0.12/l para a nafta petroquímica [ABIQUIM, 1996], e de US\$ 45/ton. para o carvão mineral [BEN, 1995].

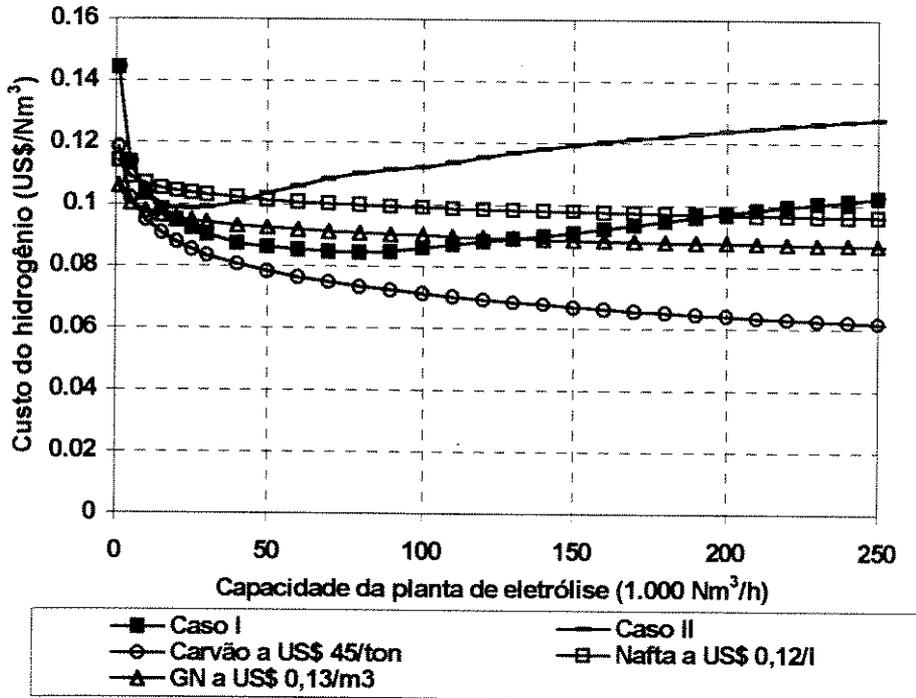


Fig. 5.9 - Custo do hidrogênio eletrolítico pela associação energia firme e secundária

Na curva correspondente ao caso I (caso base), Figura 5.9, para pequenas capacidades de produção os custos do hidrogênio são maiores e decrescem até atingir um valor mínimo entre 50.000 e 100.000 Nm³/h, mas a partir daí crescem gradativamente com o aumento da capacidade da planta (maior utilização de energia firme em relação a secundária).

O custo do hidrogênio eletrolítico (equação 5.12) é em função dos custos da eletricidade (C_e) e da planta de eletrólise (C_{EL}), que, por sua vez, dependem da variação da capacidade de produção da planta (C_p). A equação 5.18 é determinada através de um ajuste dos valores de C_e (em função de C_p) da Tabela 5.2 entre as capacidades de 50.000 e 100.000 Nm³/h (no qual está localizado o mínimo custo de produção de hidrogênio por eletrólise no caso I). Substituindo-se as equações 5.18 e 5.15 na 5.12 tem-se uma expressão final para a custo do hidrogênio via associação de energia hidrelétrica secundária e firme entre as capacidades de 50.000 e 100.000 Nm³/h (equação 5.19).

$$Ce = 1,26 \times 10^{-5} \cdot Cp^3 - 0,002524Cp^2 + 0,1839 \cdot Cp + 5,4547 \quad (5.18)$$

$$R^2 = 0,99 \quad 50 \leq Cp (1.000 \text{ Nm}^3/\text{h}) \leq 100$$

$$Ch = 0,1004 \cdot Cp^{-0,2272} + 5,703 \times 10^{-8} \cdot Cp^3 - 1,1423 \times 10^{-5} \cdot Cp^2 +$$

$$+ 8,32 \times 10^{-4} \cdot Cp + 2,4687 \times 10^{-2} \quad (5.19)$$

Através de um ajuste dos valores de Es (em função de Cp), Tabela 5.2, determina-se a equação 5.20, que representa a parcela do potencial de energia secundária utilizada para cada capacidade de planta. O potencial de energia firme utilizado como complemento é representado pela equação 5.21.

$$Es = -0,0058 \cdot Cp^2 + 4,64 \cdot Cp - 0,80 \quad (5.20)$$

$$Ef = We \cdot Cp - Es = 0,0058 \cdot Cp^2 - 0,24 \cdot Cp + 0,80 \quad (5.21)$$

onde, Es , é o potencial de energia secundária em MW, Cp , capacidade da planta em 1.000 Nm^3/h , We , é o consumo específico de energia pela planta de eletrólise que é de 4,4 kWh/Nm^3 , Ef é o potencial de energia firme em MW. Por exemplo, para uma capacidade de 200.000 Nm^3/h (caso I), com o uso das equações 5.20 e 5.21 tem-se um potencial de energia secundária de 695 MW e energia firme de 880 MW.

Derivando-se a equação 5.19 e igualando-a a zero tem-se o valor de Cp , no qual o custo do hidrogênio é mínimo, que é de aproximadamente 81.000 Nm^3/h , 356 MW (95% de energia secundária e 5% de energia firme). Substituindo-se este valor na equação 5.19 tem-se o mínimo custo de produção de hidrogênio eletrolítico aproveitando-se a associação da energia hidrelétrica secundária e firme, que é de US\$ 0.084/ Nm^3 .

A Tabela 5.9 mostra, para efeito de comparação, alguns valores de custo do hidrogênio via eletrólise da água (curva referente ao caso I na Figura 5.10) e por meio de hidrocarbonetos (curvas correspondentes a nafta, GN e carvão na Figura 5.10), a diferentes capacidades de produção.

Tab. 5.9 - Custos de produção de hidrogênio

Capacidade da planta (Cp) (1.000 Nm ³ /h)	Eletrólise da água (caso I) (US\$/Nm ³)	Reforma da nafta (US\$/Nm ³)	Reforma do GN (US\$/Nm ³)	Gaseificação do carvão (US\$/Nm ³)
1,0	0.144	0.114	0.106	0.119
5,0	0.114	0.109	0.100	0.102
10,0	0.103	0.107	0.098	0.095
20,0	0.095	0.104	0.096	0.088
81,0	0.084	0.100	0.091	0.073
100,0	0.0860	0.099	0.090	0.071

Fonte: Figura 5.9

Como pode-se observar pela Figura 5.9 e/ou Tabela 5.9, a maneira mais econômica de produzir hidrogênio é por meio do processo de gaseificação do carvão. A gaseificação do carvão, além do CO₂, emite uma série de poluentes, principalmente SO_x. Entre as capacidades de produção de 18.000 e 130.000 Nm³/h é mais vantajoso produzir hidrogênio via eletrólise (caso I) do que por meio da reforma do gás natural a US\$ 0.13/m³, e para capacidades menores que 7.000 e maiores que 200.000 Nm³/h é mais barato produzi-lo com o uso da reforma da nafta a US\$ 0.12/l. Mas o hidrogênio derivado da nafta, carvão e GN possui o incomodo de emitir CO₂, gerando no final um custo ambiental adicional. Analisando-se os valores da Tabela 5.9, conclui-se que a diferença dos valores de custos do hidrogênio produzido via eletrólise da água e com o uso de hidrocarbonetos não é expressiva.

No caso II, devido a menor disponibilidade de energia secundária, os custos do hidrogênio são maiores. Para uma mesma capacidade de planta, no caso II utiliza-se maior percentagem de energia firme do que no caso I.

Segundo Bockris (1988) o acréscimo de custo ambiental ao hidrogênio produzido via carvão está em torno de US\$ 0.17/Nm³. Por exemplo, o custo do hidrogênio via carvão é de US\$ 0.064/Nm³ e por meio da eletrólise (caso I) é de US\$ 0.097/Nm³, para uma planta de 200.000 Nm³/h; conseqüentemente, se for acrescentado um custo ambiental de US\$ 0.17/Nm³ de hidrogênio via carvão o processo de eletrólise torna-se competitivo perante a gaseificação do carvão, onde o custo do hidrogênio passa a ser US\$ 0.23/Nm³.

Capítulo 6

Estudo de Caso

Uma vez tendo sido mostrado que o hidrogênio eletrolítico produzido via a energia hidrelétrica secundária do Sistema Interligado Sul/Sudeste pode ser competitivo com aquele sintetizado via reforma de hidrocarbonetos leves (nafta e gás natural) (ver Tab. 5.9) procura-se, então, aprofundar o estudo, analisando-se em detalhes uma aplicação deste hidrogênio na produção de amônia.

O primeiro passo é identificar uma usina hidrelétrica para realização do estudo de caso, com base em alguns critérios para sua escolha, tais como o seu potencial de energia secundária e sua localização. Quanto a este último critério, a usina deve situar-se próxima a um mercado emergente de fertilizantes nitrogenados, já que o hidrogênio produzido via energia secundária deve ser aproveitado para produção de amônia.

Identificada a usina e o seu potencial de energia secundária, determina-se o custo mínimo de produção de hidrogênio eletrolítico via associação de energia firme e secundária e a capacidade de produção de hidrogênio correspondente.

Por fim, de acordo com o mercado de amônia da região abrangida pelo projeto e a capacidade de produção de hidrogênio com custo mínimo, estima-se a capacidade que a planta de amônia deve ter e, posteriormente, o seu custo. É feita uma análise da competitividade desta amônia perante a importada e a produzida no Brasil pelos produtores tradicionais.

6.1 - Escolha da usina hidrelétrica

Como foi mostrado anteriormente, o mercado absorvedor na área Centro/Sul permite a instalação de uma planta de amônia com capacidade diária entre aproximadamente 236 ton./dia e 1.805 ton./dia (ano comercial de 330 dias/ano), estimada na seção 2.6.3, que poderia, eventualmente, como também já foi dito, ser produzida utilizando-se como insumo o hidrogênio obtido por eletrólise via energia secundária disponível em uma das usinas hidrelétricas do sistema CESP.

A planta de amônia eletrolítica deve ser instalada ao lado da usina escolhida, beneficiando-se da energia secundária disponível e eliminando um investimento adicional em linhas de transmissão de energia elétrica da usina até a planta.

A usina hidrelétrica escolhida para fazer o estudo de caso foi a de Ilha Solteira. Essa opção é devido à disponibilidade de energia secundária e localização da mesma. Esses dois critérios são detalhados a seguir.

6.1.1 - Potencial de energia vertida nas usinas da CESP

Para fazer o estudo de caso escolheu-se o Estado de São Paulo, porque ele possui um grande número de usinas hidrelétricas, cuja soma constitui-se numa expressiva capacidade instalada, como será mostrado adiante.

O sistema CESP é responsável por 20% da energia hidrelétrica gerada no país, 32% da região sudeste e 96% do Estado de São Paulo. Sua produção de energia elétrica foi em 1995, de 53.195 GWh/ano, com uma potência total instalada de 9.425 MW (20 usinas em operação).

A Tabela 6.1 mostra a potência instalada e a produção de energia das usinas hidrelétricas do sistema CESP.

Em 1996 as usinas hidrelétricas de Ilha Solteira e Jupiá foram repotenciadas, incrementando-se, respectivamente, 214 e 140 MW adicionais a capacidade já instalada. Nas hidrelétricas de Rosana, Três Irmãos e Taquaruçu entraram em operação novas unidades de 80, 161,5 e 100,8 MW, respectivamente [MME/DNAEE/ELETROBRÁS, 1996].

Dentre as usinas hidrelétricas mostradas na Tabela 6.1, Ilha Solteira, Eng. de Souza Dias (Jupiá) e José E. de Moraes (Água Vermelha) são as que apresentam os maiores potenciais instalados. Logo, estas usinas são as que possuem a maior disponibilidade de energia secundária (ver Tabela 6.2), sendo, assim, candidatas para o estudo de caso.

Tab. 6.1 - Potência instalada e produção de energia das UHEs da CESP entre 1992 e 1995

Usina	Potência Instalada (MW)	Produção (GWh)			
		1992	1993	1994	1995
Ilha Solteira	3.230,00	18.530,9	18.571,5	17.182,5	16.865,1
Eng. de Souza Dias	1.411,20	9.413,8	9.882,4	10.006,6	9.073,2
José E. de Moraes	1.380,00	8.237,1	8.124,9	7.428,2	7.991,7
Capivara	640,00	4.014,8	4.159,0	3.345,0	3.693,2
Xavantes	414,00	1.976,9	2.159,6	1.492,5	2.178,5
Três Irmãos	323,00	0	79,6	1761,3	1922,6
Nova Avanhandava	302,40	1.490,5	1.618,9	1.353,3	1.738,5
Taquaruçu	302,40	45,3	642,3	1279,5	2009,5
Mário Lopes Leão	264,00	1.103,5	1.286,6	1.053,3	1.410,9
Rosana	240,00	676,9	690,8	1.061,0	1.742,1
Álvaro de S. Lima	143,10	567,3	727,9	560,5	767,9
Barra Bonita	140,76	457,9	595,9	467,6	584,9
Ibitinga	131,49	676,3	826,9	652,0	857,4
Euc. da Cunha	108,80	467,0	460,1	375,0	467,8
Armando A. Laydner	97,75	580,3	665,3	475,4	532,9
Paraibuna	86,00	397,3	366,3	353,4	229,3
Caconde	80,40	324,7	369,6	284,9	381,2
Lucas N. Garcez	70,38	500,6	554,1	482,9	523,4
Armando S. Oliveira	32,20	121,5	109,2	110,5	139,0
Jaguari	27,60	73,5	103,7	76,2	85,6
Total	9.425,48	49.656,1	51.994,6	49.801,6	53.195,2

Fonte: [CESP, CPFL, ELETROPAULO, COMGÁS, 1994]

O conjunto de Usinas Hidrelétricas do Sistema CESP apresenta um significativo potencial de energia secundária. A Tabela 6.2 mostra a disponibilidade de energia vertida nas usinas da CESP (MWh), entre 1990 e 1995 [CESP, 1995a].

Estas usinas apresentaram um potencial total de vertimento de 1.889 GWh/ano (1995), o que corresponde a 3,55% da produção total da CESP (53.195 GWh/ano). Esse potencial poderia ser aproveitado para a produção anual de aproximadamente 429 milhões de Nm³ de hidrogênio (aproximadamente 38,3 milhões de toneladas), o que corresponderia a uma

produção de 217 milhões de toneladas de amônia (176,4 kg de H₂ para produzir 1.000 kg de amônia).

Tab. 6.2 - Disponibilidade de energia vertida nas usinas da CESP

Usina	Ano					
	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Ilha Solteira	565.291	1.230.774	2.030.421	1.061.976	660.488	941.985
Engenheiro Souza Dias	206.386	666.323	607.958	294.906	128.416	468.792
José Ermírio de Moraes	9.821	533.025	401.967	425.916	40.615	155.268
Capivara	198.402	84.638	88.706	79.790	19.233	65.000
Xavantes	76.137	96.080	54.898	10.769	1.243	6.893
Três Irmãos					8.402	8.489
Nova Avanhandava	25.520	59.966	11.663	1.599	6.149	17.677
Taquaruçu			3.943	26.993	33.188	37.112
Mário Lopes Leão	35.042	49.241	4.591	4.637	3.701	11.566
Rosana	16.815	4.515	12.664	7.622	18.127	21.704
Alvaro de Souza lima	13.087	29.429	6.515	8.605	4.297	17.496
Barra Bonita	6.473	21.462	3.884	11.180	3.114	46.020
Ibitinga	7.781	25.883	7.138	5.740	11.760	21.629
Euclides da cunha	9.811	13.028	10.971	8.738	2.199	14.352
Armando A. Laydner	19.400	27.464	20.789	7.356	4.130	13.030
Paraibuna	1.164	5.398	2.745	290	72	74
Caconde	2.084	3.824	2.340	1.806	0	3.065
Lucas N. Garcez	24.567	18.407	30.996	20.869	5.310	33.934
Armando S. de Oliveira	2.812	4.589	5.764	3.522	297	4.489
Jaguari	74	0	74	506	0	0
Total	1.220.667	2.874.046	3.308.027	1.982.820	950.741	1.888.575

Fonte: CESP (1995a)

6.1.2 - Critério disponibilidade de energia hidrelétrica secundária na usina

A Usina Hidrelétrica de Ilha Solteira apresenta o maior vertimento de energia secundária durante o ano, quando comparada as demais usinas da CESP (ver Tabela 6.2), sendo que, em 1995, ele chegou a 942 GWh. Ela é responsável por 50% do vertimento médio (entre 1985 e 1995), o que representa uma alta disponibilidade de energia secundária [CESP, 1995a].

A Tabela 6.3 mostra o vertimento turbinável da UHE de Ilha Solteira e o total das UHE's da CESP, e percentagem correspondente a UHE de Ilha Solteira no total, entre os anos de 1985 e 1995.

Tab. 6.3 - Vertimento turbinável de Ilha Solteira e do conjunto de UHEs da CESP

Ano	Vert. Turbinável da UHE de Ilha Solteira (MWh)	Vertimento Turbinável total das UHEs da CESP (MWh)	Porcentagem correspondente a UHE de Ilha Solteira (%)
1985	1.040.244	1.732.629	60.0
1986	0	1.304	0.0
1987	80.281	1.249.429	6.4
1988	1.232.612	1.791.862	68.8
1989	811.478	2.378.807	34.1
1990	565.291	1.220.667	46.3
1991	1.230.774	2.874.046	42.8
1992	2.030.421	3.308.027	61.4
1993	1.061.976	1.982.820	53.6
1994	660.488	950.741	69.5
1995	941.985	1.888.575	49.9
Total	9.655.550	19.378.907	49.8

Fonte: CESP (1995a)

A Tabela 6.4 mostra a disponibilidade mensal média de energia secundária e/ou vertimento turbinável mensal médio da UHE de Ilha Solteira (Fi), entre os anos de 1985 a 1995. Observa-se que nos meses de Novembro a Maio ocorre o maior vertimento, ou seja, este período corresponde a época chuvosa da usina.

Tab. 6.4 - Média mensal de energia vertida turbinável entre 1985 e 1995

Mês	Fi (MWh)
Janeiro	144363
Fevereiro	224965
Março	168728
Abril	164157
Maio	52308
Junho	1656
Julho	6128
Agosto	3585
Setembro	2212
Outubro	791
Novembro	32426
Dezembro	76458
Total	877.777

Fonte: CESP (1995a)

Situada no Rio Paraná, a UHE de Ilha Solteira é a maior do sistema CESP, com uma potência instalada de 3.230 MW (ver Tabela 6.1). A Tabela 6.5 mostra as características técnicas da usina de Ilha Solteira.

