

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA
ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS E AMBIENTE
CAMPUS BAGÉ

CLÁUDIA GARRASTAZU RIBEIRO

**ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO COM A
UTILIZAÇÃO DO SOFTWARE HOMER**

Bagé

2011

Cláudia Garrastazu Ribeiro

**ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA DA PRODUÇÃO
DE HIDROGÊNIO COM A UTILIZAÇÃO DO SOFTWARE HOMER**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso Engenharia de Energias Renováveis e Ambiente da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel.

Orientador: Jocemar Biasi Parizzi

Bagé

2011

Ribeiro, Cláudia Garrastazu

Análise Técnica e Financeira da Produção de Hidrogênio com a Utilização do software HOMER / Cláudia Garrastazu Ribeiro. Dezembro de 2011.

Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Pampa, Julho de 2011. Orientação: Jocemar Biasi Parizzi.

1.Hidrogênio. 2. Produção de Hidrogênio. I. Parizzi, Jocemar Biasi. II Análise Técnica e Financeira da Produção de Hidrogênio com a Utilização do software HOMER.

Cláudia Garrastazu Ribeiro

**ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA DA PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO COM A UTILIZAÇÃO DO SOFTWARE HOMER**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de graduação em Engenharia de Energias Renováveis e Ambiente da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 19 de dezembro de 2011.
Banca examinadora:

Prof.Dr. Jocemar Biasi Parizzi
Orientador – EERA/ UNIPAMPA

Prof.Dr. Felix A. Farret
EE/UFSM

Profa. Sabrina Neves da Silva
EERA/UNIPAMPA

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço Deus por me dar a vida e a minha família pelo suporte nas horas difíceis, incentivo, sempre apoiando minhas decisões e por me proporcionar condições de estudo.

Agradeço também ao meu professor e orientador Jocemar pelo auxílio intenso, apoio das minhas idéias e por acreditar no meu potencial.

A minha turma de faculdade, pequena, porém a melhor que poderia ter tido, pelos estudos, companhia e correria nos fins de cada semestre.

Um agradecimento especial ao pessoal do CEEMA que me acolheu de braços abertos em uma nova etapa da vida, pelas conversas jogadas fora, auxílio e idéias novas. Ao professor Felix Farret que me deu a oportunidade de fazer parte deste grupo de pesquisa.

RESUMO

O hidrogênio por ser um vetor energético e não uma fonte de energia deve ser obtido de fontes primárias que o contêm, como o gás natural, carvão e água. As fontes primárias de obtenção de hidrogênio podem ser combustíveis fósseis e combustíveis considerados renováveis. A busca por uma menor utilização de combustíveis fósseis para diminuição da poluição ambiental vem ao encontro de novas pesquisas para a viabilidade do uso do hidrogênio para geração de eletricidade. O trabalho tem a pretensão de analisar os processos de obtenção do hidrogênio, comparando tecnicamente e financeiramente os métodos principais e mais utilizados que são a eletrólise da água e a reforma do gás natural com o auxílio do software HOMER.

Palavras-chave: produção de hidrogênio, reforma, eletrólise.

ABSTRACT

Because hydrogen is an energetic vector and not a source of energy it must be obtained from primary sources containing it, as natural gas, coal and water. The primary sources of hydrogen can be found in fossil fuels as well as in fuels considered to be renewable.

The search to use less fossil fuels in order to diminish environmental pollution meets new researches for hydrogen as a viable electricity generator.

This study aims to analyze the processes of obtaining hydrogen, comparing technically and financially the main and most used methods, which are water electrolyses and natural gas reform with help of software HOMER.

Key words: hydrogen production, reform, electrolyses

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Sistema de energia Hidrogênio/Eletricidade.....	15
Figura 2: Diagrama de uma planta de produção de hidrogênio.....	17
Figura 3: Processo de reforma a vapor do gás natural.....	20
Figura 4: Gaseificador de leito fixo – fluxo ascendente.....	25
Figura 5: Gaseificador de leito fixo – fluxo descendente.....	26
Figura 6: Gaseificador de leito fluidizado.....	27
Figura 7: Aparato do sistema PV-eletrólise.....	29
Figura 8: Gaseificação da biomassa e produção de combustíveis, eletricidade e calor.....	31
Figura 9: Reações eletroquímicas que ocorrem em cada tipo de célula a combustível.....	36
Figura 10: Sistema de eletrólise.....	39
Figura 11: Eletrolisador monopolar.....	42
Figura 12: Eletrolisador bipolar.....	42
Figura 13: Reformador de reforma a vapor de pequena escala.....	46
Figura 14: Curva de carga de um consumidor residencial.....	49
Figura 15: Curva de carga de um consumidor comercial.....	50
Figura 16: Projeto com eletrolisador.....	50
Figura 17: Projeto com reformador.....	50
Figura 18: Escala de preço da energia durante o dia para carga residencial.....	51
Figura 19: Curva de custos do eletrolisador.....	52
Figura 20: Curva de custos do reformador.....	53
Figura 21: Curva de custos da célula a combustível.....	53
Figura 22: Curva de demanda diária da carga residencial durante o horário de pico.....	54
Figura 23: Perfil anual da curva de carga residencial.....	54
Figura 24: Resultado calculado pelo programa para o uso do eletrolisador.....	54
Figura 25: Resultado calculado pelo programa para o uso do reformador.....	55
Figura 26: Custo da planta com eletrolisador.....	55
Figura 27: Média mensal de produção elétrica.....	56
Figura 28: Funcionamento da célula a combustível durante o horário de pico.....	58
Figura 29: Média mensal de produção de hidrogênio.....	59
Figura 30: Gráfico de custos da planta.....	59
Figura 31: Produção elétrica média por mês.....	60
Figura 32: Funcionamento da célula a combustível.....	62
Figura 33: Média da produção de hidrogênio por mês.....	63
Figura 34: Curva de demanda diária da carga comercial.....	63
Figura 35: Perfil anual da curva de carga comercial.....	64
Figura 36: Resultado calculado pelo programa para a planta com o eletrolisador.....	64
Figura 37: Resultado calculado pelo programa para a planta com o reformador.....	64
Figura 38: Custo da planta com eletrolisador para carga comercial.....	65
Figura 39: produção média mensal de energia.....	66
Figura 40: Funcionamento da célula a combustível durante o horário de pico comercial.....	68
Figura 41: Média mensal de produção de hidrogênio para carga comercial.....	69
Figura 42: Custo da planta com reformador e célula a combustível.....	69
Figura 43: Produção elétrica de potência média por mês.....	70
Figura 44: Funcionamento da célula a combustível.....	72
Figura 45: Média da produção de hidrogênio por mês para carga comercial.....	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Comparativo entre os diferentes tipos de células a combustível.....	37
Tabela 2: Custos do eletrolisador.....	52
Tabela 3: Custos do reformador.....	52
Tabela 4: Custos da célula a combustível.....	53
Tabela 5: Produção de energia elétrica.....	55
Tabela 6: Consumo de energia elétrica.....	56
Tabela 7: Quantidade de energia.....	56
Tabela 8: Funcionamento da célula a combustível.....	57
Tabela 9: Produção de energia elétrica e térmica da célula a combustível.....	57
Tabela 10: Dados do combustível.....	58
Tabela 11: Produção da célula a combustível.....	60
Tabela 12: Consumo da carga residencial.....	60
Tabela 13: Quantidade de energia elétrica disponível na planta.....	60
Tabela 14: Resultados de operação da célula a combustível.....	61
Tabela 15: Produção elétrica da célula a combustível.....	61
Tabela 16: Especificações do combustível da célula.....	62
Tabela 17: Produção da célula a combustível para carga comercial.....	65
Tabela 18: Consumo da carga comercial.....	65
Tabela 19: Quantidade de energia elétrica disponível na planta de eletrólise.....	66
Tabela 20: Funcionamento da célula a combustível.....	66
Tabela 21: Produção de energia elétrica e térmica da célula a combustível para carga comercial.....	67
Tabela 22: Consumo de combustível pela célula para carga comercial.....	67
Tabela 23: Produção da célula a combustível para carga comercial.....	69
Tabela 24: Consumo da carga comercial.....	69
Tabela 25: Quantidade de energia elétrica disponível na planta do reformador.....	70
Tabela 26: Resultados de operação da célula a combustível para carga comercial.....	70
Tabela 27: Produção elétrica da célula a combustível para carga comercial.....	71
Tabela 28: Especificação do combustível para carga comercial.....	71