Tab. 6.5 - Características técnicas da UHE de Ilha Solteira

Localização	Rio: Paraná - Municípios: Pereira Barreto (SP), Selvíria (MS)
Início	Obras civis: 05/1965
Entrada em operação	Primeiro grupo: 18/07/1973
Término	Último grupo: 28/12/1978
Reservatório	Área (km²): 1.195,00 - Volume útil (10⁶ m³): 12.828,00 Volume total: (10⁶ m³): 21.060,00
Níveis de operação	Máximo (m): 329,00 - Normal (m): 328,00 - Mínimo (m): 320,00
Barragem	Tipo: terra/concreto - Coroamento - Comprimento (m): 6.100,00 - Cota (m): 332,00
Turbina	Tipo: Francis - Quantidade: 20 - Potência total (MW): 3.230,00 - Queda bruta nominal (m): 46,00
Vertedouro	Tipo: superfície - Número de vãos: 19 - Descarga total (m³/s): 38.300,00
Volumes totais	Aterros e enrocamentos (m³): 22.589.620 - Escavação (m³): 7.488.000 - Concreto (m³): 3.686.500

Fonte: CESP (1996)

A Figura 6.1 mostra o mapa que dá a localização exata da UHE de Ilha Solteira no Estado de São Paulo.

6.1.3 - Critério localização da usina

Do ponto de vista logístico, é aconselhável a instalação do projeto numa área distante dos pólos ofertantes de amônia (portos, complexos petroquímicos, etc.), bem como onde haja mercado expressivo de fertilizantes nitrogenados e o máximo de energia elétrica secundária disponível.

A área onde localiza-se a UHE de Ilha Solteira satisfaz estas condições, isto porque encontra-se a aproximadamente a 700 km dos pólos produtores e importadores de amônia, e situa-se no centro oeste da área abrangida pelos Estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Paraná, Distrito Federal, Goiás, Tocantins, Mato Grosso do Sul e Mato Grosso (área central), que é, sem dúvida, o maior mercado de fertilizantes nitrogenados

do Brasil, com 72% do total em 1995 (ver Tabela 6.6), além do fato de Ilha Solteira apresentar a maior disponibilidade de energia secundária dentre as usinas da CESP.

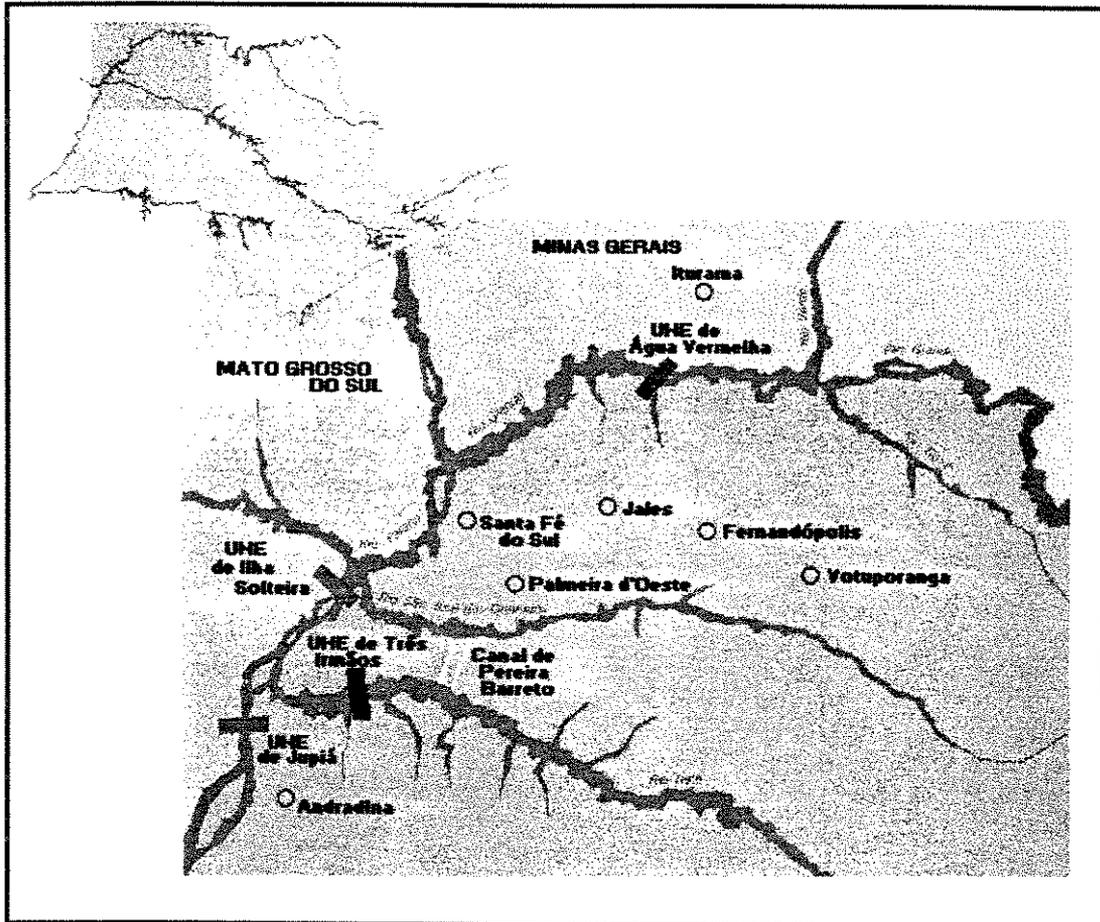


Fig. 6.1 - Mapa com a localização da UHE de Ilha Solteira [CESP, 1996]

Tab. 6.6 - Fertilizantes nitrogenados entregues ao consumidor final (em toneladas de N)

	1992	1993	1994	1995
Área central	612.376	726.669	823.520	816.614
Brasil	865.466	1.014.779	1.176.940	1.134.645

Fonte: IBGE (1995); ANDA (1995)

Portanto, quanto a disponibilidade de energia secundária e localização da usina, recomenda-se a UHE de Ilha Solteira para realizar o estudo de caso.

Para reforçar ainda mais o critério de localização, a UHE de Ilha Solteira localiza-se próxima a rota do gasoduto Brasil-Bolívia. Assim, o hidrogênio produzido em Ilha Solteira via

energia secundária pode também ser misturado ao gás natural no gasoduto, consistindo-se numa forma de armazenamento do gás.

6.2 - Produção de amônia junto a usina

Definida a usina hidrelétrica para fazer o estudo de caso, pretende-se dimensionar junto à ela uma planta de produção de amônia. Neste caso, a energia secundária da usina seria utilizada juntamente com água para a geração de hidrogênio, o qual é matéria-prima para produção de amônia. A capacidade de produção de amônia depende do mercado de fertilizantes nitrogenados na região abrangida pelo projeto e da capacidade de produção de hidrogênio via energia secundária com um custo mínimo.

6.2.1 - Região abrangida pelo projeto

A região abrangida pelo projeto é aquela na qual encontram-se os Estados de Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Goiás e Distrito Federal, pelo fato, desta área estar localizada longe dos portos e locais de produção de amônia, e mais próxima da UHE de Ilha Solteira.

A Figura 6.2 mostra a região abrangida pelo projeto e os locais onde a amônia é produzida, locais de importação (portos) e locais de consumo e produção de MAP atualmente na região Centro/Sul.

No Brasil existem empresas capacitadas e com ampla tradição na produção e comercialização de fertilizantes nitrogenados ao consumidor final e que poderiam instalar-se nas proximidades da UHE de Ilha Solteira ou no interior da região abrangida pelo projeto, formando um pólo de fertilizantes que absorveria a amônia produzida em Ilha Solteira.

A vantagem é que a amônia produzida em Ilha Solteira percorre uma distância bem menor ao ser transportada aos locais de consumo na região, do que aquela importada ou produzida em Piaçaguera SP ou Araucária PR, diminuindo o custo agregado ao produto com o transporte.



Fig. 6.2 - Mapa da região abrangida pelo projeto e locais ofertantes de amônia

6.2.2 - Mercado de fertilizantes nitrogenados na região abrangida pelo projeto

A Tabela 6.7 mostra as vendas de fertilizantes nitrogenados ao consumidor final (em toneladas de nutrientes) nos Estados de Mato Grosso do Sul (MS), Mato Grosso (MT), Goiás (GO) e Distrito Federal (DF) e a participação (em %) de cada Estado no total brasileiro entre 1992 e 1995.

Tab. 6.7 - Fertilizantes nitrogenados distribuídos ao consumidor final (em ton de N) e participação no total brasileiro de cada estado (em %)

Estados	1992	1993	1994	1995
Mato Grosso do Sul (%)	13.157 1,5	27.570 2,7	43.433 3,7	39.224 3,5
Mato Grosso (%)	14.924 1,7	25.293 2,5	36.309 3,1	32.595 2,9
Goiás e Distrito Federal (%)	47.882 5,5	61.214 6,0	48.818 4,1	47.194 4,2
Total dos Estados acima	75.963	114.077	128.560	119.013
Total Brasil	865.466	1.014.779	1.176.940	1.134.645

Fonte: IBGE (1995); ANDA (1995)

Pela Tabela 6.7 observa-se que a participação dos Estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul no mercado brasileiro de fertilizantes nitrogenados vem aumentando nos últimos anos, o que aponta esta região como uma fronteira agrícola em expansão. Estes Estados possuem juntos uma grande extensão territorial com áreas agriculturáveis ainda por serem exploradas.

Os principais produtos agrícolas produzidos na região abrangida pelo projeto são soja, milho, arroz e algodão. O algodão está aumentando a sua participação na região devido às condições propícias ao plantio em grande escala e ao uso de colheita mecanizada (que exige uma topografia plana), fazendo com que os custos sejam reduzidos. A Tabela 6.8 mostra a área colhida destes produtos em 1994 na região.

Tab. 6.8 - Área colhida dos principais produtos da região em 1994 (em ha)

	Soja	Algodão	Milho	Arroz
Mato Grosso	2.022.956	66.059	434.705	476.542
Mato Grosso do Sul	1.101.691	41.135	410.536	95.787
Goiás e Distrito Federal	1.159.944	53.773	934.307	302.176
Total	4.284.591	160.967	1.779.548	874.505

Fonte: IBGE (1995)

Sendo as recomendação de adubação com nitrogênio para a soja de 10 kg/ha, algodão de 45 kg/ha, milho de 40 kg/ha e arroz de 30 kg/ha (MALAVOLTA, 1980), pode-se estimar as necessidades de adubação com nitrogênio em função da área colhida para a região abrangida pelo projeto. Isso dá um total de 147.506,5 ton de N só para as culturas citadas,

enquanto que o total distribuído ao consumidor final foi de 128.560,0 ton de N. Isso prova que se as necessidades de adubação de cada cultura forem satisfeitas conforme as recomendações, o mercado de fertilizantes nitrogenados tende a crescer ainda mais.

O Estado de São Paulo apresentou um consumo médio de nitrogênio como adubo em 1994 e 1995 de 372.269 ton de N. Considerando que as divisões regionais de São José do Rio Preto, Araçatuba, Marília e Presidente Prudente, localizadas no Oeste do Estado, tem juntas uma participação de 20% na área total colhida no Estado em 1995 [SEADE - 1995], estima-se que a quantidade média de nitrogênio consumida nesta região seja de aproximadamente 74.000 ton. Essa região do Estado de São Paulo localiza-se nas proximidades da área do projeto, constituindo-se um mercado alternativo para a amônia produzida em Ilha Solteira.

De acordo com a Tabela 6.7, a demanda anual de fertilizantes nitrogenados na área abrangida pelo projeto pode ter chegado a 128.560 ton de N (durante o ano de 1994). Supondo-se que todo o nitrogênio utilizado como adubo fosse derivado de amônia, seriam necessários anualmente 156.400 ton de amônia, o que corresponde a uma planta de 453 ton/dia (trabalhando 345 dias por ano). Considerando apenas o Mato Grosso e Mato Grosso do Sul (79.742 ton de N), seria necessária uma planta de amônia de aproximadamente 281 ton/dia (345 dias/ano).

Logo, conclui-se que as condições de mercado de fertilizantes nitrogenados e a disponibilidade de energia secundária são favoráveis à implantação de uma fábrica de amônia nas proximidades da UHE de Ilha Solteira, procurando-se, desse modo, transferir uma parte da produção de amônia da região litorânea para o interior do Estado de São Paulo, ou melhor, promover uma descentralização da produção de amônia.

Outra vantagem referente à instalação de uma fábrica de amônia utilizando energia secundária seria a economia de alguns derivados de petróleo (gás natural, GLP, nafta, etc.), para uma redução das importações de petróleo, que atualmente corresponde por volta de 40% do consumo total do país. Além disso, a amônia eletrolítica tem um processo muito mais limpo de produção, ao contrário daquela à combustíveis fósseis, que utiliza insumos que causam danos ambientais durante o seu transporte e refino.

Para a produção de uma tonelada de amônia via reforma de hidrocarbonetos leves são emitidas em média 0,706 ton de CO₂. Com isso, se toda amônia demandada pelos Estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul (281 ton/dia) fosse produzida via hidrogênio eletrolítico, seria evitada uma emissão diária de 198,4 ton/dia de CO₂.

6.3 - Disponibilidade e custo da energia secundária em Ilha Solteira para produção de hidrogênio eletrolítico

Utilizando-se o procedimento do seção 5.1.2 (Capítulo 5), determina-se a disponibilidade anual de Es (energia secundária) para produção de hidrogênio eletrolítico na UHE de Ilha Solteira e Ef (energia firme) necessária para complementar a capacidade de produção nos meses onde a energia secundária não é disponível em quantidade desejada (ver Tabela 6.9).

A Tabela 6.9 foi elaborada a partir da Tabela 6.4, utilizando-se a metodologia usada para obter a Tabela 5.2 (Capítulo 5). Considerando-se consumos anuais (Ca) e mensais (Cm) de energia elétrica crescentes (quanto maior a capacidade da planta maior o consumo anual de eletricidade) e com o auxílio dos dados da Tabela 6.4, calcula-se quanto de energia secundária pertencente à UHE Ilha Solteira pode ser utilizado anualmente (Es) para satisfazer o consumo anual (Ca) de cada planta de eletrólise.

Tab. 6.9 - Consumo anual de energia secundária e firme, custo da eletricidade em função da capacidade da planta e disponibilidade anual de energia secundária na UHE de Ilha Solteira

Capacidade da planta (1.000 Nm ³ /h)	Consumo total de energia da planta (MWh)		Consumo de energia (MWh/anual)		Custo da eletricidade (US\$/MWh)
	Anual Ca	Mensal Cm	Secundária Es	Firme Ef	
Cp					Ce
1,0	36.520	3.043	32.049	4.471	11,98
10,0	365.200	30.433	227.405	137.795	16,72
20,0	730.400	60.867	403.439	326.961	18,03
30,0	1.095.600	91.300	540.764	554.836	19,12
40,0	1.460.800	121.733	662.497	798.303	19,86
50,0	1.826.000	152.167	776.427	1.049.573	20,39
60,0	2.191.200	182.600	835.412	1.355.788	21,21
70,0	2.556.400	213.033	865.845	1.690.555	22,00
80,0	2.921.600	243.467	877.777	2.043.823	22,71
90,0	3.286.800	273.900	877.777	2.409.023	23,33

O custo médio da eletricidade via associação da E_s e E_f (em função do C_e) é obtido por meio da equação 5.6 (Capítulo 5), sendo as tarifas de energia secundária e firme as mesmas utilizadas na seção 5.1.2.

A Figura 6.3 mostra a variação de C_e (última coluna da Tabela 7.1) em função da capacidade da planta de eletrólise (C_p). O C_e aproxima-se da curva

$$C_e = 12,43 \cdot (C_p)^{0,1318} \quad (6.1)$$

cujo coeficiente de determinação é 0,9759. O C_e é dado em US\$/MWh e C_p em 1.000 Nm³/h.

Pela Figura 6.3, observa-se que quanto maior a capacidade da planta de eletrólise o custo da associação energia hidrelétrica secundária e firme aumenta. Isso é em decorrência do maior uso de energia firme em relação a secundária.

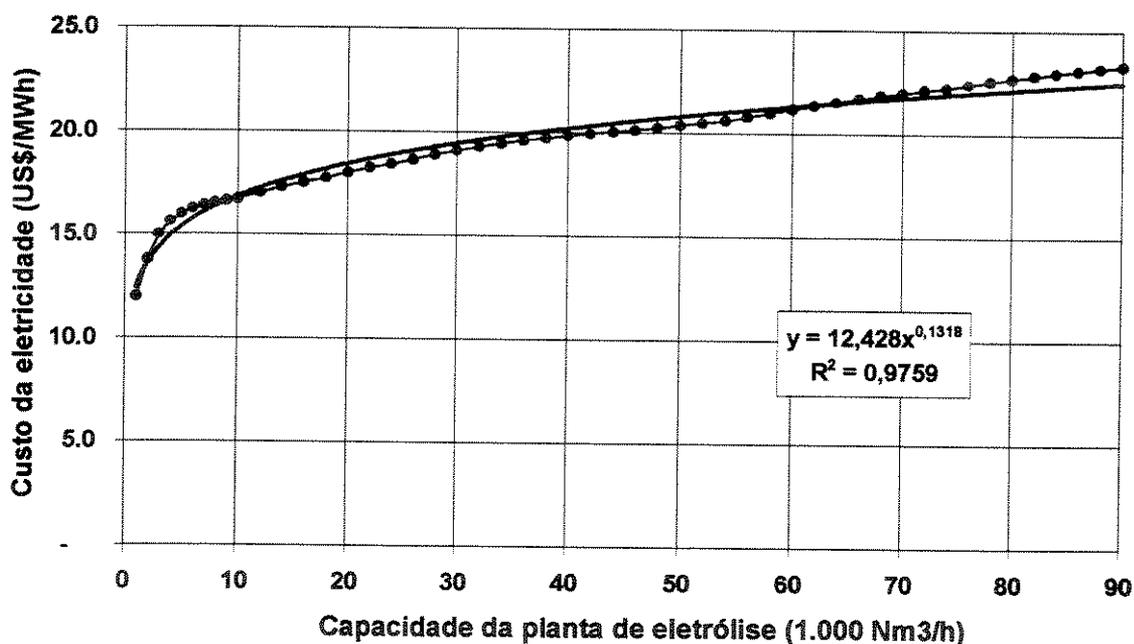


Fig. 6.3 - Custo da associação energia hidrelétrica secundária de Ilha Solteira e energia firme versus capacidade da planta de eletrólise

6.4 - Custo do hidrogênio via aproveitamento da associação energia secundária e firme da UHE de Ilha Solteira

Para obter-se o custo do hidrogênio eletrolítico via associação da energia hidrelétrica secundária de Ilha Solteira e energia firme da rede utiliza-se a mesma metodologia desenvolvida na seção 5.2 (Capítulo 5).

A equação 5.12, que possibilita o cálculo do custo do hidrogênio, pode ser reescrita como

$$Ch = 9,3885 \times 10^{-5} \cdot C_{EL} + 4,5259 \times 10^{-3} \cdot Ce \quad (6.2)$$

onde C_{EL} (custo capital da planta de eletrólise) é descrito pela equação 5.15. Substituindo a equação 6.1 e 5.15 na 6.2, obtém-se o custo do hidrogênio em função da capacidade da planta de eletrólise

$$Ch = 1,0043 \times 10^{-1} \cdot (Cp)^{-0,2272} + 5,6247 \times 10^{-2} \cdot (Cp)^{0,1318} \quad (6.3)$$

onde Cp é dado em $1.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ e Ch em $\text{US}\$/\text{Nm}^3$.

Por meio da equação 6.3 e variando-se Cp , plota-se a Figura 6.4, que mostra o custo do hidrogênio eletrolítico em função da capacidade da planta de eletrólise com o aproveitamento da energia hidrelétrica secundária de Ilha Solteira e energia firme da rede.

Derivando-se a equação 6.3 e igualando-se a derivada a zero, obtém-se a capacidade de produção de hidrogênio correspondente ao menor custo do hidrogênio (ponto de mínimo da curva), cujo valor é de $23.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$, e o custo correspondente do hidrogênio é $\text{US}\$ 0,1343/\text{Nm}^3$. Na verdade o hidrogênio tem esse custo para capacidades entre 20.000 e $27.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$.

O custo mínimo do hidrogênio e a capacidade da planta correspondente obtidos com o aproveitamento da energia hidrelétrica secundária disponível no sistema interligado Sul/Sudeste (2.000 MW_{med}) foram respectivamente de $\text{US}\$ 0,084/\text{Nm}^3$ e de $81.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (ver Capítulo 5). Comparando-se estes valores com os determinados para a UHE de Ilha

Solteira conclui-se que é devido ao fato da UHE de Ilha Solteira (usina isolada) ter uma menor disponibilidade de energia secundária, o que implica numa menor escala de produção de hidrogênio, que o custo mínimo é maior (quanto menor a escala maior o custo).

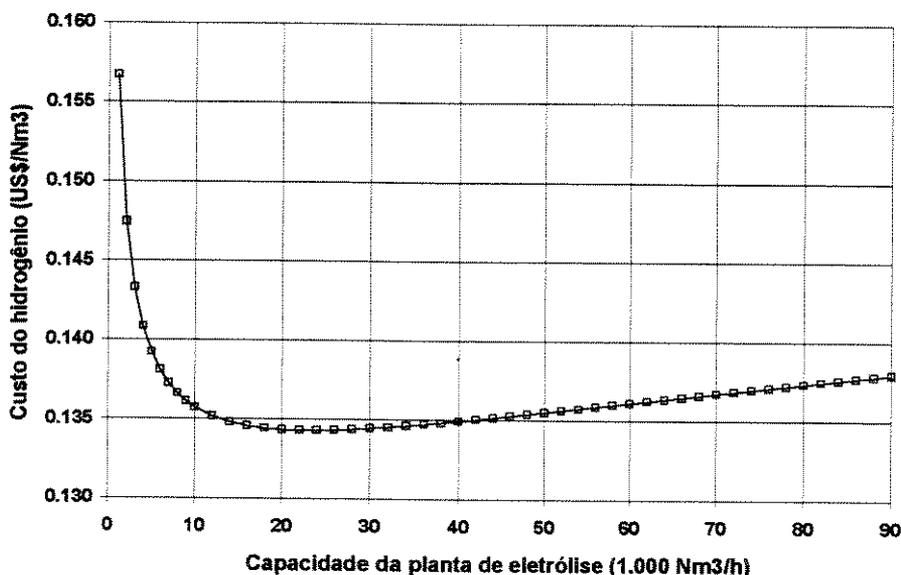


Fig. 6.4 - Custo do hidrogênio versus capacidade da planta de eletrólise

Por curiosidade, a vazão vertida média da UHE de Ilha Solteira foi de $58 \text{ m}^3/\text{s}$ de água em julho de 1996 o que equivale a $208,8 \times 10^6$ litros/h. A produção de $1,0 \text{ Nm}^3$ de hidrogênio gasta 1,0 litro de água; com isso uma planta de $23.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ consome por volta de 23.000 litros de água/hora, que corresponde a 0,011% da vazão vertida no mês de julho de 1996 (mês seco). Portanto o consumo de água na planta pode ser considerado desprezível face a disponibilidade local deste insumo.

6.5 - Capacidade de produção de amônia com aproveitamento da associação energia secundária e firme de Ilha Solteira

Para a produção de uma tonelada de amônia eletrolítica (NH_3) são necessários $1.975,704 \text{ Nm}^3$ de hidrogênio, ou seja,

$$C_p = C_{p\text{NH}_3}/12,147569 \quad (6.4)$$

onde $C_{p_{NH_3}}$ é a capacidade de produção de amônia eletrolítica, em ton/dia, e C_p é a capacidade de produção de hidrogênio para produzir a amônia correspondente (em 1.000 Nm^3/h).

Junto à uma planta de hidrogênio de 23.000 Nm^3/h , a qual corresponde ao custo mínimo de produção de hidrogênio eletrolítico na UHE de Ilha Solteira, é possível acoplar uma planta de amônia de aproximadamente 280 ton/dia de amônia.

Logo o tamanho da planta de amônia definido para ser instalada junto à UHE de Ilha Solteira é de 280 ton/dia, uma vez que, com esta capacidade, é possível atender 62% da demanda de amônia estimada para a região abrangida pelo projeto (453 ton/dia), o que equivale aos Estados de MT e MS (281 ton/dia).

Resumindo, aconselha-se a instalação de uma planta de amônia com capacidade de 280 ton/dia (hidrogênio a US\$ 0.1343/ Nm^3), a qual deve ser acoplada a uma planta de hidrogênio de 23.000 Nm^3/h .

6.6 - Custo de produção de amônia junto a UHE de Ilha Solteira

O custo de produção de amônia eletrolítica, via o aproveitamento da associação energia secundária e firme, é composto pela soma dos gastos com produção de hidrogênio (que inclui investimento na planta de eletrólise e eletricidade como insumo na produção de hidrogênio), consumo de eletricidade pelas unidades de separação de nitrogênio do ar e compressão do gás de síntese, investimento nas unidades de síntese da amônia - separação do nitrogênio do ar - compressores e fundações. Os procedimentos a seguir mostram o cálculo do custo da amônia em uma planta com capacidade de 280 ton/dia.

O investimento nas unidades de síntese de amônia, separação de nitrogênio do ar, compressores e fundações para produção de 280 ton/dia de amônia é de aproximadamente 35 milhões de dólares americanos (US\$) [GRUNDT, 1980].

A relação a seguir mostra a equação do custo de produção de amônia via eletrólise, baseando-se na metodologia usada para o cálculo do custo do hidrogênio

$$C_{\text{NH}_3} = (C_a + C_b + C_c)/C_d + C_f \quad (6.5)$$

sendo

C_{NH_3} - Custo de produção de amônia eletrolítica (US\$/ton);

C_a - Custo capital da planta de amônia e auxiliares (US\$/ano);

C_b - Custo com O&M (US\$/ano);

C_c - Custo do hidrogênio consumido (US\$/ano);

C_d - Quantidade de amônia produzida (ton/ano);

C_f - Custo da eletricidade consumida nas unidades de separação de nitrogênio e de compressão (US\$/ano);

sendo

$$C_a + C_b = I \cdot (F + \text{O\&M}) \quad (6.6)$$

onde

I - Investimento na planta de amônia (US\$);

F - fator de recuperação de capital (Idem seção 5.2);

O custo do hidrogênio consumido na produção de amônia é dado pela relação

$$C_c = C_p \cdot C_h \cdot T \cdot 1.000 \quad (6.7)$$

onde

C_p - Capacidade da planta de eletrólise necessária para produção de amônia (1.000 Nm³/h);

C_h - Custo do hidrogênio (US\$/Nm³);

T - Disponibilidade da planta (h/ano).

Substituindo-se a equação 6.4 em 6.7 tem-se

$$C_c = (C_{\text{NH}_3}/12,147569) \cdot C_h \cdot T \cdot 1.000 \quad (6.8)$$

onde

C_{NH_3} - Capacidade da planta de amônia (ton/dia).

A produção anual de amônia é dada por

$$C_d = C_{\text{NH}_3} \cdot (T/24) \quad (6.9)$$

O custo da eletricidade consumida nas unidades de separação do nitrogênio do ar e compressores é

$$C_f = C_e \cdot E \quad (6.10)$$

onde

C_e - Custo da associação energia hidrelétrica secundária e firme (US\$/MWh);

E - Consumo específico de eletricidade pelas unidades de amônia e nitrogênio (MWh/ton de NH_3).

Por fim, substituindo-se as equações 6.6 a 6.10 na 6.5 obtém-se

$$C_{NH_3} = \{[I \cdot (Fr + O\&M) + (C_{p_{NH_3}}/12,147569) \cdot Ch \cdot 1.000 \cdot T] / [C_{p_{NH_3}} \cdot (T/24)]\} + C_e \cdot E \quad (6.11)$$

ou

$$C_{NH_3} = \{[I \cdot (Fr + O\&M)] / [C_{p_{NH_3}} \cdot (T/24)]\} + 1.975,7039 \cdot Ch + C_e \cdot E \quad (6.12)$$

A Tabela 6.10 mostra alguns dados importantes, utilizados e obtidos nas equações anteriores.

Tab. 6.10 - Dados utilizados nos cálculos

	Valor	Unidade	Referência
Planta de amônia ($C_{p_{NH_3}}$)	280	ton/dia	-
Planta de hidrogênio correspondente (C_p)	23.000	1000 Nm ³ /h	equação 6.4
Investimento (I) (*)	35.000.000	US\$	Grundt (1980)
Fator de recuperação de capital (Fr) (*)	0,1175	-	-
Custo do hidrogênio (Ch)	0.1343	US\$/Nm ³	equação 6.3
Consumo extra de energia (E) (*)	0,84	MWh/ton	Grundt (1980)
Disponibilidade das plantas (T)	8.300	h/ano	-
O&M (*)	0,02	-	-
Custo da eletricidade (C_e)	18.80	US\$/MWh	equação 6.1

(*) - corresponde às unidades de separação do nitrogênio do ar e compressão da mistura nitrogênio/hidrogênio.

Por meio dos dados da Tabela 6.10 e equação 6.12, obtém-se o custo da amônia eletrolítica produzida via energia hidrelétrica secundária da UHE de Ilha solteira, cujo valor é de US\$ 331.00/ton de NH_3 para uma planta de 280 ton/dia de amônia.

A produção de amônia via combustíveis fósseis em Ilha Solteira não é viável pois o insumo (gás natural, resíduo asfáltico, etc.) não é disponível no local e o custo de levá-lo até lá é alto.

6.7 - Análise da competitividade da amônia produzida em Ilha Solteira

A amônia eletrolítica originária de Ilha Solteira terá como concorrente principal, aquela produzida, via combustíveis fósseis, pela Ultrafertil em Piaçaguera, S.P.

Dispondo-se de alguns dados da Tabela 6.10 pode-se rescrever a equação 6.12 como

$$C_{\text{NH}_3} = 49,7 + 1975,7 \cdot \text{Ch} + 0,84 \cdot \text{Ce} \quad (6.13)$$

Substituindo-se a equação 6.4 na equação 5.15, tem-se uma equação que representa o custo capital da planta de eletrólise em função da capacidade da planta de amônia

$$C_{\text{EL}} = 1069,8 (C_{\text{PNH}_3}/12,147569)^{-0,2272} \quad (6.14)$$

Com isso, uma planta com capacidade de 280 ton/dia de amônia, o custo da unidade de eletrólise e seus auxiliares será de US\$ 524.45/kW, o que corresponde a um investimento de aproximadamente US\$ 53.074.340.

Sendo o valor do C_{EL} igual a US\$ 524.45/kW, a equação 6.2 pode ser reescrita como

$$\text{Ch} = 4,9237 \times 10^{-2} + 4,5259 \times 10^{-3} \cdot \text{Ce} \quad (6.15)$$

Substituindo-se a equação 6.15 na 6.13 tem-se finalmente

$$C_{\text{NH}_3} = 146,9775 + 9,7820 \cdot \text{Ce} \quad (6.16)$$

As equações 6.15 e 6.16 são representadas através da Figura 6.5, a seguir. Dispondo-se dos custos da eletricidade é possível, com o auxílio das curvas da Figura 6.5, identificar rapidamente o custo de produção de amônia em uma planta de 280 ton/dia e/ou o custo de produção de hidrogênio numa planta de 23.000 Nm³/h. Por exemplo, se eletricidade estiver disponível a um custo de US\$ 10/MWh pode-se produzir amônia a US\$ 245/ton, em uma

planta de 280 ton/dia (ver Figura 6.5), com a vantagem de não produzir CO₂ e ser um processo mais limpo.

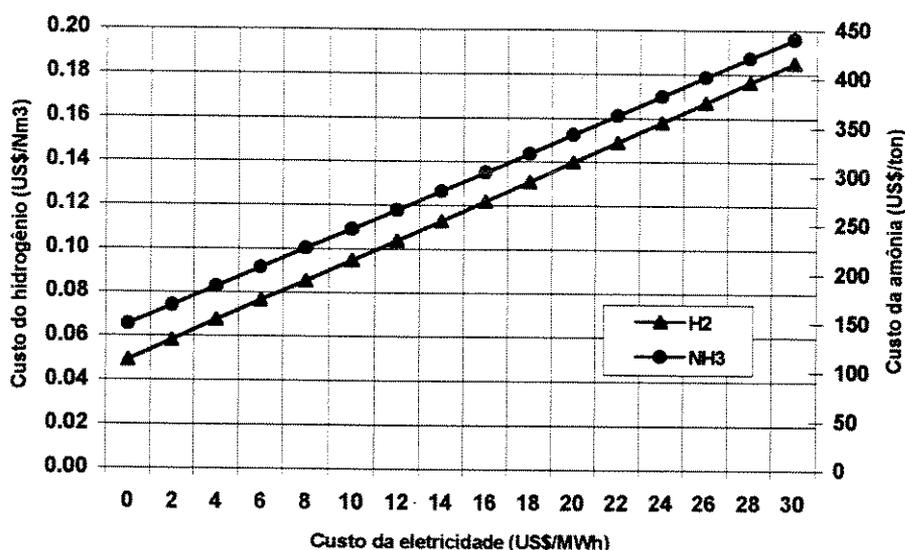


Fig. 6.5 - Custos de produção de hidrogênio e amônia versus custo da eletricidade

A produção de amônia e/ou fertilizantes nitrogenados em local distante do mercado consumidor, do ponto de vista logístico, apresenta um complicador que é o custo adicional com transporte.

A Tabela 6.11 mostra algumas distâncias e o custo de transporte por ton.km.

Tab. 6.11 - Distância de alguns trajetos e custo da tonelada transportada por meio de rodovias

Trajeto	Distância (km)	R\$/ton.km	R\$/ton
Santos/Cubatão - Ilha Solteira	700	0.053	37.0
Santos/Cubatão - Uberaba	575	0.053	30.5
Uberaba - Ilha Solteira	400	0.063	25.2
Santos/Cubatão - Cuiabá	1475	0.053	78.2
Uberaba - Cuiabá	900	0.053	47.7
Ilha Solteira -Cuiabá	775	0.053	41.1

Fonte: GEIPOT (1996) e CESP (1995b)

Tomando como exemplo o fosfato monoamônio (MAP), cuja composição é de 10% de Nitrogênio e 52% de ácido fosfórico (P₂O₅), faz-se uma análise de competitividade entre o MAP produzido em Ilha Solteira SP, Santos/Cubatão SP e Uberaba MG, bem como, qual dentre estes é mais vantajoso para ser comercializado em Cuiabá MT.

Para produzir-se uma tonelada de MAP são necessários 100 kg de Nitrogênio (122 kg de amônia) e 520 kg de P_2O_5 (ácido fosfórico). A partir destas proporções é possível estimar-se um custo para o MAP.

O preço médio da amônia produzida pela Ultrafertil em Cubatão SP é de US\$ 310/ton (1995) [ANDA, 1995]. O custo da amônia produzida com o uso da energia hidrelétrica secundária é de US\$ 331/ton (ver Seção 6.6) para uma planta de 280 ton/dia. O P_2O_5 tem um preço médio em Uberaba MG (onde é produzido pela Fosfertil) de aproximadamente US\$ 448/ton.

Utilizando-se os preços e custos citados, estima-se o custo do MAP relativo à matéria-prima amônia e P_2O_5 , e com transporte para produzir-se uma tonelada de MAP nas localidades enumeradas (ver Tabela 6.12).

Tab. 6.12 - Estimativa do custo do MAP relativo a amônia e P_2O_5 e transporte

	(A)	(B)	(C) (4)
Localidades	Custo da Amônia (US\$/ton)	Custo do P_2O_5 (US\$/ton)	Custo do MAP (US\$/ton)
Cubatão/Santos SP	310	478.5 (2)	286.6
Ilha Solteira SP	331	473.2 (3)	286.4
Uberaba MG	340.5 (1)	448	274.5

(1) - Soma do custo da amônia produzida na Ultrafertil (US\$ 310/ton) com o custo de transporte de Santos/Cubatão SP até Uberaba MG.

(2) - Soma do custo do ácido fosfórico produzido em Uberaba MG (US\$ 448/ton) com o custo de transporte do mesmo de Uberaba MG a Santos/Cubatão SP.

(3) - Soma do custo do ácido fosfórico produzido em Uberaba MG (US\$ 448/ton) com o custo de transporte do mesmo de Uberaba MG a Ilha Solteira SP.

(4) - O custo do MAP pode ser calculado como: ((A)-122 kg de NH_3 + (B)-520 kg de P_2O_5)/1000

Por meio da Tabela 6.12, observa-se que o custo de produção do MAP em Ilha Solteira SP e Cubatão SP, levando em consideração os gastos com transporte de matéria-prima, é mais ou menos equivalente. Já o MAP sintetizado em Uberaba MG é o mais barato, pois a principal matéria-prima (P_2O_5) está nas proximidades.

Tabela 6.13 mostra o custo final do MAP produzido em Uberaba MG, Ilha Solteira SP e Cubatão/Santos SP após ser transportado para Cuiabá MT.