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	12
2. HIDROGÊNIO COMO VETOR ENERGÉTICO.....	14
2.1 Processos de obtenção.....	18
2.1.1 Gás Natural.....	18
2.1.1.1 A reforma do gás natural.....	19
2.1.1.2 Oxidação Parcial.....	20
2.1.1.3 Reforma Autotérmica.....	20
2.1.2 Carvão.....	21
2.1.2.1 Gaseificação do carvão.....	21
2.1.2.1.1 Gaseificadores.....	23
2.1.2.1.1.1 Gaseificadores de Leito Fixo.....	24
2.1.2.1.1.2 Gaseificadores de Leito Fluidizado.....	26
2.1.2.2 Reforma do carvão.....	27
2.1.3 Água.....	27
2.1.3.1 Eletrólise da água.....	28
2.1.3.2 Fotólise da água.....	29
2.1.4 Biomassa.....	29
2.1.4.1 Gaseificação da biomassa.....	30
2.1.4.2 Pirólise da biomassa.....	32
2.1.5 Outros combustíveis.....	33
2.1.5.1 Metanol.....	33
2.1.5.2 Etanol.....	33
2.1.5.3 Hidrocarbonetos pesados.....	33
2.1.5.4 Biofotólise.....	34
2.1.6 Considerações finais.....	34
3. CÉLULA A COMBUSTÍVEL.....	35
3.1 Considerações finais.....	38
4. ANÁLISE DE DOIS PROCESSOS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO.....	38
4.1 Eletrólise da água.....	39
4.1.1 Eletrolisadores.....	41
4.2 Reforma a vapor do Gás Natural.....	43

4.2.1 Reformadores.....	45
4.3 Considerações finais.....	46
5. O SOFTWARE HOMER - HIBRID OPTIMIZATION MODEL FOR ELETRIC RENEWABLE.....	47
5.1 Considerações finais.....	47
6. ANÁLISE DA PLANTA COM A UTILIZAÇÃO DO SOFTWARE HOMER.....	48
6.1 Funcionamento do sistema abastecido por CaC.....	50
6.1.1 Carga residencial.....	54
6.1.1.1 Análise da planta com a utilização do eletrolisador.....	55
6.1.1.2 Análise da planta com a utilização do reformador.....	59
6.1.1.3 Considerações finais.....	63
6.1.2 Carga comercial.....	63
6.1.2.1 Planta com a utilização do eletrolisador.....	65
6.1.2.2 Planta com a utilização do reformador.....	69
6.1.2.3 Considerações finais.....	72
CONCLUSÕES.....	74
REFERÊNCIAS.....	76

1. INTRODUÇÃO

O crescimento da população, os anseios da modernidade e a demanda por energia se tornam maiores todos os dias, fazendo com que a produção de energia para suprimento destes serviços cresça na mesma proporção. Porém, hoje em dia, o uso de combustíveis fósseis para a produção desta quantidade de energia demandada é muito grande. Esse tipo de combustível, além de poluir a atmosfera, está se acabando e o tempo de reposição deste não é viável no curto prazo. Também a dependência do petróleo por todo o mundo faz com que novas tecnologias sejam desenvolvidas para um uso mais sustentável dos recursos naturais. De encontro a estes fatores estão as energias renováveis também conhecidas como energias limpas. As energias renováveis são aquelas que não utilizam combustíveis fósseis para produção de energia elétrica e utilizam fontes limpas, como por exemplo, a água, ou aquelas que fazem o uso de fontes inesgotáveis de energia como o sol, o vento, as ondas do mar, dentre outras. Porém, o uso de energias renováveis ainda esbarra na questão econômica e de eficiência, pois algumas tecnologias ainda são caras e pouco eficientes.

O hidrogênio está dentro destas energias renováveis e é considerado um vetor energético, pois é para transformar a energia contida nele, é necessária uma outra fonte de energia. A economia do hidrogênio vem crescendo no mundo inteiro com a implementação de plantas de hidrogênio, postos de hidrogênio para abastecimento de carros e até casas que conseguem se auto-sustentar com o uso do hidrogênio.

Uma alternativa para o Brasil é o seu potencial hidrelétrico, fazendo com que dentro das próprias hidrelétricas possam ser implementadas plantas de hidrogênio que aproveitem energia desperdiçada para serem usadas em células a combustível, também trazendo desenvolvimento para as regiões e proporcionando novos empregos. A viabilidade econômica do uso de hidrogênio como combustível é o principal motivo da dificuldade de implementação e uso das novas plantas de hidrogênio.

A produção de hidrogênio pode ser de várias maneiras (extraído de fontes ricas em hidrogênio), como por exemplo, a eletrólise, fotólise, eletrólise do vapor, reforma ou gaseificação do petróleo, carvão, decomposição de compostos orgânicos, entre outras. Porém, muitas dessas formas utilizam uma fonte de combustível fóssil. Já são encontradas plantas pela reforma do gás natural e gaseificação do carvão, porém a um custo ambiental muito alto por fazerem uso dos combustíveis fósseis. A eletrólise da água vem como uma forma alternativa e limpa de obtenção de hidrogênio, porém a um custo ainda muito alto.

Este trabalho apresenta uma análise dos métodos de produção de hidrogênio e avalia o uso do hidrogênio produzido pela eletrólise da água e reforma a vapor do gás natural para alimentar uma célula a combustíveis que abastece uma carga residencial e comercial.

Devido à dificuldade de avaliar qual dos métodos seria o mais viável financeiramente optou-se por utilizar o software HOMER para auxiliar nos cálculos, pois o mesmo faz a análise financeira da planta requerida, tendo a opção de várias fontes de energia, inclusive renováveis.

2. HIDROGÊNIO COMO VETOR ENERGÉTICO

Neste capítulo, apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre o hidrogênio usado como vetor energético - usado para produzir energia elétrica - e seus processos de obtenção.

O hidrogênio, segundo Sheriff et al.(2005, tradução nossa) é um vetor energético limpo, eficiente e versátil que complementa a energia elétrica muito bem. De acordo com Barbir e Verizoglu (1992, tradução nossa) o hidrogênio tem algumas características que fazem dele um vetor energético ideal, são elas:

- Pode ser produzido e convertido para eletricidade com uma eficiência relativamente alta.
- A matéria prima para produção de hidrogênio é água, que há em abundância. Hidrogênio é um combustível completamente renovável, desde que o produto da utilização (da combustão ou da conversão eletroquímica) seja água pura ou vapor d'água.
- Pode ser armazenado como líquido, gás ou sólido (hidretos metálicos).
- Pode ser transportado por longas distâncias usando tubos, tanques ou caminhões que andam sobre trilhos.
- Pode ser convertido em outras formas de energia com mais eficiência que outros combustíveis, em adição a chama de combustão (como qualquer outro combustível), hidrogênio pode ser convertido por combustão catalítica, conversão eletroquímica e hidrogenação.
- Hidrogênio como vetor energético é compatível com o meio ambiente. Produz pouco NO_x se for queimado com ar em altas temperaturas.

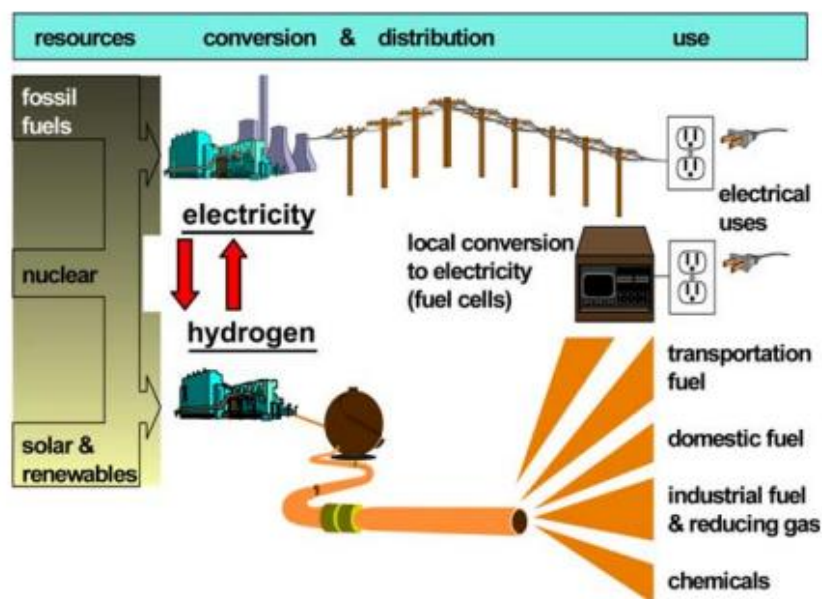
Conforme Souza (1998), o uso de hidrogênio a nível mundial é significativo, pois é uma importante matéria prima para síntese de outros produtos. Além disso, existe a possibilidade do hidrogênio ter seu uso como energético incrementado, diretamente para produzir calor e /ou eletricidade e em veículos automotivos, bem como indiretamente, na produção de outros combustíveis e/ou como vetor energético.