Tab. 6.13 - Custo final do MAP em Cuiabá

Origem	Destino	(1)	(2)	(3) (*)
		Custo de transporte (US\$/ton)	Custo do MAP na origem (US\$/ton)	Custo Final (US\$/ton)
Cubatão/Santos SP	Cuiabá - MT	78.2	286.6	364.8
Ilha Solteira SP	Cuiabá - MT	41.1	286.4	327.5
Uberaba MG	Cuiabá - MT	47.7	274.5	322.2

(*) - (3) = (1) + (2)

Observa-se pela Tabela 6.13 que o MAP produzido em Uberaba MG e Ilha Solteira SP são os que chegam com menor custo em Cuiabá MT, sendo o de Uberaba MG um pouco mais barato.

No entanto, para a produção de MAP em Uberaba MG a amônia vem de Cubatão SP, apresentando custos que não são contabilizados pela empresa, como o desgaste da rodovia, a possibilidade de acidentes (incluindo vítimas), a emissão de poluentes pelos caminhões. Além disso a amônia produzida em Cubatão SP é via combustíveis fósseis, com a emissão de CO₂.

Com a privatização das rodovias é certo que irá aumentar o número de postos de pedágios e, conseqüentemente, o custo por tonelada transportada. Se forem levados em conta os custos enumerados, o custo do MAP produzido em Uberaba MG tende a tornar-se maior.

A capacidade de produção de MAP pela Fosfertil em Uberaba MG é de 1.500 ton/dia [ANDA, 1995]. Por outro lado, a região abrangida pelo projeto tem uma demanda de nitrogênio de 128.560 ton./ano (MS, MT, GO e DF, ver seção 6.2.2), sendo GO e DF responsáveis por 48.818 ton (1994), ou seja, para 330 dias de produção é necessário uma planta de MAP de 1.409 ton/dia (1 ton de MAP utiliza 105 kg de N) para satisfazer esta demanda. Conclui-se que a Fosfertil de Uberaba MG não precisa satisfazer o mercado de nitrogênio abrangido por MT e MS, pois ela tem um enorme mercado para satisfazer ao lado, que é GO e DF e a região do Triângulo Mineiro (onde localiza-se Uberaba MG) que é uma grande fronteira agrícola em expansão.

Capítulo 7

Aproveitamento do Hidrogênio como Energético

Como já foi descrito no Capítulo 4, o hidrogênio é um elemento químico utilizado em aplicações tanto energéticas como não-energéticas, sendo que as primeiras ainda não foram viabilizadas comercialmente devido a problemas tecnológicos e pelo fato do hidrogênio ainda ter um alto custo de produção, armazenamento e transmissão, quando comparado aos combustíveis convencionais; assim sendo, o hidrogênio é utilizado em todo o mundo principalmente como um não-energético.

Neste capítulo é apresentada, de forma simplificada, o potencial de aplicações energéticas deste gás, permitindo-se obter uma idéia sobre as vantagens adicionais que o incremento do seu uso poderá trazer no futuro.

As principais aplicações do hidrogênio como um energético estão apresentadas no Capítulo 4. Dentre elas, a mais interessante é o seu uso como um vetor energético, ou melhor, como armazenador de energia elétrica derivada de fontes renováveis (incluindo-se a energia hidrelétrica secundária) e sua posterior reconversão em eletricidade, mediante o uso de células de combustível e/ou turbinas a gás, no próprio local onde hidrogênio é produzido ou em outras localidades ou países.

Essa opção energética é estudada com mais detalhes neste capítulo, através de uma análise técnica e econômica das possibilidades de estocagem e transmissão do hidrogênio

gerado junto à UHE de Ilha Solteira via associação da energia secundária com a firme, seu transporte (por gasoduto) até São Paulo e sua reconversão novamente em energia elétrica. O objeto deste estudo é apresentar de forma preliminar, porém quantitativa, esta alternativa de uso energético do hidrogênio, o que representa uma opção para o aproveitamento do potencial de energia hidrelétrica secundária já identificado.

7.1 - Tecnologias de armazenamento de energia elétrica

Fontes renováveis tais como energia solar, eólica, ondas dos oceanos, marés e hidreletricidade secundária são intermitentes (variam durante o dia e/ou ano), o que faz com que a produção de eletricidade por meio destas seja, muitas vezes acima do consumo, nos horários de baixa demanda. Por isso deve-se recorrer ao uso de tecnologias para o estoque da eletricidade gerada quando há disponibilidade de tais fontes ou excesso devido a baixa demanda, para uso local nas horas de alta demanda ou em outras localidades. Isso não ocorre no caso de energia elétrica gerada via os combustíveis fósseis tradicionais, os quais podem ser acumulados e utilizados na geração elétrica somente durante os horários de demanda.

Para que a eletricidade possa ser estocada em grandes quantidades, ela deve ser primeiramente convertida em outra forma de energia (estocável). A seguir são descritas as principais tecnologias de estoque de energia elétrica.

a - Estoque de eletricidade por bombeamento hídrico: neste caso ela pode ser estocada na forma de água armazenada em reservatórios nas chamadas usinas reversíveis, nas quais o excesso de eletricidade nos horários de baixa demanda ou períodos de alta hidraulicidade (energia secundária) é usado para bombear água de um reservatório de menor nível para outro a um nível superior e, posteriormente, nos horários de alta demanda, ser turbinada para se produzir eletricidade. Esta alternativa exige, entretanto, a disponibilidade de locais favoráveis para a construção dos reservatórios secundários [KRAUSHAAR et al., 1988].

b - Estoque de eletricidade por compressão de ar: neste método utiliza-se compressores para comprimir ar em reservatórios subterrâneos, com o uso da eletricidade que sobra nos períodos de baixa demanda. O ar é retirado do reservatório durante os períodos de pico de demanda e

injetado com combustível em câmaras de combustão onde, após ser aquecido, expande-se através de uma turbina/gerador produzindo a potência necessária. Esse processo consome menos energia quando comparado às turbinas a gás convencionais, pois elimina o gasto de energia com o compressor de ar. Uma planta de 290 MW que utiliza esta tecnologia tem operado na Alemanha desde 1979 [KRAUSHAAR et al., 1988; DIENHART, 1994; KELLEY, 1975].

c - Estoque de energia em volantes: a energia elétrica é estocada na forma mecânica, no qual a energia cinética da massa em rotação estoca a energia elétrica usada para produzir o movimento rotacional do volante. A densidade de energia é de 25-30 Wh/kg para volantes de aço. Para estes sistemas são necessários o uso de suportes especiais [KORDESCH, 1981].

d - Estoque de energia em supercondutores magnéticos: a energia elétrica é estocada em um campo magnético produzido pela circulação de corrente na bobina de um supercondutor eletromagnético. Esses sistemas ainda encontram-se em estágio de pesquisas.

e - Estoque eletroquímico em baterias: para o estoque de energia elétrica em pequena escala o melhor método é por meio das baterias eletroquímicas; já o acúmulo de grandes blocos de energia por meio de baterias é inviável, devido à necessidade de um grande número destas unidades [SILVA, 1991; KORDESCH, 1981].

f - Estoque químico de energia na forma de hidrogênio: dentre as tecnologias de armazenamento de energia elétrica a mais promissora é a sua conversão em hidrogênio eletrolítico (processo de eletrólise da água), que possui muitas vantagens adicionais, entre elas o fato deste gás poder ser usado na produção de amônia para fertilizantes, metanol e outros produtos [CICCONARDI et al., 1993; KRAUSHAAR et al., 1988].

Uma outra vantagem da conversão da energia elétrica em hidrogênio é o armazenamento e transporte desta energia. O hidrogênio eletrolítico produzido na forma gasosa pode ser estocado como um gás pressurizado (GH_2), em tanques na superfície ou em reservatórios subterrâneos (cavernas e aquíferos), no estado líquido (LH_2), em tanques criogênicos, na forma de hidretos metálicos (FeTiH_2 por exemplo), como compostos orgânicos hidrogenados (metanol, metilciclohexano, etc.). O hidrogênio armazenado pode ser

reconvertido, no local, em eletricidade nos horários de pico da demanda por meio de células de combustível e turbinas a gás. Também é possível o transporte de energia elétrica (transmissão) na forma de hidrogênio (energy carrier) para lugares remotos, sendo o transporte de hidrogênio gasoso em gasodutos e de hidrogênio líquido em containers (transporte rodoviário, marítimo e ferroviário) as formas mais indicadas [SILVA, 1991; ZWANZIGUER, 1980; KELLEY, 1975; DIENHART & SIEGEL, 1994].

7.2 - Armazenamento de hidrogênio

a - Na forma gasosa

O hidrogênio, após ser produzido, pode ser diretamente armazenado em gasômetros a uma pressão um pouco superior à atmosférica; esta tecnologia já é bem dominada pelas empresas produtoras de gases industriais, gás natural, gás de cidade, etc. Os gasômetros são tanques cilíndricos que caracterizam-se por apresentar um volume variável, ou seja, aumenta com a entrada de gás e diminui com a saída do mesmo [SILVA, 1991].

O hidrogênio, após ser armazenado nos gasômetros, pode ser pressurizado em cilindros, os quais permitem o armazenamento de uma quantidade maior de massa por volume armazenado. Estes cilindros podem ter uma pressão de trabalho de 50 a 200 bar, sendo os de menor volume para o transporte a granel em carretas e os de maior volume para o armazenamento no local. Empresas do ramo de gases industriais como a White Martins, L'Air Liquide e outras tem uma grande experiência acumulada neste tipo de armazenamento [ZWANZIGUER, 1980; SILVA, 1991]. Um reservatório cilíndrico de 50 l à uma pressão de 200 bar contém cerca de 0,9 kg de hidrogênio e tem uma densidade energética de 0,6 kWh/l [FRIBERG, 1993].

Uma outra tecnologia ainda em fase de desenvolvimento é o armazenamento de hidrogênio em cavernas e aquíferos. Estas cavidades subterrâneas devem ser impermeabilizadas para evitar as perdas por difusão do hidrogênio. Esta técnica é uma das opções mais interessantes para o estoque de grandes volumes de hidrogênio, cuja quantidade armazenada depende do volume e da pressão nas cavidades. No estoque de um volume de 140 milhões de Nm^3 de hidrogênio estima-se um custo de US\$ 0,05/ Nm^3 . A empresa inglesa

Imperial Chemical Industries (ICI) utiliza três cavernas com 365 m de profundidade com um volume para 20.000 ton de hidrogênio a uma pressão de 5 atm [SILVA, 1991; POTTIER et. al., 1988]. Para este tipo de estoque é necessário que as cavernas, aquíferos, etc. estejam localizadas nas proximidades da planta de produção de hidrogênio ou de um gasoduto. Poços de petróleo e de gás natural esgotados constituem-se também numa boa opção para o estoque de hidrogênio gasoso.

O hidrogênio também pode ser estocado no próprio gasoduto, que além da função de transporte de grandes massas de gases (gás natural, hidrogênio, etc.), constituem-se num grande cilindro que armazena um certo volume de gás a uma determinada pressão, que é geralmente de 50 bar [ZWANZIGUER, 1980].

b - Na forma líquida

O armazenamento na forma líquida permite uma maior densidade de hidrogênio. A temperatura de liquefação do hidrogênio é da ordem de 20,3 K (-253°C). O processo de liquefação de hidrogênio já é bem dominado pela indústria e as unidades de liquefação são fabricadas por exemplo pela Linde-Union Carbide (E.U.A) e a L'Air Liquide (França). Com o uso da tecnologia atual de liquefação são gastos aproximadamente 12 kWh/kg de LH₂ produzido, ou seja, o gasto com energia é alto. Além disso o hidrogênio líquido tem que ser armazenado em tanques criogênicos, os quais tem a forma esférica e as paredes são metálicas de duplas camadas isoladas entre si, com perdas da ordem de 0,5 a 1% por dia. Então conclui-se que o armazenamento de hidrogênio na forma líquida é limitado pelo alto consumo de energia e investimento nos reservatórios criogênicos [SILVA, 1991; KELLEY, 1975].

c - Compostos intermediários

O hidrogênio combina-se com a maioria dos elementos e ligações deste tipo formam moléculas com a fórmula geral RH_x, sendo R o elemento, H o átomo de hidrogênio e x o número de átomos de hidrogênio [SILVA, 1991]. No caso dos hidretos metálicos, o elemento R é um metal ou metalóide e a reação de formação é expressa como



onde nos casos de interesse prático calor é desprendido quando o hidreto é formado, ou seja, o processo é exotérmico. Como exemplos de hidretos metálicos temos o FeTiH_2 , MgH_2 , LiH , TiH_2 etc. Quando calor é fornecido ao hidreto o hidrogênio é liberado (processo endotérmico). Dependendo do tipo de hidreto, grandes quantidades de hidrogênio são armazenadas por unidade de volume. O hidreto é estocado e transportado em tanques de construção simples.

O hidrogênio, como já foi visto no Capítulo 4, pode ser transformado em amônia, metanol, metilciclohexano (MCH), etc., formando um composto intermediário, que pode ser utilizado como tal ou reformado para produzir novamente hidrogênio, após ser estocado ou transportado.

A Tabela 7.1 compara a densidade de estoque ($\text{kg de H}_2/\text{m}^3$) de hidrogênio na forma gasosa, líquida e hidreto metálico. Observa-se que consegue-se armazenar maiores quantidades de hidrogênio na forma líquida e de hidretos metálicos.

Tab. 7.1 - Comparação entre as formas de armazenamento de hidrogênio

Forma de estoque	Armazenamento	Densidade ($\text{kg de H}_2/\text{m}^3$)
Líquida (LH_2)	vaso de aço	46,9
	vaso de alumínio	46,9
Hidreto (MH_2)	FeTiH_2	36,5
Gasosa (GH_2)	vaso de aço (150 atm)	12,1
	vaso de kevlar (200 atm)	11,2

Fonte: AMANKWAH et. al. (1991)

7.3 - Transporte de hidrogênio

O hidrogênio quando desempenha o papel de um vetor energético, com o objetivo de levar energia (de fontes renováveis) a lugares nos quais ela não é disponível, pode ser transportado na forma de hidrogênio líquido (LH_2), que é uma forma mais densa energeticamente, a exemplo do transporte de gás natural liquefeito (GNL). Esse tipo de transporte é realizado em navios criogênicos e em tanques criogênicos (transporte rodoviário e

ferroviário). As desvantagens deste método são a grande quantidade de energia gasta na liquefação, o custo elevado dos reservatórios criogênicos e as perdas por evaporação (0,5 a 1% por dia) [SILVA, 1991; ZWANZIGUER, 1980].

O transporte de grandes massas de hidrogênio comprimido (GH_2) por meio dos métodos tradicionais (rodoviário, ferroviário e marítimo) é muito oneroso, pois a densidade energética é baixa.

Outra maneira de transportar hidrogênio é na forma de compostos intermediários, tais como os hidretos metálicos, amônia, metanol, hidrazina, metilciclohexano etc., os quais, além de apresentarem uma densidade energética razoável, podem ser transportados com facilidade [ZWANZIGUER, 1980].

O transporte de gases em gasodutos é um dos meios mais econômicos para a transmissão de energia. Com o aumento da participação e/ou introdução do gás natural na matriz energética de muitos países, o número de gasodutos para transporte de gás natural tem crescido no mundo inteiro. No caso do Brasil temos o exemplo do gasoduto Brasil/Bolívia, que está em construção. Assim como o gás natural, o hidrogênio também pode ser transportado por meio de gasodutos.

A mais longa história de sucesso na transmissão de hidrogênio em escala comercial por gasoduto é a rede de gasodutos da Chemische Werke Hüls AG, que está em operação no vale do Ruhr na Alemanha desde 1938. Esta rede subterrânea tem cerca de 220 km de comprimento, com tubos de 10 a 30 cm de diâmetro e opera a uma pressão de 25 bar. O hidrogênio injetado na rede é subproduto de indústrias químicas localizadas ao longo do gasoduto. São distribuídos anualmente cerca de 1.000 milhões de m^3 de hidrogênio puro a nove usuários separados. Além deste, há outros gasodutos de hidrogênio em funcionamento na França e Bélgica (operado pela L'Air Liquide), Inglaterra (operado pela ICI), nos E.U.A há gasodutos na área do Golfo da Louisiana e área de Houston no Texas (operados pela Air Products and Chemical Inc.) [POTTIER et al., 1988; MOORE & NAHMIA, 1991; KELLEY, 1980].

O trabalho de compressão de hidrogênio num processo politrópico é de 0,01 GJ/kg (valor que é calculado via a equação 7.3 a seguir) ou 0,07 GJ/GJ de H₂ (poder calorífico do hidrogênio de 0,1419 GJ/kg).

7.4 - Transporte por meio de gasoduto do hidrogênio produzido em Ilha Solteira via associação de energia secundária com firme

Para se dimensionar o diâmetro da tubulação que deve ser usada na transmissão de uma certa massa de hidrogênio e a energia gasta com compressão do gás no início da tubulação ou em um reservatório é necessário conhecer as equações descritas adiante.

Segundo [PLASS, 1989; ÖNEY et al., 1994] a vazão mássica, quando o escoamento de um fluido compressível é isotérmico, é determinada pela equação

$$Q^2 = [\pi^2 \cdot D^5 \cdot (p_1^2 - p_2^2)] / [64 \cdot f \cdot R \cdot T \cdot L] \quad (7.2)$$

onde L é o comprimento da linha (m); D é o diâmetro da tubulação (m); f o fator de atrito de Fanning; Q a vazão mássica (kg/s); p₁ a pressão na entrada do gasoduto (Pa); p₂ a pressão na saída do gasoduto (Pa); R é a constante do gás (J/kg.°K); T a temperatura (°K).

O fator de atrito de Fanning depende do diâmetro (D) e da rugosidade (e) do tubo. Conhecendo-se a relação e/D e com a ajuda do Diagrama de Fanning o fator de atrito (f) é facilmente determinado. A constante R para o hidrogênio é dada por 4.137 J/kg.°K. A temperatura é a ambiente, cujo valor é de aproximadamente 300°K (25°C). A rugosidade do tubo (e) é assumida como 0,0000457. Variando-se o diâmetro do tubo tem-se diferentes valores de e/D e com a ajuda do Diagrama de Fanning determina-se o valor de “f” para cada diâmetro de tubo. Por exemplo, para um diâmetro de 20 cm o valor e/D = 0,00023 e o valor de “f” encontrado através do diagrama mencionado foi de 0,0044.

A compressão de hidrogênio num gasoduto ou num reservatório de gás é realizada com o auxílio de compressores recíprocos ou centrífugos. Nesta operação, dependendo da taxa de compressão, é consumida uma quantidade específica de energia por kilograma de gás

comprimido. Quando a compressão é politrópica, a energia gasta pelo compressor é calculada por meio da equação [PLASS, 1989]

$$W_c = [N \cdot k / (k-1)] \cdot z_1 \cdot R \cdot T_1 \cdot [(p_2/p_1)^{(n-1)/(N \cdot n)} - 1] \quad (7.3)$$

onde W_c é o trabalho de compressão (J/kg); N é o número de estágios de compressão; k é a taxa de calor específico do gás (C_p/C_v); z_1 é a taxa de compressibilidade (para o hidrogênio $z_1=1$); p_2/p_1 é a taxa de compressão; n é o expoente politrópico, que é determinado pela equação

$$n = (k \cdot \eta_p) / [1 - k \cdot (1 - \eta_p)] \quad (7.4)$$

onde η_p é a eficiência politrópica (para compressor recíproco, à pistão, está entre 0,85 e 0,90 e centrífugo entre 0,76 e 0,79).

O investimento em tubulação para o gasoduto de hidrogênio pode ser estimado pela equação a seguir, conhecendo-se o diâmetro da tubulação e estimando-se o custo para cada metro de tubulação (US\$/m) [ÖNEY et al., 1994].

$$IT = 1,08 + 207,92 \cdot D + 244,0 \cdot D^2 \quad (7.5)$$

onde IT é o investimento na tubulação (US\$/m) e D é o diâmetro da tubulação (m).

A seguir é feita uma análise técnica e econômica do transporte por meio de gasoduto do hidrogênio produzido junto a UHE de Ilha Solteira (associação de energia secundária e firme) até a Grande São Paulo, onde estão localizadas várias empresas que utilizam hidrogênio como matéria prima e onde concentra-se o maior consumo de eletricidade do Estado de São Paulo.

Nas condições padrões de temperatura e pressão 1,0 kg de hidrogênio corresponde a 11,2 Nm³; então a produção de 23.000 Nm³/h corresponde a um fluxo (Q) de aproximadamente 0,5704 kg/s. A distância de Ilha Solteira a São Paulo (L) é de

aproximadamente 650 km; a pressão na entrada do gasoduto (p_1) é de 6,0 Mpa e na saída (p_2) de 3,0 Mpa; o fator de atrito (f) depende do diâmetro e do coeficiente de rugosidade. Utilizando-se os dados enumerados e a equação 7.2 encontrou-se a seguinte relação entre f (fator de atrito) e D (diâmetro do tubo)

$$D^5/f = 0,063 \quad (7.6)$$

Utilizando-se a equação 7.6, a relação e/D , o Diagrama de Fanning e variando-se o diâmetro do duto (D), encontrou um diâmetro de aproximadamente 19,4 cm e um fator de atrito de 0,0044 ($e/D = 0,00023$). Logo o diâmetro mínimo do duto para o transporte do hidrogênio gasoso produzido na UHE de Ilha Solteira até a Grande São Paulo deve ser de aproximadamente 20 cm.

O hidrogênio produzido sai da planta de eletrólise em Ilha Solteira com uma pressão de aproximadamente 0,1 Mpa e é comprimido no gasoduto a uma pressão na entrada de 6,0 Mpa, o que corresponde a uma taxa de compressão (p_2/p_1) de 60. Utilizando-se as equações 7.3 e 7.4 estima-se que é necessário 0,01 GJ/kg de hidrogênio comprimido. Uma vazão de 0,5704 kg/s (23.000 Nm³/h) corresponde a 5,7 MW de potência, então o gasto anual (8.300 h/ano) com energia para compressão será de 47.310 MWh/ano, ou melhor US\$ 946.200,00/ano (custo da eletricidade via associação de energia secundária mais firme igual a US\$ 20/MWh). Logo o custo com energia para a compressão será de aproximadamente US\$ 0.005/Nm³ (produção de $1,91 \times 10^8$ Nm³ H₂/ano).

O custo com compressores é estimado em US\$ 1.200/kW [ÖNEY et. al., 1994], então, o investimento no sistema de compressão (potência de 5,7 MW) será de aproximadamente US\$ 6.840.000,00. Com um fator de recuperação de capital de 0,117 (taxa de desconto de 10% e amortização de 20 anos), 5% ao ano do capital fixo em O&M e disponibilidade da planta de 8.300 h/ano estima-se um custo de US\$ 0.006/Nm³ com instalação de compressão.

Utilizando-se a equação 7.5 estima-se um investimento com tubulação de hidrogênio de US\$ 34.075.600 ($D = 20$ cm e $L = 650$ Km) entre a planta de hidrogênio em Ilha Solteira e a Grande São Paulo. Para um fator de recuperação de capital de 0,126 (10%, 30 anos), 2% ao

ano em O&M e 8300 h/ano, estima-se um custo de US\$ 0.026/Nm³ só com o duto para o transporte.

Logo o custo total do hidrogênio produzido via energia secundária na UHE de Ilha Solteira, para uma capacidade de 23.000 Nm³/h (custo mínimo), no momento em que chega a Grande São Paulo é de aproximadamente US\$ 0.1713/Nm³ (somatória dos custos de produção, custo com tubulação e custo com compressão).

Os resultados obtidos na análise feita acima estão resumidos na Tabela 7.2. Observa-se que o custo do hidrogênio em São Paulo depende profundamente de seu custo de produção em Ilha Solteira. Os custos relativos a transporte de hidrogênio até São Paulo (compressão e tubulação) correspondem juntos a apenas 21,6% do total.

Tab. 7.2 - Resumo da análise técnico econômica

Capacidade da planta (Nm³/h)	23.000
Análise técnica	
Vazão mássica (kg/s)	0,5704
Disponibilidade da planta (h/ano)	8300
Diâmetro mínimo da tubulação (cm)	20
Energia de compressão (GJ/kg)	0,01
Potência de compressão (MW)	5,7
Análise econômica	
Investimento em tubulação (US\$)	34.073.000
Investimento em compressão (US\$)	6.840.000
Gasto com energia para compressão (US\$/ano)	946.200
Custo com energia para compressão (US\$/Nm ³) (1)	0.005
Custo com compressores (US\$/Nm ³) (2)	0.006
Custo com tubulação (US\$/Nm ³) (3)	0.026
Custo de produção de hidrogênio (US\$/Nm ³) (4)	0.1343
Custo do hidrogênio em São Paulo (US\$/Nm ³) (1)+(2)+(3)+(4)	0.1713
Análise comparativa	
Custo do hidrogênio em São Paulo (US\$/GJ)	13.40
Custo previsto do gás natural em São Paulo (US\$/GJ)	2.60

Observa-se pela Tabela 7.2 que o custo do hidrogênio é muito maior que o custo previsto para o gás natural boliviano em SP. Logo a utilização do hidrogênio como energético não é competitiva com o gás natural.

7.5 - Energia elétrica obtida pela combustão em turbina a gás, em São Paulo, do hidrogênio produzido em Ilha Solteira

A coluna 2 da Tabela 7.3, a seguir, mostra a metodologia para o cálculo dos valores da coluna 3. O termo PCS é o poder calorífico superior do hidrogênio e é dado por 0,1419 GJ/kg; η_t é a eficiência total de conversão de hidrogênio em energia elétrica com o emprego de turbina a gás que é de 30%; C_t é o custo da planta de geração elétrica (turbina à gás e acessórios) cujo valor é de US\$ 650/kW [FARMER, 1996]; C_r é o custo de estoque de hidrogênio a uma pressão de 200 bar em reservatórios de 50 l que é de US\$ 222/kg de hidrogênio estocado. A produção de um dia de hidrogênio é estocada para ser reconvertida em eletricidade no horário de pico (3 horas diárias).

Tab.7.3 - Produção de energia elétrica na ponta via hidrogênio obtido da associação de energia secundária com firme

Produção de energia elétrica via hidrogênio na ponta		
Capacidade da planta de eletrólise (Nm ³ /h)	(1)	23.000
Disponibilidade (horas/ano)	(2)	8.300
Fluxo de hidrogênio por hora (kg/h)	(3) = [(1)/11,2]	2053,6
Fluxo de hidrogênio por dia (kg/dia)	(4) = [(3)x24 horas]	49.286,4
No. De horas de ponta por dia (h/dia)	(5)	3
No. De horas fora de ponta por dia (h/dia)	(6)	21
Hidrogênio armazenado durante o dia para ser utilizado na ponta (kg)	(7) = (3)x24 horas	49.286,4
Fluxo de hidrogênio na ponta (kg/s)	(8) = {(4)/[(5)x3600]}	4,564
Potencia antes da queima (MWth)	(9) = {(8)xPCSx1000}	647,6
Potencia após a queima (MWe)	(10) = [(9) x η_t]	194,3
Disponibilidade da turbina a gás (h/ano)	(11) = {(2)/24)x(5)}	1037,5
Energia produzida por ano (GWh/ano)	(12)	137,3
Investimento em turbina a gás (10 ³ US\$)	(13) = [(10)xUS\$650/kW]	126.295
Invest. em estoque fora de ponta (10 ³ US\$)	(14) = [(7)*US\$ 222/kg]/1000	10.941,6
Custo do estoque intermediário (US\$/Nm ³)	(15)	0.009
Custo do hidrogênio em São Paulo (US\$/Nm ³)	(16)	0.1713
Custo de compressão no sistema de estocagem intermediária (US\$/Nm ³)	(17)	0.0038
Custo do hidrogênio para reconversão em eletricidade (US\$/Nm ³)	(18) = (15)+(16)+(17)	0.1841
Custo da eletricidade (US\$/MWh)	(19)	382.00

(12) = {(10)x(11)} - (Energia gasta com compressão durante o ano);/1000

Energia gasta com compressão durante o ano = [Potência dos compressores (5,7MW + 2,05MW)] x (2)

(15) = [(14)x1000x0,156]/[(2)x(1)]

(19) = {(13)x1000x0,137} + [(18)x(2)x(1)]/[1000x(12)]

PCS = 0,1419 GJ/kg

O hidrogênio ao chegar por gasoduto em São Paulo à uma pressão de 3,0 Mpa seria comprimido em um sistema de estocagem a 20 Mpa (200 bar). Através das equações 7.3 e 7.4 estima-se que é necessário 0,0036 GJ/kg de hidrogênio comprimido neste caso. A potência para compressão seria de 2,05 MW (uma vazão de 0,5704 kg/s) e a energia gasta com compressão durante o ano (8.300 h/ano) é de 17.015 MWh/ano. Utilizando-se os dados econômicos e procedimento da seção 7.4 obtém-se um custo total para compressão de US\$ 0.0038/Nm³ (gasto com compressor e energia para compressão).

Para o cálculo do custo da eletricidade gerada na planta elétrica via hidrogênio utiliza-se uma taxa de desconto de 10% e tempo de amortização de 20 anos; com isso tem-se um fator de recuperação de capital (FRC) de 0,117. A taxa de O&M é de 2% ao ano (OM = 0,02). No caso do custo de estoque de hidrogênio em cilindros o fator de recuperação de capital é de 0,106 (10%, 30 anos) e a taxa de O&M é de 5% ao ano.

Observa-se pela Tabela 7.3 que o custo de reconversão encontrado para a energia secundária que deveria ser usada nas horas de pico é muito alto (US\$ 382.00/MWh).

Na Tabela 7.4 utiliza-se a mesma metodologia utilizada na Tabela 7.3, porém, neste caso, o objetivo é determinar os custos de energia elétrica quando a planta termoeletrica trabalha na base, ou seja, está em operação o dia inteiro. Observa-se que o custo da eletricidade é um pouco menor que o anterior (planta trabalhando na ponta). O fato é que, quando esta planta elétrica trabalha na base, ela não vai necessitar de estoque intermediário de hidrogênio e o tempo de operação vai ser maior, diminuindo o custo do produto (eletricidade). Mas os valores encontrados nas Tabelas 7.3 e 7.4 ainda continuam altos em relação ao custo de geração de eletricidade pelos métodos convencionais (hidrelétricas e termelétricas à combustíveis fósseis).

Se o hidrogênio produzido via associação de energia hidrelétrica secundária e firme fosse reconvertido em São Paulo por meio de células de combustível a um custo de US\$ 3.000/kW e eficiência de 60% [APPLEBY, 1994], aplicando-se a metodologia da Tabela 7.4 o custo da eletricidade produzida seria de US\$148.00/MWh, ou seja, um custo inferior a reconversão por meio de turbinas à gás, que é de aproximadamente US\$ 226.00/MWh.

Tab. 7.4 - Produção de energia elétrica na base via hidrogênio obtido da associação de secundária com firme

Produção de energia elétrica via hidrogênio		
Capacidade da planta de eletrólise (Nm ³ /h)	(1)	23.000
Disponibilidade (horas/ano)	(2)	8.300
Fluxo de hidrogênio por hora (kg/h)	(3) = [(1)/11,2]	2053,6
Fluxo de hidrogênio por segundo (kg/s)	(4) = (3)/3600	0,5704
Potencia antes da queima (MWth)	(5) = {(4)xPCIx1000}	80,94
Potencia após a queima (MWe)	(6) = [(5) x ηt]	24,29
Disponibilidade da turbina a gás (h/ano)	(7)	8300
Energia produzida por ano (GWh/ano)	(8)	154,3
Investimento em turbina a gás (10 ³ US\$)	(9) = [(6)xUS\$650/kW]	15.789
Custo do hidrogênio (US\$/Nm ³)	(10)	0.1713
Custo da eletricidade (US\$/MWh)	(11)	226.00

(8) = {[(6)x(7)] - (Energia gasta com compressão durante o ano)}/1000

Energia gasta com compressão durante o ano = [Potência do compressor (5,7MW)] x (2)

(11) = {[(9)x1000x0,137] + [(10)x(2)x(1)] }/[1000x(8)]

PCS = 0,1419 GJ/kg

Se o custo da energia secundária de Ilha Solteira for reduzido a zero ao invés dos US\$ 9.70/MWh utilizados nos cálculos do Capítulo 6, o custo de produção de hidrogênio que é de US\$ 0.1343/Nm³ reduzir-se-a para no máximo US\$ 0.105/Nm³, ou seja a redução é pequena. Conclui-se então que este decréscimo não é suficiente para reduzir de forma atraente o custo de reconversão do hidrogênio em eletricidade na Grande São Paulo.

A energia gasta com compressão do gás no gasoduto ou reservatório tem uma participação significativa na energia final gerada. Isso mostra que o gasto com compressão pode tornar o investimento antieconômico. A Tabela 7.5 mostra a participação da energia gasta com compressão e no total de energia final gerada por turbina à hidrogênio trabalhando na base.

Analisando-se os resultados obtidos nas tabelas acima, conclui-se que a eficiência total de um ciclo que envolve a produção de hidrogênio eletrolítico a partir de uma certa quantidade de energia elétrica, compressão, transporte deste gás, e sua reconversão em eletricidade novamente (usando-se turbina a gás) é de aproximadamente 18,4%. Isso significa que se um certo volume de energia for convertido em hidrogênio e transmitido a outro local, só 18,4% deste volume poderá ser reconvertido em eletricidade e dos 81,6% uma parte será perdida no processo de eletrólise (perdas no eletrolisador, retificador, etc.), outra na compressão do gás, e finalmente na turbina a gás (cuja eficiência é de 30%).

Tab. 7.5 - Participação da energia gasta com compressão do gás no gasoduto na energia final que pode ser gerada em uma turbina a hidrogênio trabalhando na base

Planta de eletrólise (Nm³/h)	23.000
Energia gasta com compressão (GWh/ano)	47,3
Energia gerada (GWh/ano)	201,6
Participação da compressão (%)	23,5

A Figura 7.1 mostra um fluxograma que ilustra com detalhes o que foi dito acima e compara a reconversão de eletricidade por meio de células de combustível com aquela via turbina a gás.

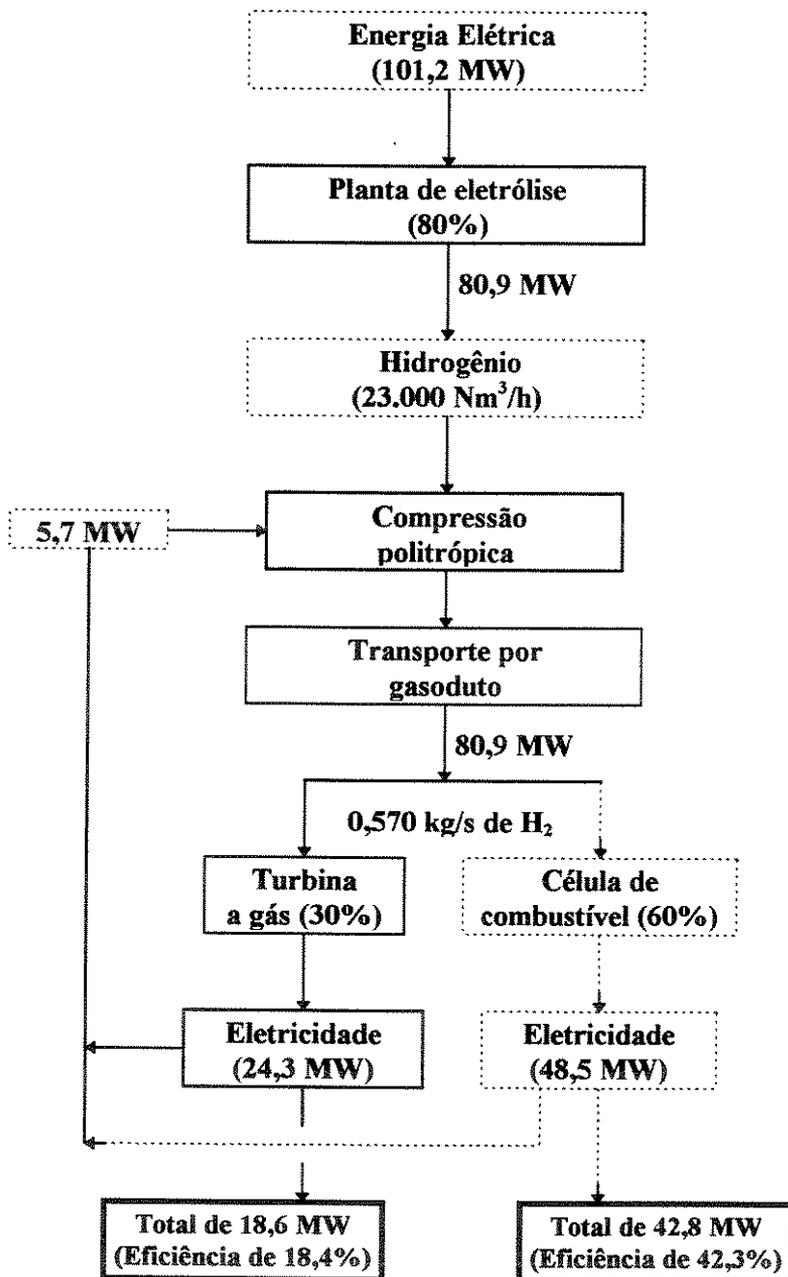


Fig. 7.1 - Fluxograma de reconversão da energia elétrica, para uma planta operando na base

Através dos cálculos efetuados anteriormente conclui-se que a utilização do hidrogênio produzido em Ilha Solteira como um energético (reconversão em energia elétrica) não é viável economicamente “no momento”.