Ainda segundo Souza (1998), 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 em que a demanda de energia elétrica é alta, ele pode 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.

Araújo et al. (2005), diz que o hidrogênio, que é utilizado como combustível na maioria das células, não se encontra livre na natureza. É necessário retirá-lo de alguma substância.

Em Sherif et al (2005, tradução nossa), a figura 1 mostra um sistema de energia global onde eletricidade e hidrogênio podem ser produzidos por várias fontes viáveis e usados em muitas aplicações. O hidrogênio e a eletricidade complementam as fontes de energias renováveis muito bem, trazendo ambos para o consumidor final em uma forma e tempo convenientes. Dependendo da localidade, a eletricidade pode ser usada diretamente ou transformada em hidrogênio.



Fonte: Sheriff et al. (2005).

FIGURA 1 - Sistema de energia Hidrogênio/Eletricidade.

A poluição causada por combustíveis fósseis pode se evitar pelo uso do hidrogênio como combustível, conforme Motta e Sarmiento (2006) o automóvel é um dos principais poluentes mundiais. E a queima do petróleo libera, dentre outros gases, dióxido de carbono

(CO₂), um dos principais causadores do efeito estufa. Automóveis movidos a hidrogênio liberam vapor d'água, não poluente.

De acordo com Silva et al (2003) a enorme dependência de fontes não renováveis de energia tem acarretado, além da preocupação permanente com o esgotamento destas fontes, a emissão de grandes quantidades de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera, que em 1996 foi de ordem de 23 bilhões de toneladas, aproximadamente o dobro da quantidade emitida em 1965 (a taxa média de crescimento desta emissão verificada na década de 90 foi de 0,5% ao ano).

Como consequência, o teor de dióxido de carbono na atmosfera tem aumentado progressivamente, levando muitos especialistas a acreditarem que o aumento da temperatura média da biosfera terrestre, que vem sendo observado há algumas décadas, seja devido a um “efeito estufa” provocado por esse acréscimo de CO₂ e de outros gases na atmosfera, já denominados genericamente “gases de efeito estufa”, conhecido mundialmente pela sigla GHG (Greenhouse Gases).

A quantidade de hidrogênio produzida no mundo ainda é pequena comparada ao que poderia ser, mas vem crescendo e, de acordo com o relatório da Hydrogen Implementing Agreement (2001, tradução nossa), mais de 540 bilhões Nm³ de hidrogênio foram produzidos mundialmente. Desse total 51% foram utilizados em plantas de síntese de amônia, 41% em refinarias de óleo, 3% em indústrias químicas e 5% para outras aplicações como descrito em Luzzi et all. (2006, tradução nossa).

Uma planta de geração de hidrogênio consiste em um sistema que transforma, com uso de energia, uma fonte rica em hidrogênio em hidrogênio gasoso (H₂) através de processos distintos, dependendo do tipo de fonte para disponibilizá-lo em tanques de armazenamento e com alto grau de pureza, conforme Parizzi (2008). A figura 2, mostra o diagrama básico de uma planta de geração de hidrogênio.

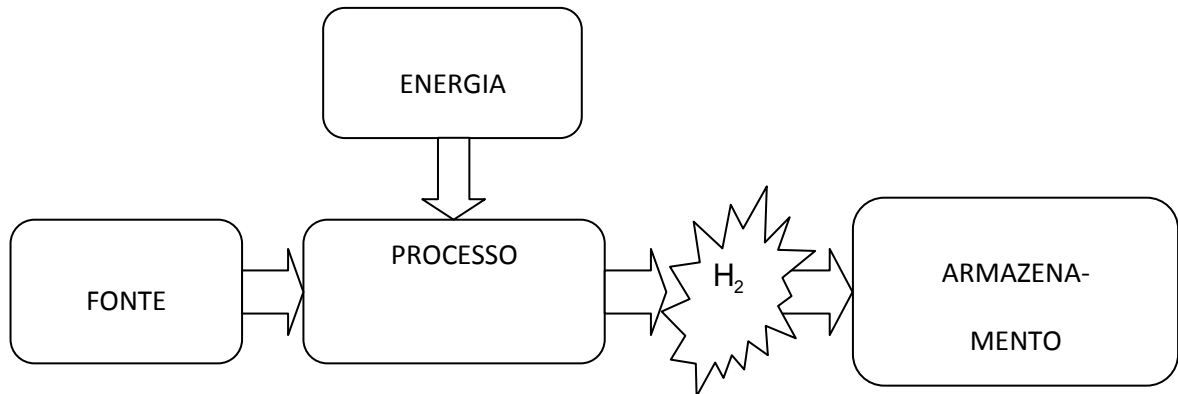


FIGURA 2 - Diagrama de uma planta de produção de hidrogênio.

Segundo Riis et al (2006, tradução nossa) o hidrogênio pode ser produzido de uma variedade de matérias-primas. Estas incluem tanto recursos fósseis, como gás natural e carvão, quanto recursos renováveis, como biomassa e água, com entrada para energias renováveis (energia solar, eólica ou hídrica). A variedade dos processos tecnológicos usados inclui processos químicos, biológicos, eletrolíticos, fotolíticos e termoquímicos. Cada tecnologia está em um estágio diferente de desenvolvimento e cada uma oferece oportunidades únicas, benefícios e desafios.

Ainda segundo Riis et al (2006, tradução nossa), a viabilidade local de matéria prima, a maturidade da tecnologia, as aplicações de mercado e demanda, insumos políticos, e custos vão todos influenciar na escolha das várias opções de produção de hidrogênio.

A Agência Regional da Energia da Região Autónoma dos Açores (apud Halmeman 2008), diz que o hidrogênio quando produzido por fontes de energia renováveis, não produz quaisquer emissões de partículas, monóxido de carbono, dióxido de carbono, óxidos de azoto (NOx) e óxidos de enxofre (SOx), responsáveis por problemas ambientais como chuvas ácidas, problemas respiratórios e pelo aquecimento global.

Andreassen et al. (apud Halmeman 2008), afirma que o hidrogênio no mundo é produzido através de métodos convencionais como gaseificação do carvão, reforma a vapor de hidrocarbonetos leves (nafta, gás natural e GLP), oxidação parcial de hidrocarbonetos pesados e eletrólise da água. Segundo Souza (1998) cada país apresenta uma composição diferente de mercado para o hidrogênio, que depende de suas atividades econômicas.

Conforme Halmeman (2008), o Brasil possui uma significativa produção de hidrogênio para consumo industrial. Em 2002, foram 425 mil toneladas para abastecer companhias de

petróleo, indústria alimentícia, de fertilizantes e de aço. Em 2004, a Petrobrás produziu 180 mil toneladas de hidrogênio em seu parque de refino, quantidade suficiente para gerar mais de 2,4 TWh de energia elétrica.

Segundo Luzzi et al (2006, tradução nossa) os custos de produção de hidrogênio são uma função do preço da matéria prima, mas os custos de entrega são de grande importância para a viabilidade de integração dos sistemas de hidrogênio. Ainda são consideradas as emissões dos gases de efeito estufa e poluentes que são gerados em cada passo da geração de energia por combustíveis fósseis.

O uso do hidrogênio como vetor energético, vem se tornando cada vez mais viável. Os processos de obtenção deste combustível que determinam o seu custo e o quanto esta produção é considerada renovável.