A aplicação mais interessante para o hidrogênio produzido via associação da energia secundária e firme junto a UHE de Ilha Solteira seria como insumo químico para produção de amônia para fertilizantes nitrogenados, assim como foi demonstrado no Capítulo 6 (Estudo de Caso).

O hidrogênio que chega a São Paulo apresenta um custo que o torna proibitivo para ser usado como um energético (US\$ 0.17/Nm³), mas dependendo da disponibilidade de mercado na Grande São Paulo ele é atraente para aquelas empresas que o utilizam como um insumo químico (indústria de margarina, metalúrgica, farmacêutica, petroquímica, peróxido de hidrogênio, etc.), pois o preço médio de mercado que é praticado para este insumo está em torno de US\$ 1.00/Nm³.

Capítulo 8

8.1 - Conclusões

As principais conclusões obtidas neste trabalho podem ser resumidas como:

1 - O potencial de energia hidrelétrica excedente (ou secundária) disponível nos sistemas interligados brasileiros é da ordem de 2.800 MWmed (9% da carga própria). Destes, 2.000 MWmed encontram-se no sistema interligado Sul/Sudeste, onde está disponível em maior quantidade nos meses de Dezembro, Janeiro, Fevereiro, Março e Abril.

Deve-se levar em consideração que devido ao fato de a energia excedente no sistema interligado ser usada para substituição térmica, um aumento da participação da geração térmica deverá reduzir a disponibilidade desta forma de energia. Por outro lado, com a privatização da geração hidrelétrica, o sistema, que atualmente é interligado e tem uma maior eficiência (sistema otimizado), deverá tornar-se mais segmentado devido a presença de empresas privadas independentes, tornando-se menos eficiente e conseqüentemente poderá ocorrer um aumento de energia excedente (secundária).

2 - O consumo médio de eletricidade por meio dos eletrolisadores comercializados atualmente está em torno de 4,4 kWh/Nm³ de hidrogênio produzido, o que corresponde a uma eficiência de eletrólise de aproximadamente 80%.

3 - Os principais setores consumidores de hidrogênio no Brasil são os de síntese da amônia (60%) e metanol (24%), indústria siderúrgica (3%) e petroquímica (5%). O hidrogênio

também é liberado como subproduto na indústria de cloro-soda (8%). De 1984 a 1994 o mercado total de hidrogênio no Brasil apresentou um crescimento de aproximadamente 4%, sendo que em 1994 registrou-se uma quantidade de 374.969 toneladas (4,2 bilhões de Nm^3).

A amônia é utilizada principalmente na síntese de fertilizantes nitrogenados, sendo o mercado deste produto está na faixa de 77.745 a 595.499 ton/ano e está concentrado na área Centro/Sul. Se essa amônia fosse produzida via hidrogênio eletrolítico seria necessária uma planta de 19.435 a 148.647 Nm^3/h (85 a 654 MWmed). A projeção de déficit de capacidade instalada de amônia para o ano 2005 é de 1.686 ton./dia (ano comercial de 330 dias).

4 - O uso da energia secundária disponível no sistema Sul/Sudeste (2.000 MWmed) associada à firme para geração de hidrogênio eletrolítico leva a uma redução considerável do custo desse produto, sendo que essa alternativa é mais vantajosa que aquela realizada por meio da reforma da nafta brasileira a US\$ 0.12/l (para capacidades de produção entre 7.000 e 200.000 Nm^3/h), ou do gás natural a US\$ 0.13/ m^3 (capacidades entre 18.000 e 130.000 Nm^3/h).

O custo mínimo de produção de hidrogênio eletrolítico via energia secundária e firme no sistema Sul/Sudeste é de US\$ 0.084/ Nm^3 numa planta de 81.000 Nm^3/h , ou seja, um potencial de 356 MWmed (associação de 95% de energia secundária com 5% de energia firme). Quando a disponibilidade de energia secundária é maior usa-se plantas de eletrólise de maior escala, o que leva a obtenção de custos menores para o hidrogênio.

O investimento fixo necessário numa planta de 81.000 Nm^3/h de hidrogênio é de 140,5 milhões de dólares americanos (retificador, eletrolisadores, gasômetros, etc.).

As variáveis que tem maior influência no custo final do hidrogênio são a eficiência da planta de eletrólise, o custo da eletricidade e o custo da planta de eletrólise.

Após ser produzido em grande escala o hidrogênio deve ser imediatamente utilizado para algum fim, pois o estoque de grandes quantidades de hidrogênio é muito caro. O estoque de uma produção de 81.000 Nm^3/h de hidrogênio (3.616 kg/h) durante um mês (720 horas) à uma pressão de 200 bar (densidade de 14,483 kg/m^3 a 25°C) ocupa um volume de

aproximadamente 179.764 m³. O investimento em sistema de estoque de hidrogênio pode inviabilizar o uso da tecnologia de eletrólise. Esta etapa tem que ser reduzida ao máximo e a única maneira é escoar a maior parte do hidrogênio imediatamente após ser produzido para o consumo (como insumo químico ou energético).

5 - A UHE de Ilha Solteira foi escolhida para a realização do estudo de caso pelos seguintes motivos: ela possui uma disponibilidade média de energia secundária de aproximadamente 49% do total de todas as usinas da CESP agrupadas e a maior capacidade instalada (3.320 MW); localiza-se próxima aos Estados de Mato Grosso do Sul, Mato Grosso e Goiás, onde há um mercado expressivo de fertilizantes nitrogenados, que pode ser satisfeito com uma planta de amônia de 453 ton./dia ou de 281 ton./dia considerando-se somente o abastecimento dos Estados de MT e MS.

O custo mínimo de produção de hidrogênio eletrolítico via energia secundária e firme na UHE de Ilha Solteira é de US\$ 0.13/Nm³ para uma capacidade de produção de 23.000 Nm³/h, aproximadamente 63% deste custo é com eletricidade. Para esta produção é necessária uma potência elétrica de 101,2 MW, dos quais 54,1 MW é energia secundária (53,5%) e 47,1 MW é firme (46,5%). O investimento nesta planta é de aproximadamente 53,1 milhões de dólares americanos. Devido à menor escala de produção o custo do hidrogênio neste caso é maior que no caso anterior (planta de 81.000 Nm³/h).

6 - O hidrogênio produzido em Ilha Solteira, com base nos estudos de mercado, deve ser utilizado como insumo químico na produção de amônia para fertilizantes nitrogenados visando o abastecimento do mercado da região abrangida pelo projeto (MS, MT, GO e DF).

Deve-se implantar junto à UHE de Ilha Solteira uma planta com capacidade de aproximadamente 280 ton/dia de amônia, a qual deve consumir 23.000 Nm³/dia de hidrogênio produzidos via associação de energia secundária e firme a um custo mínimo. O custo da amônia produzida para esta capacidade é de US\$ 331/ton; sendo o investimento na unidade de amônia e de separação do nitrogênio do ar de 35,0 milhões de dólares americanos.

Na região abrangida pelo projeto há um mercado de fertilizantes nitrogenados que pode absorver toda amônia produzida em Ilha Solteira. A demanda é de aproximadamente

128.560 ton de N na forma de adubos, o que equivale a 156.400 ton de amônia (uma planta de 453 ton/dia de amônia trabalhando 345 dias por ano). Apenas Mato Grosso e Mato Grosso do Sul tem demanda de aproximadamente 79.742 ton de N, que corresponde a uma planta de amônia de aproximadamente 281 ton/dia.

A amônia produzida em Ilha Solteira deve ser utilizada na fabricação de MAP (Fosfato monoamônico), que é um fertilizante muito utilizado na região abrangida pelo projeto para a produção da mistura NPK. Esse produto (MAP) tem um custo em Ilha Solteira de US\$ 286,4/ton e ao ser transportado para Cuiabá, MT, chegará lá custando US\$ 327,5/ton.

O MAP que compete em termos de custo com o produzido em Ilha Solteira quando comercializado na região abrangida pelo projeto é aquele produzido em Uberaba M.G pela Fosfértil, que é um pouco mais barato devido ao fato desta empresa ter a sua disposição a principal matéria prima para sua produção (fosfato) à um custo bem menor devido à reserva localizar-se nas proximidades.

O MAP produzido em Uberaba MG (capacidade de produção de 1.500 ton/dia) [ANDA, 1995] só é suficiente para satisfazer o mercado de fertilizantes nitrogenados de Goiás e DF, que absorve o equivalente a 1.409 ton/dia de MAP, sem contabilizar a região do Triângulo Mineiro onde está localizada a fábrica e que é uma enorme fronteira agrícola em expansão. Conclui-se com isso que uma fábrica localizada em Ilha Solteira produziria MAP para atender os Estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul sem concorrência.

Para a produção de MAP em Uberaba MG a amônia é oriunda de Cubatão - SP e tem que ser transportada por rodovias, o que provoca o desgaste das pistas, o congestionamento de caminhões e risco de acidentes. A amônia na forma gasosa é altamente tóxica, ou seja, um vazamento com formação de nuvem tóxica durante o transporte numa região populosa certamente provocará mortes.

A emissão diária de CO₂ evitada com a produção de amônia via hidrogênio para satisfazer o mercado de fertilizantes nitrogenados dos Estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul é de 198,4 ton/dia.

3 - O estudo de caso constitui-se num modelo de cálculo de custo de produção de hidrogênio eletrolítico via energia vertida, que pode ser aplicado por exemplo para estimar a capacidade ótima de produção de hidrogênio com o aproveitamento do conjunto de usinas hidrelétricas da CESP que estão ao longo do Rio Tietê.

4 - A metodologia desenvolvida pode ser usada num estudo de aproveitamento da energia elétrica excedente da cogeração junto a uma usina de açúcar e álcool para produção de hidrogênio eletrolítico.

5 - Por último seria interessante um estudo do mercado de hidrogênio como insumo químico utilizado na Grande São Paulo, o qual possibilitaria identificar uma usina hidrelétrica próxima a região para aproveitamento da energia secundária na produção de hidrogênio de modo a satisfazer uma parte deste mercado.

Referências bibliográficas

AAS - American Academy of Science, Press Release, outubro, 1990.

ABIQUIM - Anuário Estatístico da Indústria Química Brasileira, 1990 e 1994.

ABIQUIM/SDI - Relatório Anual do SDI, 1994.

ABIQUIM - Relatório de Acompanhamento de Preços, No. 8/96, setembro, 1996.

AISB - Anuário da Indústria Siderúrgica Brasileira, Instituto Brasileiro de Siderurgia - IBS, 1993 e 1994.

AMANKWAH, K. A. G. et. al. "Hydrogen Storage on Superactivated Carbon at Refrigeration Temperatures", First Annual Meeting of the National Hydrogen Association, EPRI - Electric Power Research Institute - GS - 7248s, Report Summary, Califórnia, 1991.

ANDA - Associação Nacional para Difusão de Adubos e Corretivos Agrícolas, Anuário Estatístico Setor de Fertilizantes, 1995.

ANDREASSEN, K. et al. "Norwegian Hydro Energy in Germany (NHEG)", Int. J. Hydrogen Energy, v.18, n.4, p.325-336, 1993.

APPLEBY, A. J. "Fuel Cells and Hydrogen Fuel", Int. J. Hydrogen Energy, v.19, n.2, pp.175-180, 1994.

BALTHASAR, W. Int. J. Hydrogen Energy, 9, 649, 1984.

BERRY, G. D. et al "Hydrogen as a Future Transportation Fuel", Energy, v. 21, n. 4, p. 289-303, 1996.

BOCKRIS, J. O'M. et al. "Comprehensive Treatise of Electrochemistry", v.2, p.1-104, Plenum Press, New York, U.S.A, 1981.

BOCKRIS, J. O'M., WASS, J. C., "About the Real Economics of Massive Hydrogen Production at 2010 A.D.", Proc. of the 7th World Hydrogen Energy Conference, p. 101-152, Moscow, 1988.

CEKINSKI, E. et al. "Tecnologia de Produção de Fertilizantes", IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas, 237p, São Paulo, 1990.

CESP - Centrais Elétricas de São Paulo S. A. "Aproveitamento da Energia Secundária nos Sistemas CESP - Estudo de Viabilidade Técnico-Econômico-Financeiro", Relatório Interno, julho, 1977.

CESP - Companhia Energética de São Paulo, "Estudo de Fontes Alternativas de Energia para o Estado de São Paulo", v. B, Relatório Final, Capítulo III, p.455-466, 1980.

CESP - Companhia Energética de São Paulo S. A., "Comercialização de Energia Elétrica Interruptível", Relatório do Departamento Comercial, setembro, 1984.

CESP - Companhia Energética do Estado de São Paulo, "Relatório Estatístico de Produção", 1990-1995, 1995a

CESP - Companhia Energética de São Paulo, Revista Mercovias, dezembro, 1995 b.

CESP - Companhia Energética de São Paulo, "Usinas hidroelétricas", 1996.

CESP, CPFL, ELETROPAULO, COMGÁS, “Relatório de Gestão 1991-1994”, 1994.

CHESF - Cia Hidro-Elétrica do São Francisco, “Fontes Energéticas Brasileiras, Inventário/Tecnologias”, v.4, 1987.

CICCONARD, S. P. et al. “Hydrogen Energy Storage: Preliminary Analysis”, Int. J. Hydrogen Energy, v.18, n.11, p. 933-940, 1993.

COX, K. E., WILLIAMSON Jr., K. D. “Hydrogen Its Technology and Implications” (4 Vols) - CRC Press - Cleveland, Ohio, 1977.

CRAWFORD, G. A., BENZIMRA, S. “Advances in Water Electrolysers and their Potential Use in Ammonia Production and other Applications”, Int. J. Hydrogen Energy, v. 11, n. 11, p. 691-701, 1996.

CRAWFORD, G. A., STUART, A. K. Int. J. Hydrogen Energy, 9, 619, 1984.

CRIOPLANE H₂ - “A Russian-German Cooperative Project Cryogenic-Fuel Aircraft”, Catálogo da Daimler-Benz Aerospace Airbus GmbH, 1995.

DE NORA PERMELEC S.p.A, “Water Electrolysers for Hydrogen Production”, Catálogo LM/md, 1992.

DERIVE, C. et al. “L’Electrolyse de L’Eau en Chemie: Un Mode de Transfert Sasonnier de L’Electricite”, CIGRE, Session 3709, 1988.

DIENHART, H., SIEGEL, A. “Hydrogen Storage in Isolated Electrical Energy Systems with Photovoltaic and Wind Energy”, Int. J. Hydrogen Energy, v. 19, No. 1, pp. 61-66, 1994.

DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, Portaria No. 469, novembro, 1995.

DROLET, B. et al “The Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project [EQHHPP]: Demonstration Phase”, Int. J. Hydrogen Energy, v.21, n.4, p. 305-316, 1996.

ELECTROLYSER Co., “EI-250 Industrial Plants - The EI-250 Cell System”, Catálogos EI-71705 e EI-71706, 1995.

ELETROBRÁS; PLANO 2015, Projeto 3, v.2, ELETROBRÁS, dezembro, 1992 a.

ELETROBRÁS; PLANO 2015, Projeto 4, v.2, ELETROBRÁS, dezembro, 1992 b.

ELETROBRÁS; PLANO 2015, Projeto 1, v.2, ELETROBRÁS, dezembro, 1993.

ELETROBRÁS; PLANO 2015, Relatório Síntese, v.1, ELETROBRÁS, abril, 1994 a.

ELETROBRÁS; GCOI-Grupo Coordenador para Operação Interligada, Subcomitê de estudos Energéticos, Plano de operação para 1995 Sul/Sudeste-Norte/Nordeste, SCEN-GTPL-SE-S-02/94, dezembro, 1994 b.

ELETROBRÁS; GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, Plano Decenal de Expansão 1995/2004, ELETROBRÁS, dezembro, 1994 c.

ELETROBRÁS; GCOI/SCEN/GTPL-SE/S-01/95 - “Estudo de oferta de Energias Interruptíveis (secundárias) para 1995 nos Sistemas Interligados Sul/Sudeste - Norte/Nordeste”, maio, 1995.

ELETROPAULO - Eletricidade de São Paulo S.A., “A Experiência da Eletropaulo no Mercado da Eletricidade-Energia Interruptível-Aspectos de Comercialização”, IX Seminário nacional de Distribuição de Energia Elétrica/SENDI, Salvador, setembro, 1984.

FALANTE, A. M. “Amônia com Base em Hidrogênio Eletrolítico - Um Enfoque do Setor de Fertilizantes”, Painel: Hidrogênio no Brasil - Presente e Futuro, CESP/SP, novembro, 1984.

FARMER, R. "Turnkey budget for small combined cycle plants", Gás Turbine World Review, v.26, n.3, 1996.

FORTUNATO, L. A. M. et al. "Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de produção de Energia Elétrica", ELETROBRÁS, EDUFF, Universidade Federal Fluminense, 232p., R.J., 1990.

FRIBERG, R. "A Photovoltaic Solar-Hydrogen Power Plant for Rural Electrification in India - Part 1: A General Survey of Technologies Applicable within the Solar-Hydrogen Concept", Int. J. Hydrogen Energy, v.18, n. 10, p. 853-882, 1993.

GEIPOT, Anuário Estatístico do Setor de Transportes, 1996.

GRASSE, W. et al. "Hysolar: The German-Saudi Arabian Program on Solar Hydrogen - 5 Years of Experience", Int. J. Hydrogen Energy, v.17, p.1-7, 1992.

GREINER, P. "Processo de Restruturação do Setor Elétrico Brasileiro - SEB", Seminário Reforma do Setor Elétrico, DNAEE-ELETROBRÁS-COPEL, 1996.

GRETZ, J. et al "Phase II and Phase III.0 of the 100 MW Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project EQHHPP", Proc. 9th World Hydrogen Energy Conf., Paris, june, 1992.

GRUNDT, T. "Hidrogênio por Eletrólise da Água como Base para Produção de Amônia em Pequena Escala - Uma Comparação com as Tecnologias com base em Hidrocarbonetos", Seminário de Tecnologia de Fertilizantes da Norsk Hydro, São Paulo, Março de 1980.

HALL, F. F. "Hydrogen Production Plants Using Electrolytic Cells with low cost Electrodes Built Into Pressure Tanks", First World Hydrogen Conf., v.2, march, 1976.

HAMMERLI, M., "When Will Electrolytic Hydrogen Become Competitive ?", Int. J. Hydrogen Energy, v. 9, n. 1/2, p. 25-51, 1984.

HARMANS, H. et al. Chem. Ing. Tech, 52, 504, 1980.

HASSMANN, K., KÜHNE, H. M. “Primary Energy Sources for Hydrogen Production”, Int. J. Hydrogen Energy, v.18, n.8, p.365-640, 1993.

HEDDEN, K., WEITKAMP, J. Chem. Ing. Tech., 55, 909, 1983.