2.1 Processos de obtenção

Segundo Verizoglu (1992, tradução nossa), o hidrogênio vem sendo produzido principalmente pela reforma a vapor do gás natural e também por oxidação parcial de hidrocarbonetos pesados e pela gaseificação do carvão. Métodos diferentes de produção de hidrogênio baseados em fontes de energias renováveis foram ou estão sendo desenvolvidos. Podem ser decomposição direta térmica ou termólise, processos termoquímicos, eletrólise e fotólise.

2.1.1 Gás natural

Conforme New York Power Authority (tradução nossa), o gás natural é constituído basicamente de metano (CH_4), mas também de uma mistura de alguns hidrocarbonetos pesados e dióxido de carbono CO_2 . Resumidamente aplica-se alta temperatura ao gás metano (CH_4), formando hidrogênio, carbono e óxidos. De acordo com Andrade (2003), o metano é o componente presente em maior quantidade no gás natural, constituindo mais de 90% da fração dos hidrocarbonetos.

Segundo Riis et al. (2006, tradução nossa), o hidrogênio pode ser produzido através do gás natural por três diferentes processos químicos:

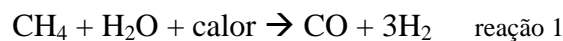
- Reforma a vapor do gás natural.

- Oxidação Parcial.
- Reforma autotérmica.

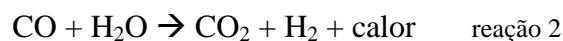
2.1.1.1 A reforma a vapor do gás natural

Conforme New York Power Authority (tradução nossa), a reforma a vapor é a queima do gás natural. O gás natural é constituído basicamente de metano (CH₄), mas também de uma mistura de alguns hidrocarbonetos pesados e dióxido de carbono CO₂. Simplificadamente aplica-se alta temperatura ao gás metano (CH₄), formando hidrogênio, carbono e óxidos.

De acordo com Riis et al. (2006, tradução nossa), a reforma do vapor é uma reação endotérmica de metano e vapor d'água em hidrogênio e monóxido de carbono, conforme a reação 1.



O calor é geralmente conseguido da combustão de metano do gás de alimentação. Esse processo ocorre tipicamente em temperaturas de 700 a 850°C e a pressões de 3 a 25 bar. O produto gás produzido contém aproximadamente 12% de monóxido de carbono (CO) que pode ser convertido em dióxido de carbono (CO₂) e hidrogênio por uma reação de deslocamento de água e gás conforme a reação 2.



Conforme New York Power Authority (tradução nossa), as reações de substituições ocorrem em duas etapas, a primeira com altas temperaturas na base de 350° C e a segunda com baixas temperaturas entre 190-210° C. Ainda segundo esta fonte, é necessária uma purificação do hidrogênio produzido por esse processo, pois impurezas podem acarretar em problemas para o uso final do hidrogênio, por exemplo, quando usado em células a combustível pode trazer uma menor durabilidade e eficiência da célula. Métodos de purificação são empregados primeiro filtrando o enxofre e cloro, e logo após com um sistema líquido de absorção o CO₂ é removido. O maior problema deste tipo de produção são as emissões de carbono e o fato de a matéria prima ser de combustível fóssil.

De acordo com Silva (2008), o metano e o vapor d' água, reagem com tubos preenchidos com catalisadores de níquel e na razão molar de alimentação de 2 a 4 mols de

vapor d'água por mol de metano. Os catalisadores utilizados, geralmente são derivados de um óxido de níquel, e devido a altas temperaturas e a natureza das reações de reforma, são expostos a condições extremas, o que torna o tempo de vida desses catalisadores limitado. A figura 3 mostra a como ocorre a reforma a vapor do gás natural.

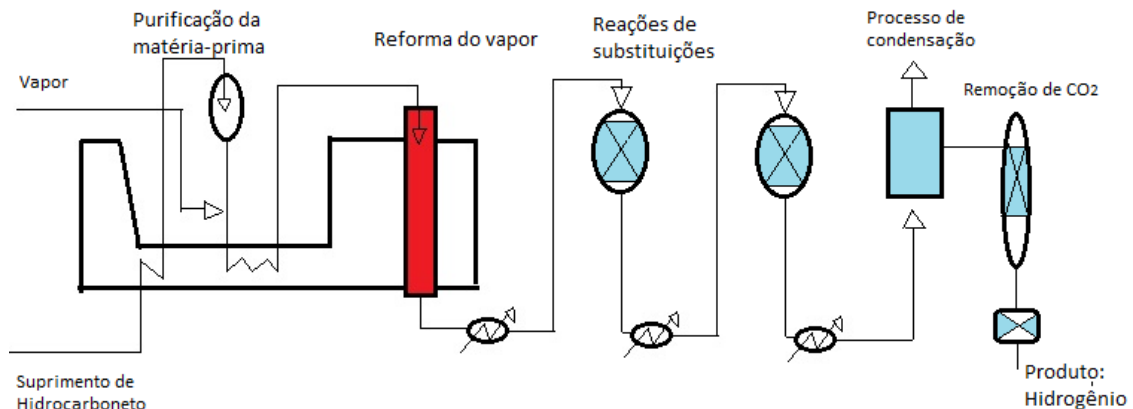
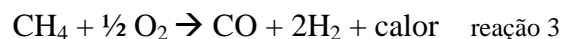


FIGURA 3 - Processo de reforma a vapor do gás natural.

Segundo Marban et al (2007), a reforma a vapor do gás natural pode atingir uma eficiência de conversão de 65-75% para pequenas unidades descentralizadas e sobe para 85% para grandes sistemas centralizados.

2.1.1.2 Oxidação Parcial

O processo de oxidação parcial do gás natural, conforme Riis et al. (2006, tradução nossa), consiste na combustão parcial do metano com gás oxigênio e se transforma em monóxido de carbono e hidrogênio como na reação 3. O calor é produzido em uma reação exotérmica, portanto pode-se ter um design mais compacto devido à falta de necessidade de um calor externo ao reator. Segundo Albadó (2004), O CO produzido pode ser removido de maneira similar à reforma a vapor, como na reação 2.



2.1.1.3 Reforma autotérmica

De acordo com Riis et al. (2006, tradução nossa) reforma autotérmica é uma combinação da reforma a vapor, reação 1 e da oxidação parcial reação 3. A reação total é

exotérmica e então libera calor. A temperatura de saída do reator é na faixa de 950 a 1100 °C e a pressão do gás pode ser maior que 100 bar. O CO produzido pode ser removido, como na reação 2 através das reações de deslocamento água-gás. A necessidade de purificação dos gases de saída adiciona custos à planta e reduz a eficiência total.

Segundo Lunsford (apud Andrade 2003) a oxidação parcial envolve a combustão total de parte do CH₄, seguida pela reforma do CH₄ remanescentes com CO₂ e H₂O e essas duas etapas podem se formalmente separadas pelo processo de reforma autotérmica.

Conforme Moreira et al (2005), a principal vantagem deste tipo de reação consiste no fato de se realizar ao mesmo tempo uma reação exotérmica (oxidação parcial do metano) e uma reação endotérmica (reforma a vapor do metano) otimizando assim os custos energéticos da unidade industrial.

2.1.2. Carvão

Conforme a ANNEL, o carvão é uma complexa e variada mistura de componentes orgânicos sólidos, fossilizados ao longo de milhões de anos, como ocorre com todos os combustíveis fósseis. Sua qualidade, determinada pelo conteúdo de carbono, varia de acordo com o tipo e o estágio dos componentes orgânicos. A turfa, de baixo conteúdo carbonífero, constitui um dos primeiros estágios do carvão, com teor de carbono na ordem de 45%; o linhito apresenta um índice que varia de 60% a 75%; o carvão betuminoso (hulha), mais utilizado como combustível, contém cerca de 75% a 85% de carbono, e o mais puro dos carvões; o antracito, apresenta um conteúdo carbonífero superior a 90%.

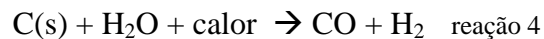
Da mesma forma, os depósitos variam de camadas relativamente simples e próximas da superfície do solo e, portanto, de fácil extração e baixo custo, a complexas e profundas camadas, de difícil extração e custos elevados.

2.1.2.1 Gaseificação do Carvão

De acordo com Luzzi et al (2006, tradução nossa), a gaseificação do carvão é uma das tecnologias mais maduras de produção de hidrogênio e está estabelecida desde os anos 1800, por ser um combustível fóssil, é barato e por ser matéria prima disponível imediatamente.

Esta tecnologia é uma das primeiras opções de curto á longo prazo de produção de hidrogênio.

Segundo Riis et al. (2006, tradução nossa) o hidrogênio pode ser produzido por vários processos de gaseificação (de leito fixo, leito fluidizado ou de fluxo arrastado). Na prática, a alta temperatura do processo de fluxo arrastado favorece a maximização a conversão do carbono em gás, então evita a formação de montantes significantes de particulados, alcatrões e fenóis. A reação típica deste processo onde o carbono é convertido em monóxido de carbono e hidrogênio.



Como essa reação é endotérmica a adição de calor é requerida assim como a reforma do metano. A produção de hidrogênio através do carvão é comercialmente madura, mas é mais complexa que a produção de hidrogênio através do gás natural. O custo do hidrogênio produzido também é alto. Mas como carvão é abundante em muitas partes do mundo e será provavelmente usado como fonte de energia, valoriza a exploração do desenvolvimento de tecnologias menos poluentes para o uso do carvão.

Segundo Mueller-Langer et al (2007, tradução nossa), a gaseificação do carvão é hoje em dia uma tecnologia comercial para a produção de hidrogênio na indústria química (como amônia e síntese do metanol). Este processo tem sido implantado com sucesso em regiões onde não se tem acesso ao gás natural.

Nesse processo, o carvão pulverizado reage com ar ou com oxigênio (produzido em uma unidade de separação de ar) e vapor a alta temperatura no gaseificador, produzindo gás bruto, que é composto por H₂ e CO juntamente com CO₂, CH₄ e vapor residual. Além de sulfeto de carbonila (COS), sulfeto de hidrogênio (H₂S) e outras impurezas presentes neste gás.

Segundo Higman e Burgt (2003, tradução nossa), embora a gaseificação tenha começado como fonte de iluminação e calor, a partir de 1900 foi usada para processo de gás-água que produz gás com quantidades quase iguais de monóxido de carbono, também começou a ser importante para a indústria química. A reação endotérmica de gás- água é descrita pela reação 4. Convertendo parte de todo o monóxido de carbono em hidrogênio tem-se a reação de deslocamento (reação 5):



É possível converter a água em hidrogênio ou gás de síntese (uma mistura de H₂ e CO) em amônia e síntese de metanol, respectivamente. Outras aplicações para o gás de síntese são a síntese de hidrocarbonetos pela técnica Fischer-Tropsch e a síntese do ácido acético anidrido.

Conforme Vargas (2001), o carvão mineral é a segunda fonte de energia primária no mundo, mas representa a principal posição na geração de energia elétrica. O cuidado com o meio ambiente, aplicado à tecnologia convencional, resultou em incremento de investimentos e de custos e induziu à busca do desenvolvimento de novas tecnologias com melhores eficiências térmicas e com custo ambiental compatível, assim como a destinação adequada dos resíduos da queima, a exemplo do que já é realizado com relação a cinzas volantes.

Ainda segundo Vargas (2001), embora os preços de energia constantes ou em alta continuem a tornar a mineração profunda economicamente viável em muitas regiões, qualquer expansão substancial da produção exigirá também uma expansão considerável da mineração a céu aberto. A produtividade da mineração a céu aberto é muito maior que a da mineração profunda; entretanto, ela apresenta problemas, dentre os quais, o mais importante é o dos danos causados ao solo.

Para Turkenburg (2000, tradução nossa) embora a produção de metanol e hidrogênio utilizando a tecnologia de gaseificação, tenha recebido bastante atenção no início dos anos 80, o baixo preço do petróleo tornou-os não atrativos na época. No entanto novas tecnologias de purificação e separação do gás de síntese, somados a produção de eletricidade, podem proporcionar baixos custos de produção e uma alta eficiência de conversão.

Conforme Silva (2011), a produção do hidrogênio a partir do carvão é comercialmente madura, porém é mais complexa e mais cara do que a produção a partir do gás natural.

2.1.2.1.1 Gaseificadores

De acordo com DOE (tradução nossa) o coração do sistema de gaseificação é o gaseificador. Um gaseificador converte o hidrocarboneto da matéria prima em uma componente gasosa pela aplicação de pressão e presença de vapor. Um gaseificador difere de um combustor na quantidade de ar ou de oxigênio disponível dentro dele que é

cuidadosamente controlada para que apenas uma porção relativamente pequena do combustível queime completamente. Este processo de oxidação parcial fornece calor.

Ainda de acordo com DOE, ao invés de queimar, a maioria da matéria prima que contém carbono é quimicamente quebrada e separada pelo calor e pressão do gaseificador, então por reações químicas é produzido o “gás de síntese”. O gás de síntese é constituído de hidrogênio e monóxido de carbono, mas pode conter outros gases também; a composição pode variar dependendo das condições do gaseificador e do tipo de matéria prima.

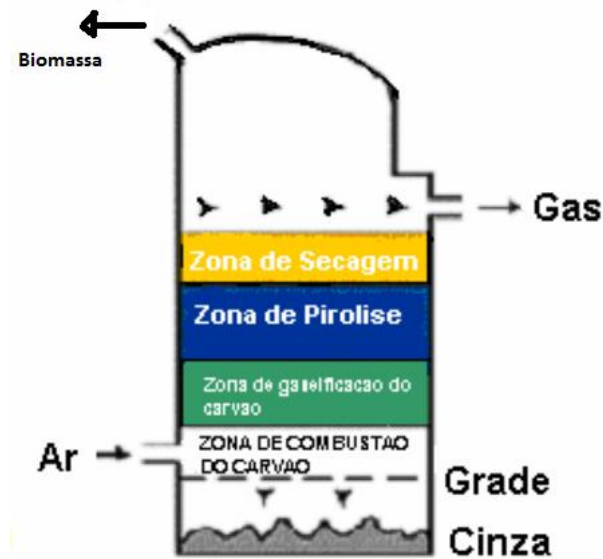
Segundo Quaak et al (1998, tradução nossa) os gaseificadores são geralmente classificados de acordo com o método de contato do combustível e o gás. Conforme o CENBIO (2002) foram idealizados e desenvolvidos até hoje, diversos tipos de gaseificadores a fim de atender as peculiaridades das características da matéria prima e as necessidades de gás. A grande maioria dos gaseificadores em comercialização ou em fase de desenvolvimento atualmente pode ser enquadrada segundo o tipo de leito utilizado, em uma das duas concepções de gaseificadores apresentadas a seguir:

- Gaseificadores de leito fixo;
- Gaseificadores de leito fluidizado ou leito circulante.

2.1.2.1.1.1 Gaseificadores de Leito Fixo

Segundo CENBIO (2002), dentre os gaseificadores de leito fixo, pode-se destacar dois grandes subgrupos: os de circulação de gases co-corrente (“*downdraft*”) e contracorrente (“*updraft*”). Apesar da diferenciação entre os gaseificadores co-corrente e contracorrente parecer trivial, na realidade são processos muito diferenciados.

Conforme Fukurozaki (2011), os gaseificadores de fluxo ascendente ou contracorrente são os mais antigos e mais simples. Caracteriza-se por um reator de contracorrente, no qual o combustível é introduzido na parte superior por meio de um silo com válvulas de retenção, fluindo para baixo por todo o reator até uma grelha da qual a cinza é removida. O meio de gaseificação, ar ou oxigênio e, possivelmente, o vapor é introduzido abaixo da grelha, fluindo para cima, por todo o gaseificador. Geralmente, a temperatura de saída do gás produzido encontra-se entre 80° a 100°C.

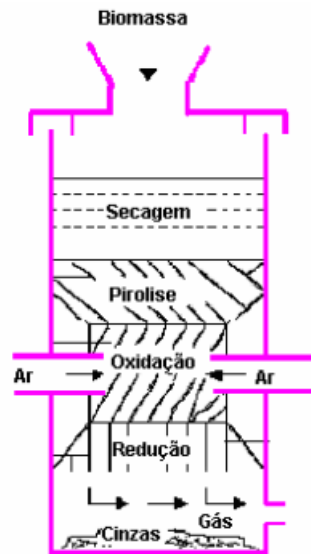


Fonte: Kinto (2003)

FIGURA 4 - Gaseificador de leito fixo – fluxo ascendente.