HEYDORN, B. “Hydrogen Industry and Markets”, First Annual Meeting of the National Hydrogen Association, EPRI - Electric Power Research Institute - GS - 7248s, Report Summary, Palo Alto, Califórnia, March, 1991.

IBGE - Anuário Estatístico Brasileiro (AEB), 1995.

IPEA - Instituto de Planejamento Econômico e Social, “Tecnologia Moderna para a Agricultura - Fertilizantes Químicos”, v. 2, 640p, IPEA/IPLAN, Brasília, 1973.

JOHNSON, K. E., VERMA, A., Proc. 15th Intersociety Energy Conversion Engng Conf., v. 22, p. 2015, 1980.

KAHN, B., NOACK P. Aus d. Arb. Plenum u. kl. KI Adw d. DDR, 6, Adw d. DDR, Berlim, p.32, 1981.

KASPER, Int. J. Hydrogen Energy 8 (1983) 183.

KELLEY, J. H., LAUMANN, E. A. “Hydrogen Tomorrow: Demands & Technology Requirements”, Report of the Nasa Hydrogen Energy Systems Technology Study, p. 1-142, NASA, E.U.A, 1975.

KELLEY, J. H., HAGLER Jr, R. “Storage, Transmission and Distribution of Hydrogen”, Int. J. Hydrogen Energy, v. 5, pp. 35-54, 1980.

KORDESH, K. “Electrochemical Energy Storage”, in “Comprehensive Treatise of Electrochemistry”, v. 3, pp.123-126, Plenum Press, New York, U.S.A, 1981.

KRAUSHAR, J. J., RISTINEN, R. A. "Energy and Problems of a Technical Society", Edited by John Wiley & Sons, U.S.A., 1988.

LAVANTINO, A., NODA, J. T. "Turbina a Gás", Revista Petro & Gás, p. 48-55, Novembro, 1993.

LEDJEFF, K., "New Hydrogen Appliances", Hydrogen Energy Progress VIII, v.3, p.1429-1444, Pergamon Press, Oxford, 1990.

LEROY, R. L. et. al. "The Thermodynamics of Aqueous Water Electrolysis", J. Electrochem. Soc., v.127, no.9, 1980.

LEROY, R. L. "Industrial Water Electrolysis: Present and Future", Int. J. Hydrogen Energy, v.8, n.6, p.401-417, 1983.

LURGI BAMAG GmbH, "Hydrogen from Water - Pressure Electrolysis", Catálogo 3052e, 1993.

MALAVOLTA, E. "O Papel dos Nitrofosfatos na Agricultura Brasileira", Seminário de Tecnologia de Fertilizantes da Norsk Hydro, Brasília, março, 1980.

MARCENARO, B. G. "EQHHPP FC BUS: Status of the Project and Presentation of First Experimental Results", Proc. of the 10th World Hydrogen Energy Conf., v.3, p.1447-1556, U.S.A, 1994.

MERCOSUL - Revista de Negócios, "Semear Tecnologia é Colher Sucesso", n. 56, março, 1997.

MME - Ministério das Minas e Energia, Balanço Energético Nacional (BEN), Brasil, 1994 e 1995.

MME/DNDE-DNAEE-ELETROBRÁS, Sistema de Informações Empresarias do Setor de Energia Elétrica (SIESE), Síntese, 1996.

MME/DNAEE, "Análise do Sistema e Oferta de Energia Elétrica", Programa de Substituição de Energéticos Importados por Eletricidade (Eletrotermia), Módulo 4, p. 264-341, novembro, 1983.

MME/SE/DNAEE, "Aspectos Comerciais e Operacionais de Implantação de Tarifas para Eventuais Disponibilidades de Energia", Programa de Revisão Tarifária-PRT, Relatório 8, Projeto 4, novembro, 1994.

MME/DNAEE/ELETROBRÁS, Sistema de Informações Empresarias do Setor de Energia Elétrica (SIESE), Síntese 1996.

MOORE, R. B., NAHMIAS, D. "Gaseous Hydrogen Markets and Technologies", First Annual Meeting of the National Hydrogen Association, EPRI-Electric Power Research Institute-GS-7248s, Report Summary, Califórnia, 1991.

NASSAR, N. C. "Quantificação e Valoração de Energia Excedentes em Sistemas Hidrotérmicos", Relatório Interno - ELETROBRÁS, 1994.

NORSK HYDRO ELECTROLYSERS, "Hydrogen Generation Equipment Based on Water Electrolysis", Catálogos da Empresa, 1993.

NORSK HYDRO, "Usina de Fertilizante Fabricado por Processo Eletrolítico para a Área de Minas Gerais - Estudo de Viabilidade", Relatório Interno, 40p, Noruega, 1983.

ÖNEY, F. et al. "Evaluation of Pipeline Transportation of Hydrogen and Natural Gas Mixtures", Int. J. Hydrogen Energy, V. 19, No. 10, pp. 813-822, 1994.

OUELLETTE, N. et al. "Hydrogen-Based Industry From Remote Excess Hydroelectricity", Proc. 10th World Hydrogen Conf., v.1, p. 8-22, E.U.A, Miami, 1994.

OUELLETTE, N. et al. “Hydrogen from Remote Excess Hydroelectricity. Part I: Production Plant Capacity and Production Costs”, Int. J. Hydrogen Energy, v.20, n.11, p.865-871, 1995.

OUELLETTE, N. et al. “Hydrogen from Remote Excess Hydroelectricity. Part II: Hydrogen Peroxide or Biomethanol”, Int. J. Hydrogen Energy, v.20, n.11, p.873-880, 1995.

PADRO, C. E. G. “The Hydrogen Program of the United States”, Home Page of the National Hydrogen Association, 1996.

PLASS Jr, H. J. “Hydrogen System Application Analysis”, Task A, Internal Report, University of Miami, 1989.

POTTIER, J. et. al “Large Scale Storage and Transmission of Gaseous Hydrogen”, Proc. 7th World Hydrogen Energy Conf., pp.1095-1107, 1988.

PROCEEDINGS, Proceedings of the 1th World Hydrogen Energy Conference, v. III, Miami Beach, U.S.A, 1976.

REPORTER, Chem. Bus. Suppl. of Chem. Market. Reporter 11 (1985) 13.

REYDON, B. P. “A Indústria de Fertilizantes no Brasil: Aspectos de sua Dinâmica”, Relatório Preliminar, Campinas, UNICAMP, 1987.

ROSA, V. M. “Novos Materiais para Uso como Diafragma em Eletrolisadores de Água”, Dissertação de Mestrado, FEM, UNICAMP, 1994.

SCIENTIA, “Estudo de Oportunidade de Implantação de uma Indústria de Eletrolisadores no Brasil: Fundamentos Conceituais de Eletrólise”, Relatório Final, P-7934, FINEP, Dezembro, 1980.

SCHMIDT, B. et al. Chem. Ing. Tech., 56, 922, 1984.

SHREVE, R. N., BRINK Jr., A. “Indústria de Processos Químicos”, Editora Guanabara Dois, R.J, 1980.

SHRÖDER, K. Große Dampfkraftwerke, v. 3, Springer -Verlag, Berlim, Göttingen, heideberg, p. 303-328, 1968.

SILVA, E. P. “Introdução a Tecnologia e Economia do Hidrogênio”, Editora da UNICAMP, 1991.

SIQUEIRA, G. Q. “Dimensionamento da Potência Instalada em Hidrelétricas”, p.20-26, Revista do Serviço Público, v.114, ano 43, 1984.

SOLLTERMAN, O “Estudo de Alternativas de Exploração de Recursos Renováveis para Exportação de Energia sob a forma de Hidrogênio”, Tese de doutorado em andamento, 1998.

SOUZA, S. N. M., SILVA, E. P. “Integração da Energia Hidroelétrica Secundária e do Gás Natural por meio do Hidrogênio”, II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, UNICAMP, Campinas - SP, Brasil, dezembro, 1994.

SOUZA, S. N. M. “Análise de um sistema a hidrogênio solar para o Brasil: Aspectos técnicos, sociais e econômicos”, Uberlândia: DEEME, Universidade Federal de Uberlândia, 1994. 198p. Dissertação de Mestrado.

STUART, A. K. “A Perspective on Electrolysis”, First Annual Meeting of the Hydrogen Association, EPRI-Electric Power Research Institute-GS-7248s, Report Summary, Califórnia, 1991.

STUCKI, S “The Cost of Electrolytic Hydrogen from Off-Peak Power”, Int. J. Hydrogen Energy, v.16, n. 7, p. 461-467, 1991.

STIEß, M. Chem. Ing. Tech., 53, P. 824-828, 1981.

TELEDYNE ENERGY SYSTEMS, Catálogos de eletrolisadores ES-678-680-681-693, 1995.

THE H₂ LETTER VI, n.9, setembro, 1991.

THE H₂ LETTER V, n.6, junho, 1990.

TOLEDO, J. A. “Desenvolvimento de um Modelo de Previsão para o Consumo de Fosfato no Brasil”, Dissertação de Mestrado, 98p, UNICAMP/IG, Campinas, agosto, 1994.

ULLMANN'S, “Hydrogen”, Encyclopedia of Industrial Chemistry, v. A13, p.297-443, Federal Republic of Germany, 1989.

VENTURA Fo., A. “Panorama da Oferta de Energia Elétrica”, Revista do Serviço Público, v.114, dezembro, 1984.

WEISSERMEL, K., ARPE, H. J. “Industrielle Organische Chemie”, 2nd ed Verlag Chemie, Weinheim, New York, 1978.

WICKE, E., Chem. Ing. Tech. 54 (1982) 41.

WIESENER, K. “Chemical and Industrial use of Hydrogen”, Proc. 6th World Hydrogen Conf., v.3, p.1301-1317, Austria, July, 1986.

WILLIAMS, L. O. “Hydrogen Power: An Introduction to Hydrogen Energy and its Applications”, Pergamom Press, Oxford, 1980.

WINTER, C. J. et al. “Hydrogen as an Energy Carrier: What is known ? What do we need to learn ?”, Int. J. Hydrogen Energy, v.15, n.2, p.79-81, 1990.

WINTER, C. J., FUCHS, M. “Hysolar and Solar-Wasserstoff-Bayern”, Int. J. Hydrogen Energy, v.16, n. 11, p. 723-734, 1991.

WURSTER, R., MALO A. “The Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project EQHHP”, Proc. of the 8th World Hydrogen Energy Conf., Hawaii, July, 1990.

ZWANZIGER, M. G. et al. “Tecnologia e Economia do Ciclo do Hidrogênio”, Relatório Interno, Laboratório de Hidrogênio-Unicamp, Campinas, 1980.

Anexo I

Tecnologia de produção de amônia via hidrogênio eletrolítico

Uma planta de amônia eletrolítica é composta de uma unidade de eletrólise, uma de separação de nitrogênio do ar e uma de síntese da amônia. A Figura 1 mostra o fluxograma do processo para uma planta de 280 ton/dia de amônia.

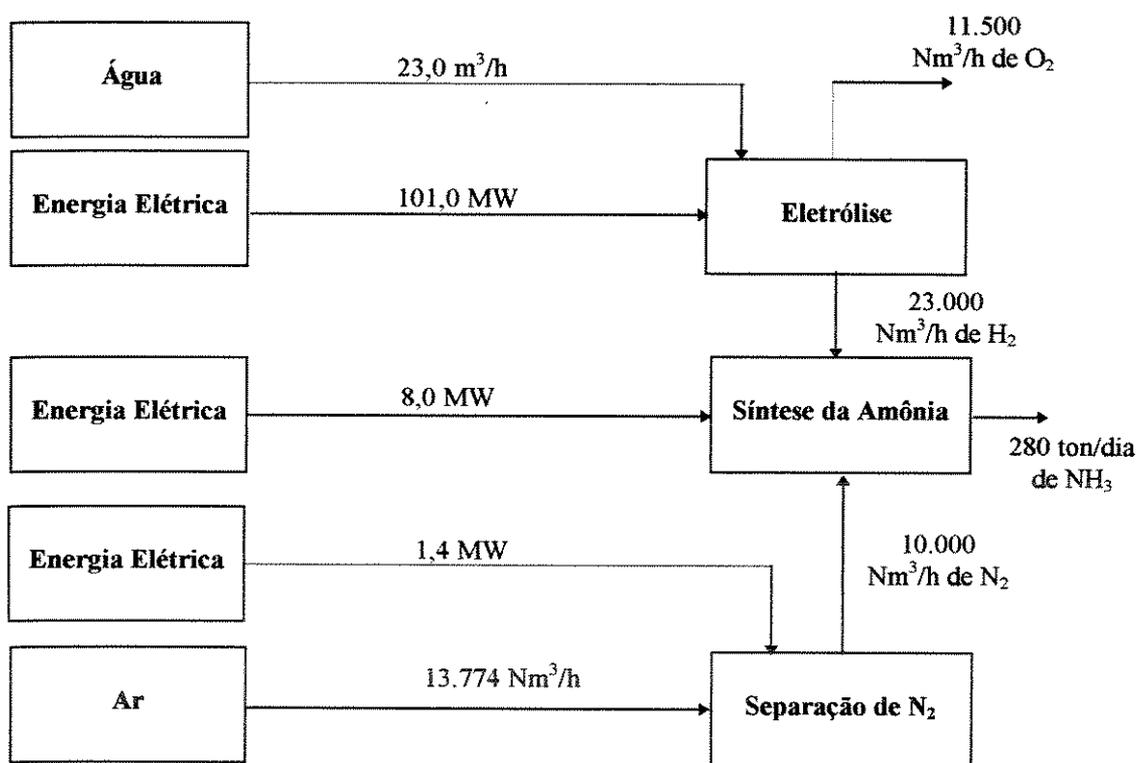


Fig. 1 - Fluxograma de uma planta de amônia eletrolítica

Tab. 1 - Dados técnicos da planta de amônia eletrolítica

Unidade	Produção	Potência necessária (MW)
Amônia	280 ton/dia	8,0
Eletrólise	23.000 Nm ³ /h	101,0
Nitrogênio	10.000 Nm ³ /h	1,4

Unidade de síntese da amônia

Na síntese da amônia, é utilizado o processo Haber-Bosch, independente do tipo de produção do gás de síntese (eletrólise, reforma do gás natural, etc.). Entre os licenciadores desta tecnologia estão: Kellog, Casale, Haldor-Topsoe, ICI, Norsk-Hydro e outros.

O conversor para síntese de amônia é constituído por um casco de alta pressão (tipo vaso de pressão) dentro do qual estão inseridos uma seção de catálise e um trocador de calor. A seção de catálise é composta por um ou mais leitos (dependendo do licenciador). O trocador de calor localiza-se abaixo da seção de catálise. Neste, o gás afluente é aquecido pelos gases quentes que saem do último leito de catálise. A entrada de gás de arrefecimento contribui para que o gás afluente entre sem aquecimento e controla a temperatura do primeiro leito de catálise para que a mesma seja mantida na faixa ótima, onde os rendimentos são máximos [SHREVE et. al., 1980].

A mistura H_2/N_2 tem a razão molar de 3/1. Primeiramente, ela é comprimida até a pressão requerida pelo reator (misturada aos gases recomprimidos da recirculação), em seguida, entra no topo do conversor e flui para baixo, entre o vaso de pressão e a seção de catálise. O gás resfria o casco e é aquecido. Depois, entra no trocador de calor, no fundo do conversor, e é ainda mais aquecido, pelos gases quentes efluentes, ao circular em torno dos tubos do trocador. Parte do gás entra diretamente no topo do primeiro leito, onde encontra a alimentação pré-aquecida. A corrente gasosa combinada, a uma temperatura entre 370 e 420 °C, entra no leito de catalizador do topo. Os gases fluem para baixo, através do catalizador, com um rápido aumento da temperatura, à medida que a reação de formação do amoníaco avança, e passam então, pela grade que suporta o leito de catálise, para um espaço entre o primeiro e o segundo leito. Nesta câmara, a temperatura é reduzida e o teor de amoníaco é abaixado graças a injeção de gás de carga frio. Assim, consegue-se controlar a temperatura em todos os leitos de catálise, de forma a se manter a temperatura ótima, que propicia os rendimentos máximos. Da mesma forma, o gás continua a fluir para baixo, através dos leitos inferiores.

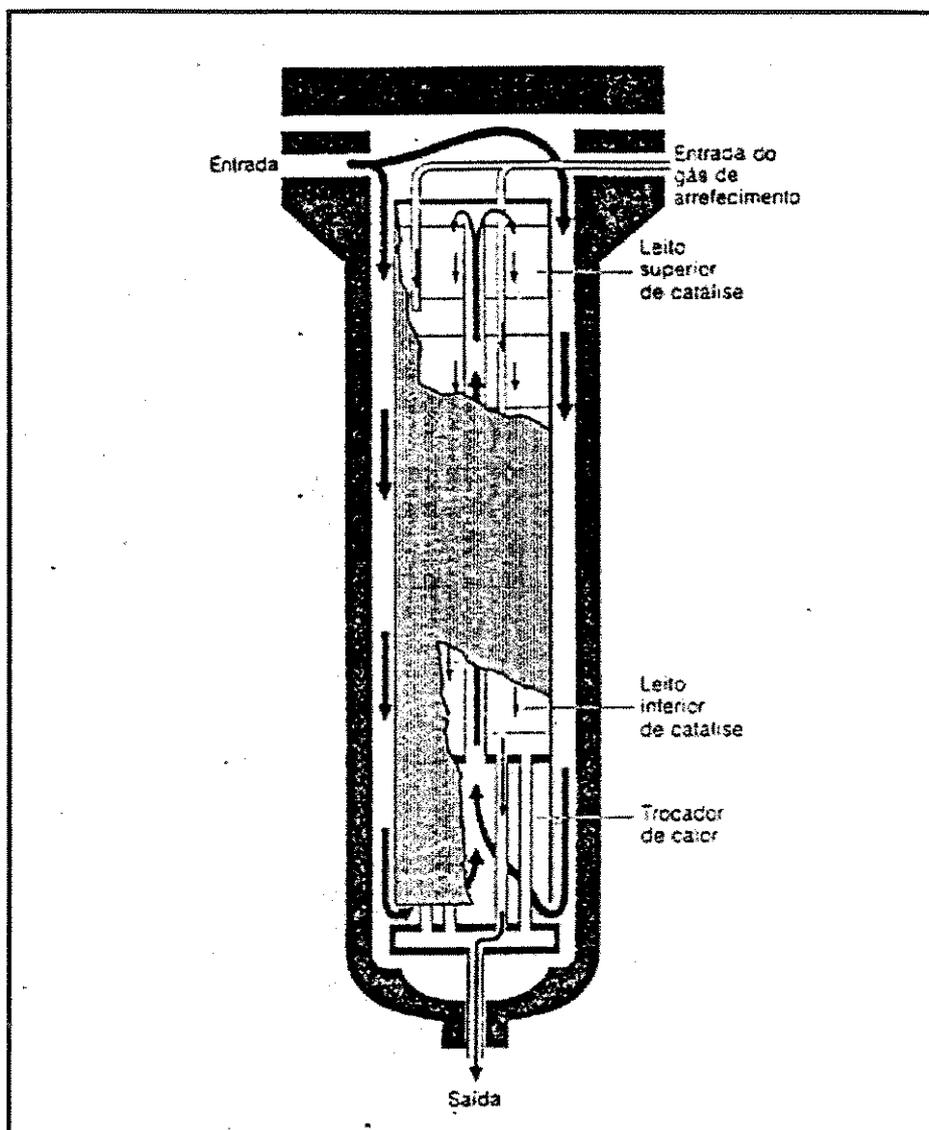


Fig. 2 - Conversor para síntese de amônia [SHREVE et. al., 1980]

Cada vez que a mistura de gases passa através do reator, aproximadamente 13 a 14% (dependendo do licenciador) de amônia são formados. Esta amônia é separada da mistura de gases em circulação por um condensador e então enviada para a armazenagem. O gás de síntese restante e o "Make-Up" adicionado são recirculados através do reator por meio de um condensador.