Conforme Kinto (2003), os gaseificadores de fluxo descendente ou co-corrente produzem gases com baixos teores de alcatrão e de material particulado. O baixo rendimento e dificuldade de manuseio de alta quantidade de umidade e cinzas são problemas comuns entre pequenos gaseificadores descendentes.

Segundo descrito pelo CENBIO (2002), o gaseificador co-corrente (queima de alcatrão) se assemelha construtivamente ao gaseificador contracorrente, exceto que o ar e o gás fluem para baixo, na mesma direção que o combustível. Esta mudança de sentido faz toda a diferença para um combustível com teor elevado de matéria volátil como a biomassa. Neste tipo de gaseificador, o ar injetado no gaseificador, pode queimar até 99,9% do alcatrão liberado pelo combustível.



Fonte: Kinto (2003)

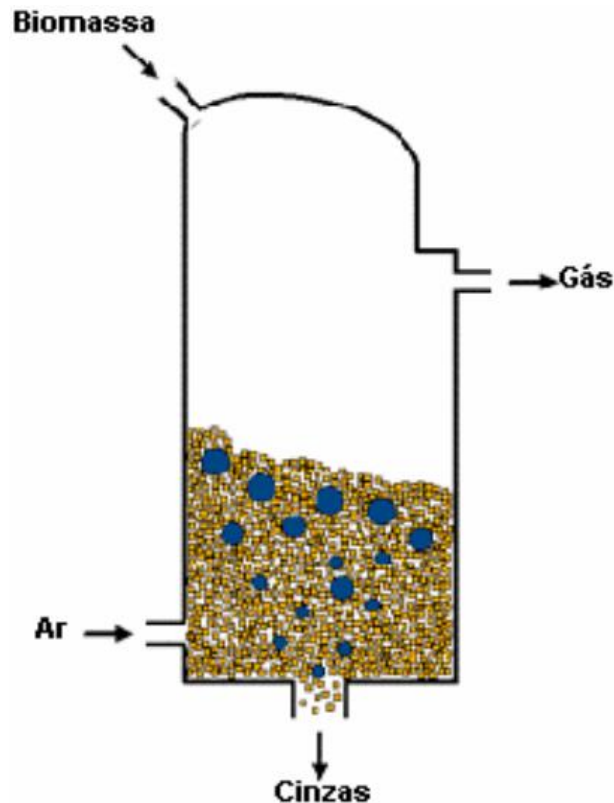
FIGURA 5 - Gaseificador de leito fixo - fluxo descendente.

2.1.2.1.1.2 Gaseificadores de Leito Fluidizado

Para Kinto (2003), gaseificadores de leito fluidizado têm sido utilizados na conversão termoquímica da turfa há muitos anos, mas ainda não existe muita experiência na conversão da biomassa, pelo menos em grande escala. Nos equipamentos desse tipo, emprega-se um material como meio fluidizante, que arrasta com ele a biomassa, aumentando o contato desta com o elemento oxidante e, conseqüentemente, aumentando as taxas de reação.

Em função da própria natureza do processo, a quantidade de material particulado arrastada tende a ser maior; um segundo aspecto é que a maior temperatura de saída dos gases permite que os álcalis saiam ainda em fase gasosa, impondo dificuldades adicionais à limpeza.

Para o CENBIO (2002), os gaseificadores de leito fluidizado podem ser de leito borbulhante ou de leito circulante. A diferença básica é a velocidade com que o material atravessa o leito. O gaseificador de leito borbulhante foi o primeiro gaseificador a ser projetado, com velocidade de 1 m/s. No leito circulante, resultado de projeto mais recente, o material atravessa em velocidade mais alta (7 a 10 m/s), permitindo melhor mistura do ar com o combustível a ser gaseificado.

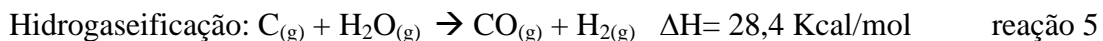


Fonte: Kinto (2003)

FIGURA 6 - Gaseificador de leito fluidizado.

2.1.2.2 Reforma do carvão

Conforme Pessine (1977), em todos os processos de reforma do carvão, existe uma etapa de gaseificação, onde o carvão reage com vapor d'água, produzindo gás de síntese ($\text{CO} + \text{H}_2$) ou dependendo do processo, um excesso de vapor d'água pode produzir mais hidrogênio. As reações que acontecem são:



(Considerando ΔH a 25°C , $P = 1 \text{ atm}$; $\text{C}_{(g)} = \text{grafita}$).

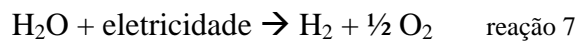
2.1.3. Água

A água é formada pela união de dois átomos de hidrogênio e um átomo de oxigênio, sua fórmula química é H_2O . As moléculas de água tendem a se unirem as outras, pois sofrem atrações motivadas pelas cargas elétricas.

2.1.3.1 Eletrólise da água

Segundo Ulleberg (2003, tradução nossa), um processo eletrolítico é aquele onde as reações químicas são desencadeadas, a partir de uma fonte de tensão externa ao sistema químico. Em geral, os fornecimentos de tensão e corrente são feitos através de eletrodos, entre os quais existe um meio condutor iônico, que pode ser líquido (solução eletrolítica, sal fundido) ou sólido (membranas sólidas de ácido, cerâmicas permiônicas).

De acordo com Riis et al. (2006, tradução nossa), a eletrólise da água é o processo o qual divide a água em hidrogênio e oxigênio através da aplicação de energia elétrica, conforme a reação 7. O total de energia necessária para a eletrólise da água aumenta significativamente com a temperatura, enquanto a energia elétrica requerida diminui.

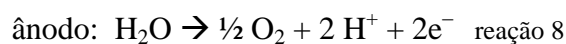


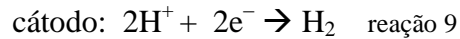
Ainda conforme Riis et al. (2006, tradução nossa), o processo de eletrólise a alta temperatura, pode ser preferível quando o calor da alta temperatura é aproveitado de um excesso de calor de outro processo.

Veziroglu (tradução nossa) descreve que a eletrólise da água é o único método desenvolvido que pode ser usado para a produção de hidrogênio em larga escala. Hoje, eletrolisadores avaliados tem uma eficiência de mais de 90% e os esforços das pesquisas são visando novos conceitos em design e material dos eletrodos para reduzir custos, aumentar a confiança e estender o tempo de vida.

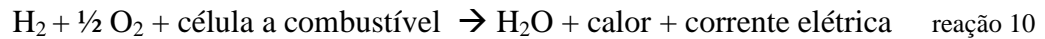
Segundo, Stojic et al. (2003, tradução nossa), existem vários sistemas onde a eletrólise da água pode ser desenvolvida, diferenciando-se entre si, basicamente, através do tipo de condutor iônico utilizado, os eletrodos convencionais utilizam eletrólitos alcalinos constituídos de hidróxido de potássio aquoso (KOH), principalmente em soluções de 20 a 30% de água devido à ótima condutividade e notável resistência à corrosão do aço inoxidável nesta faixa de concentração.

As reações que ocorrem nos eletrólitos alcalinos são a equação 8 e 9, conforme é descrito por Riis et al. (2006, tradução nossa).





Segundo Barbir e Veziroglu (1992, tradução nossa) a equação da conversão eletroquímica direta para a geração de eletricidade se dá pela reação 10, onde há o uso de uma célula a combustível.



2.1.3.2 Fotólise da água

Sistemas fotovoltaicos acoplados a eletrolisadores são comercialmente viáveis, conforme Riis et al. (2006, tradução nossa) o sistema oferece flexibilidade, assim como a saída pode ser eletricidade das células fotovoltaicas ou hidrogênio do eletrolisador.

Diretamente foto-eletrólise representa uma alternativa avançada para sistemas de painéis fotovoltaicos-eletrólise combinando os dois processos em um simples aparato. Foto-eletrólise da água é um processo no qual a luz é usada para dividir a água diretamente em hidrogênio e oxigênio. Esse sistema oferece uma grande redução de custos do hidrogênio eletrolítico. O sistema é mostrado na figura 4.

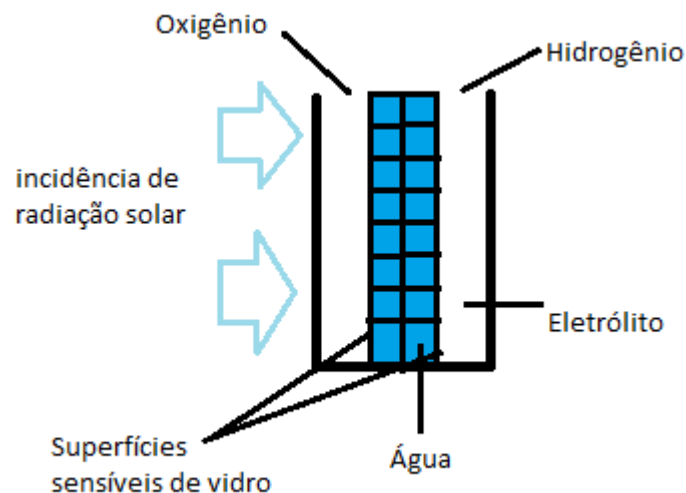


FIGURA 7 – Aparato do sistema PV-eletrólise

2.1.4. Biomassa

Conforme o atlas da ANEEL, do ponto de vista energético, biomassa é todo recurso oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção

de energia. Assim como a energia hidráulica e outras fontes renováveis, a biomassa é uma forma indireta de energia solar. A energia solar é convertida em energia química, através da fotossíntese, base dos processos de todos os seres vivos.

Ainda conforme a ANEEL, uma das principais vantagens da biomassa é que, embora de eficiência reduzida, seu aproveitamento pode ser feito diretamente por intermédio da combustão em fornos, caldeiras etc. para aumentar a eficiência do processo e reduzir impactos socioambientais tem-se desenvolvido e aperfeiçoado tecnologias de conversão mais eficientes, como a gaseificação e a pirólise, também sendo comum a co-geração em sistemas que utilizam a biomassa como fonte energética.

2.1.4.1 Gaseificação da biomassa

Segundo DOE Hydrogen Program (2006, tradução nossa), assim como o carvão, a biomassa pode se gaseificada usando altas temperaturas e vapor para a produção de hidrogênio. Como a biomassa é um recurso que consome CO_2 da atmosfera como parte do seu crescimento natural, produz hidrogênio pela gaseificação da biomassa com valores próximos de zero de emissões de gases do efeito estufa.

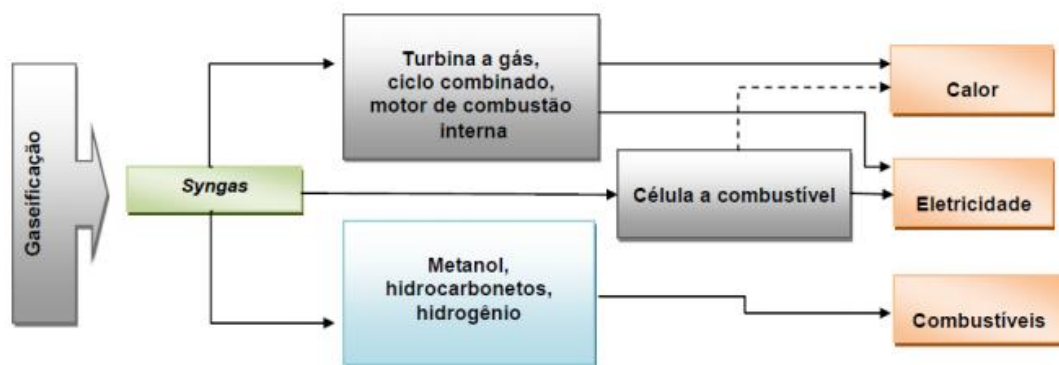
Como escrito em Riis et al. (2006, tradução nossa) a gaseificação da biomassa ocorre de maneira similar a gaseificação do carvão e a reação que ocorre é a reação 4. Entretanto, não existem plantas comerciais para produção de hidrogênio a partir da biomassa. A gaseificação da biomassa é uma área dividida em produção de hidrogênio e produção de biocombustíveis.

Segundo Higman e Burgt (2003, tradução nossa), a gaseificação envolve a conversão de matéria carbonácea em produtos gasosos com valor de aquecimento adequado. A técnica mais comum é a oxidação parcial utilizando-se O_2 , ar ou vapor para a produção de um gás (geralmente denominado gás de síntese ou syngas) constituído de H_2 e CO em proporções variadas.

Conforme Silva (2011) no processo de conversão a partir da biomassa, um gás contendo hidrogênio é normalmente produzido de forma similar a gaseificação do carvão, como na equação 4. A biomassa está disponível a partir de uma ampla gama de fontes tais

como resíduos de animais e de colheita, resíduos sólidos municipais, serragem, plantas aquáticas, resíduo de papel, milho e outros.

Conforme Fukurozaki (2011), a gaseificação é a conversão em altas temperaturas de combustíveis sólidos carbonáceos em uma mistura de gases, conhecida como gás de síntese ou syngas, consistindo em CO, H₂, CO₂, metano (CH₄) e nitrogênio (N₂) e pequenas quantidades de calor e energia, como também serve como fonte para produção de combustíveis líquidos e produtos químicos.



Fonte: Fukurozaki (2011)

FIGURA 8 - Gaseificação da biomassa e produção de combustíveis, eletricidade e calor.

Ainda o gás de síntese como produto intermediário da gaseificação, tem dois aspectos atrativos: uma grande variedade de reservas de biomassa que podem ser completamente convertidas e o gás de síntese é um produto intermediário universal para uma produção de diversos combustíveis de transporte (gasolina, nafta, metano, hidrogênio, entre outros).

Ni et al apud Fukurozaki (2011), relatam que a partir da biomassa é possível alcançar uma eficiência de produção de hidrogênio em torno de 60%, utilizando, por exemplo, gaseificadores de leito fluidizado e de catalisadores adequados. Tal eficiência de conversão, somado aos benefícios ambientais (aproveitamento energético de resíduos, baixas emissões), tem tornado a gaseificação atrativa para a produção renovável de hidrogênio.

Conforme descreve Fukurozaki (2011), por meio da gaseificação da biomassa é possível converter um material muito heterogêneo em combustível gasoso rico em carbono e hidrogênio, em geral, facilmente utilizados com ganhos na eficiência e no desempenho ambiental em comparação a combustão direta da biomassa. Os sistemas de gaseificação

compreendem o sistema de manuseio da biomassa e o da alimentação, conectados ao gaseificador por meio de retentores de ar. O gaseificador é revestido com material refratário e a gaseificação geralmente ocorre em altas temperaturas, sob condições de pressão atmosférica ou sob elevada pressão.

Nas aplicações em células a combustível, é necessário que o gás tenha alto teor de hidrogênio e não esteja contaminado por enxofre, cloro e monóxido de carbono para assegurar a proteção dos eletrodos, bem como também se faz necessário à remoção de particulados e substâncias como CO e ácido sulfúrico para evitar o envenenamento dos catalisadores.

2.1.4.2 Pirólise da biomassa

Conforme Jalan e Srivastava (1999, tradução nossa) pirólise é a queima de biomassa a temperatura de 650-800 K e a pressão de 0,1-0,5 Pa na ausência de ar, para converter a biomassa em óleos líquidos, carvão vegetal e compostos gasosos. A pirólise pode ser classificada como lenta ou rápida.

A pirólise lenta normalmente não é utilizada para a produção de hidrogênio pois produz principalmente carvão vegetal.

A pirólise rápida é um processo a alta temperatura, onde a matéria prima da biomassa é aquecida rapidamente na ausência de ar, para formação de vapor e logo após condensado em um bio-líquido marrom escuro. Os produtos de pirólise rápida podem ser encontrados todas as fases sólida, líquida e gasosa.

Apesar de a maioria dos processos de pirólise serem para a produção de biocombustível, o hidrogênio pode ser produzido diretamente por pirólise rápida ou flash se a alta temperatura e fase de voláteis tiverem tempo de permanência suficiente.