A Figura 3 mostra o esquema de uma unidade de síntese de amônia.

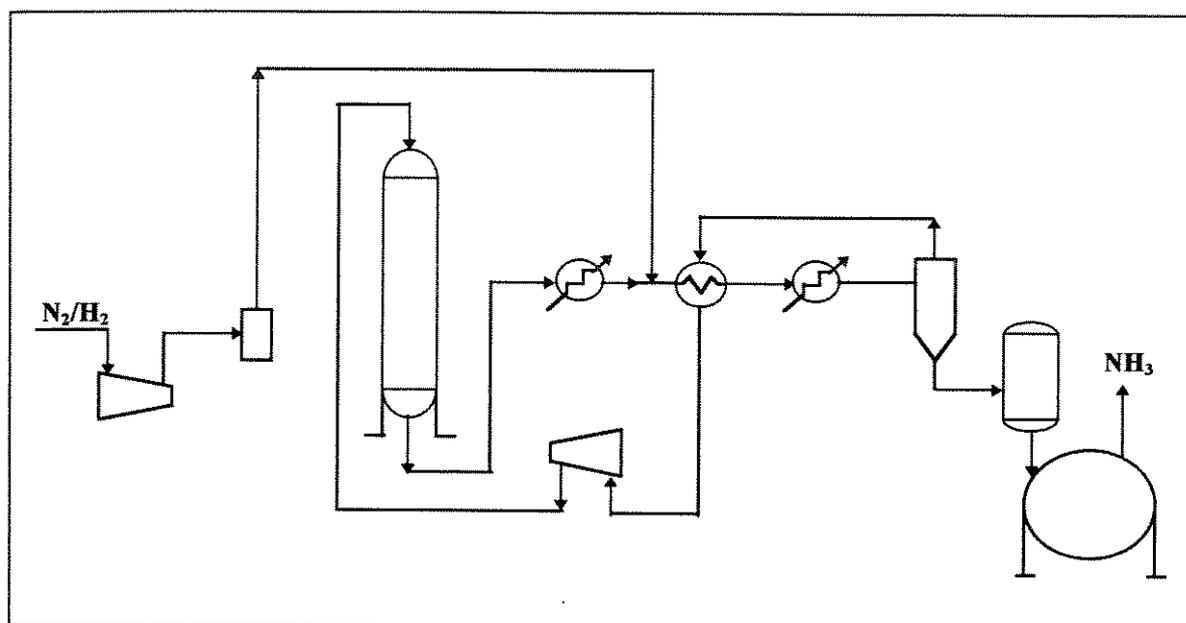


Fig. 3 - Unidade de síntese de amônia [NORSK HYDRO, 1983]

Unidade de nitrogênio

O processo de fracionamento do ar para produção de nitrogênio puro, consiste de compressão e secagem prévia do ar, seguida de liquefação por resfriamento. O nitrogênio é assim obtido com uma pureza de mais de 99,99% de N_2 . Um diagrama do processo é mostrado na Figura 6.9 [NORSK HYDRO, 1983].

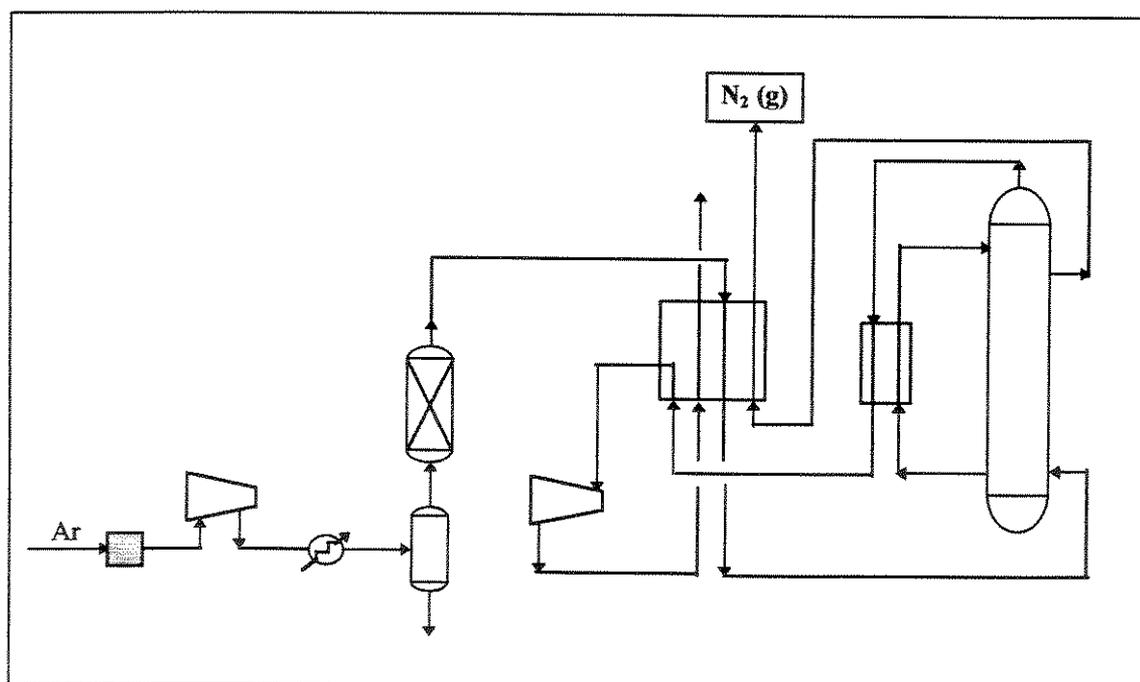


Fig. 4 - Fracionamento do ar para produção de nitrogênio [NORSK HYDRO, 1983]

Anexo II

Exemplos de telas do programa

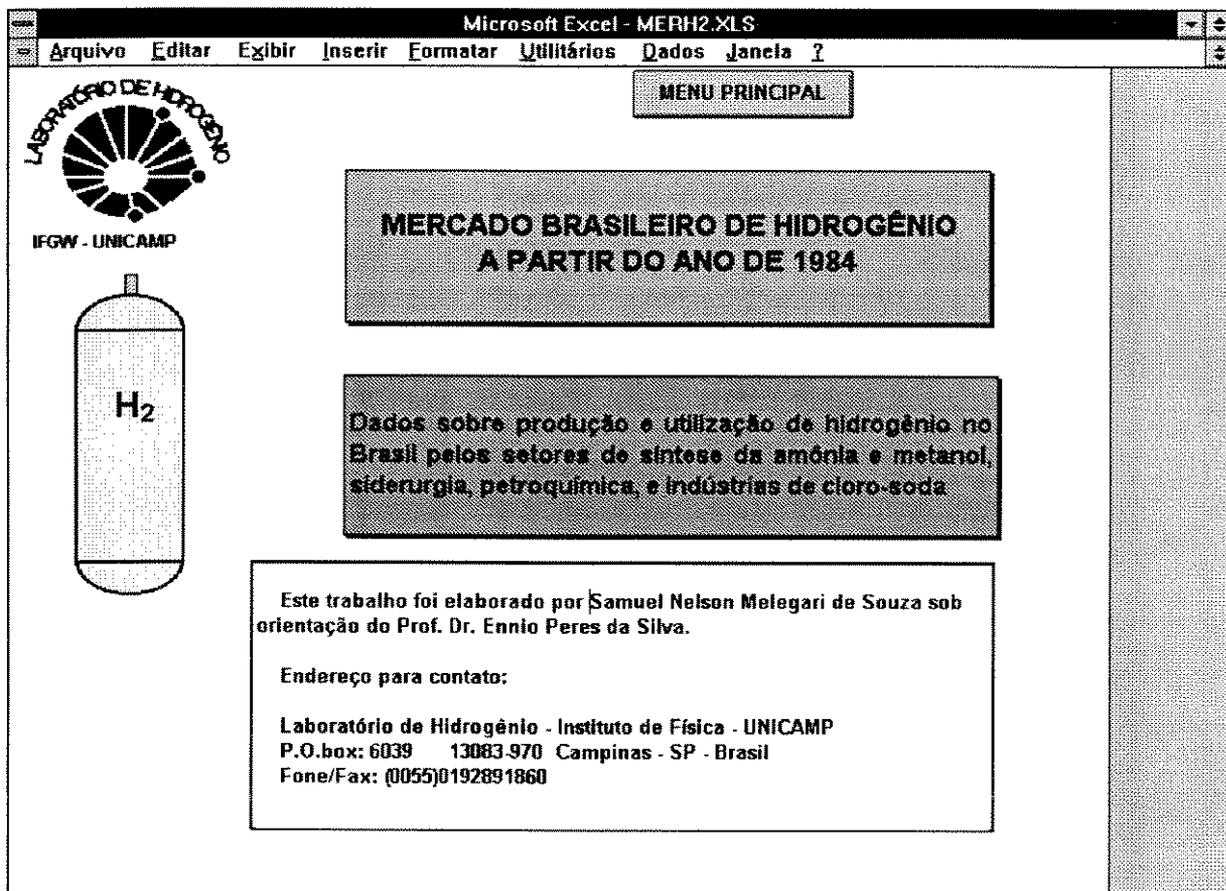


Figura 1 - Tela de abertura do programa

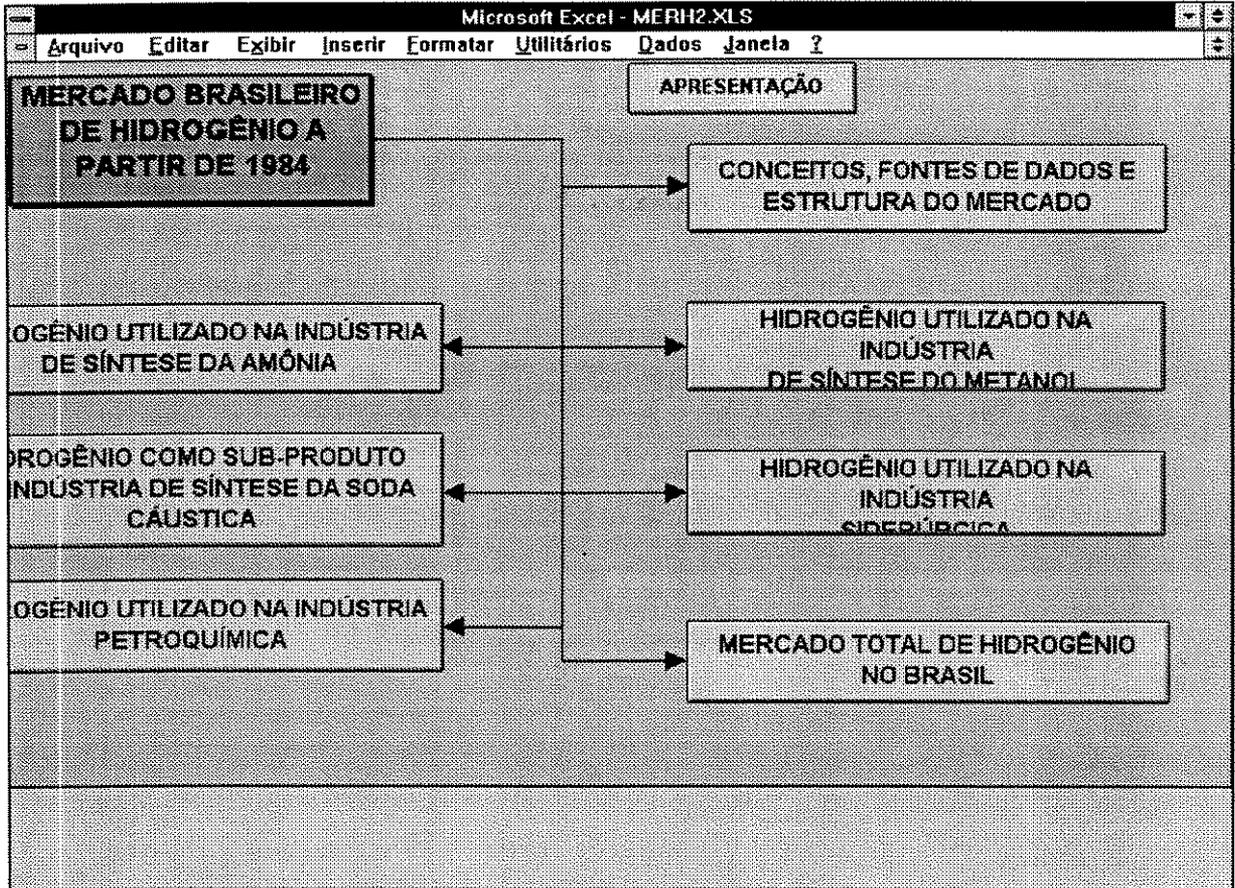


Figura 2 - Tela de apresentação dos setores de mercado de hidrogênio

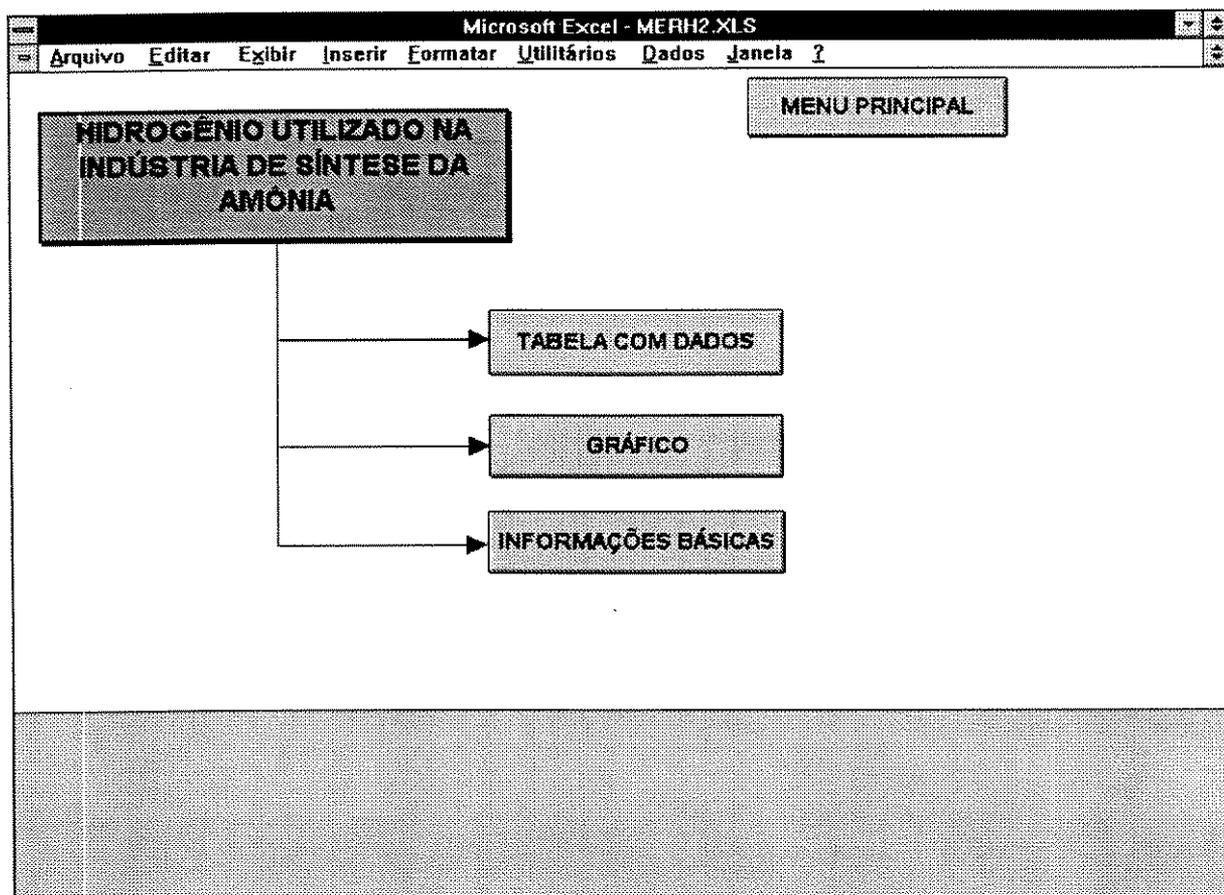


Figura 3 - Tela de apresentação do setor de hidrogênio para síntese de amônia

Microsoft Excel - MFRH2.XLS

Arquivo Editar Exibir Inserir Formatar Utilitários Dados Janela ?

TABELA COM OS DADOS DE HIDROGÊNIO UTILIZADO NA INDÚSTRIA DE SÍNTESE DA AMÔNIA

Termos da tabela:
 Imp - Importação de amônia CA - Consumo aparente de amônia
 Prod - Produção de amônia HP - Hidrogênio para produção de amônia
 Exp - Exportação de amônia

CALCULAR TABELA IMPRIMIR TABELA MENU ANTERIOR

TABELA unidade: Ton/ano

Ano	Prod.	Imp.	Exp.	Ano	CA	HP
1984	1070174	34429	42525	1984	1062078	186926
1985	1158417	17080	33861	1985	1141636	200928
1986	1081566	51545	226	1986	1132885	199388
1987	1167007	35346	149	1987	1202204	211588
1988	1148440	18989	112	1988	1167317	205448
1989	1201006	36511	92	1989	1237425	217787
1990	1152563	19771	157	1990	1172177	206303
1991	1012110	110589	196	1991	1122503	197561
1992	1038436	34881	1301	1992	1072016	188675
1993	1153336	63326	11471	1993	1205191	212114
1994	1156830	193952	80382.4	1994	1270400	223590

Figura 4 - Tela com a tabela de dados do consumo de hidrogênio para síntese de amônia