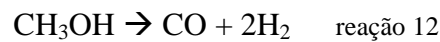
O metano e vapor de outros hidrocarbonetos produzidos podem ser reformados a vapor para a produção de mais hidrogênio, como na reação 1, para aumentar a produção de hidrogênio, as reações de deslocamento da reação 2, podem ser aplicadas.

2.1.5 Outros combustíveis

O hidrogênio pode ser ainda produzido a partir do metanol, etanol, hidrocarbonetos pesados, bactérias, através de processos já discutidos nas seções anteriores. .

2.1.5.1 Metanol

A reforma a vapor também pode utilizar álcool, como o metanol, através das reações 12 e 13 como conclui Albadó (2004). Uma das vantagens na utilização do metanol é que a reforma pode ser feita em temperatura menor (300° C) do que em hidrocarbonetos (800°C).



2.1.5.2 Etanol

Segundo Silva (2005), o etanol pode ser obtido a partir da fermentação da cana-de-açúcar, a qual tem reconhecido potencial para seqüestrar carbono na atmosfera. Desta forma, o etanol pode ser utilizado para produção de um “bio-hidrogênio” combustível importante para a redução das emissões, e conseqüentemente, conservação do meio ambiente. A reação 14 mostra a reação catalítica global da produção de hidrogênio a partir da reforma do etanol, esta reação corresponde a formação de 6 mols de hidrogênio por mol de etanol consumido.



2.1.5.3 Hidrocarbonetos pesados

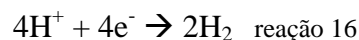
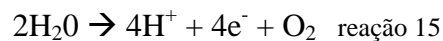
Conforme Cruz (2010), a produção e recuperação de hidrogênio são essenciais no processo de refino do petróleo. Os processos de hidrogenação (utilizam o hidrogênio como insumo principal) são responsáveis pela conversão de hidrocarbonetos pesados em frações mais leves (craqueamento) e pela remoção de elementos tóxicos dos combustíveis.

Os processos para obtenção do hidrogênio, através do petróleo são a reforma ou gaseificação, análogos aos já apresentados nas seções 2.1.1.1 e 2.2.1 respectivamente.

Já através de hidrocarbonetos pesados, o processo é a oxidação parcial (análoga a apresentada na seção 2.1.1.2) que acontece na faixa de temperaturas de 1150 -1900K, conforme Silva (2005).

2.1.5.4 Biofotólise

Segundo Riis (2006, tradução nossa) a produção de hidrogênio fotobiológica, é baseada em dois passos: fotossíntese (reação 15) e produção de hidrogênio catalisada por hidrogenases (reação 16), por exemplo algas verde e cianobactérias. Muita pesquisa ainda é necessária nesta área, mas é uma solução de sucesso a longo prazo, hidrogênio renovável pode ser produzido. É de vital importância entender o processo natural e as regulações de produção de hidrogênio, metabolismo e a engenharia genética podem ser usados para demonstrar o processo em grandes bioreatores. Outra opção é reproduzir os dois passos usando fotossíntese artificial.



2.1.6 Considerações finais

Este capítulo apresentou uma revisão bibliográfica dos métodos de obtenção de hidrogênio. Pode-se notar que o hidrogênio pode ser obtido de uma diversidade de matérias primas, como gás natural, carvão, biomassa, água, também hidrocarbonetos pesados como o petróleo.

Durante o capítulo são mostrados diversos métodos com estágios de avançado de desenvolvimento de tecnologias, como a reforma a vapor do gás natural, a gaseificação do carvão e da biomassa, assim como a eletrólise da água.

Há ainda muita tecnologia em desenvolvimento como a fotólise que necessita de mais estudos e a ainda a biofotólise que é uma alternativa nova e que ainda deve ser melhor desenvolvida.

3. CÉLULA A COMBUSTÍVEL

Este capítulo apresenta uma breve revisão de bibliografia sobre as células a combustível, conhecidas também por CaC. Apresenta o funcionamento e características das células, assim como os tipos que existem no mercado.

Segundo Neto (2005) a célula a combustível é uma tecnologia que utiliza a combinação química entre os gases oxigênio e hidrogênio para gerar energia elétrica, energia térmica (calor) e água. Esta tecnologia existe há mais de 150 anos, a primeira célula a combustível foi desenvolvida em 1839 por um físico inglês chamado Willian Grove. Porém, a célula a combustível só começou a ganhar vida no final dos anos 30, quando o inglês Francis Thomas Bacon desenvolveu células a combustível de eletrólito alcalino.

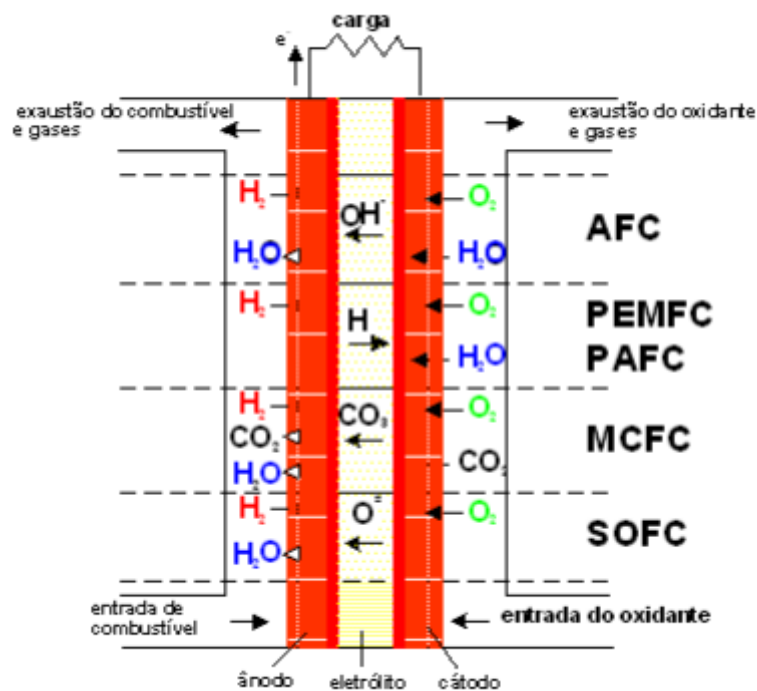
Para Lopes (2009), as células a combustível são dispositivos eletroquímicos que convertem diretamente em energia elétrica, calor e água o hidrogênio (H_2) e o oxigênio (O_2) do ar. Por este processo de conversão não utilizar a queima do combustível para a geração mecânica de trabalho, ele ocorre com alta eficiência quando comparado aos motores de combustão interna e permitem à célula a combustível utilizar a mesma quantidade de combustível para a geração de uma maior quantidade de energia e, assim, com menores impactos ao meio ambiente.

Outra característica fundamental das células a combustível, conforme Lopes (2009) é a sua modularidade de atendimento, já que podem atender demandas de alguns décimos de watts (10^{-2} W), caso da geração portátil, a dezenas e centenas de quilowatts para a geração estacionária ou veicular de energia, bem como em instalações de megawatts em plantas industriais ou na rede de distribuição.

Conforme Ferreira (2008), o hidrogênio é introduzido no ânodo, onde o catalisador que recobre este eletrodo quebra a molécula de hidrogênio captura seus elétrons, produzindo íons de hidrogênio (prótons). O íon positivo atravessa o eletrólito para o cátodo onde se combina com o oxigênio formando água e produzindo calor. Os elétrons, incapazes de passar pelo eletrólito, são forçados a circular pelo circuito externo, criando uma corrente elétrica contínua.

Camargo (2004) descreve que há vários tipos de células a combustível sendo desenvolvidas. Algumas operam somente com hidrogênio puro, enquanto outras podem utilizar, além do hidrogênio, o monóxido de carbono (CO) e também alguns alcoóis (metanol

e etanol). Também diferem por sua temperatura de operação, o tipo de eletrólito que utilizam e pressão de operação. Cada tipo possui características mais adequadas a certas aplicações. Do seu desenvolvimento original para aplicações espaciais à sua aplicação em sistemas terrestres automotivos ou estacionários, as células a combustível estão cada vez mais encontrando aceitação devida principalmente à sua eficiência superior de transformação e baixa emissão de poluentes e ruídos.



Fonte: Camargo (2004)

FIGURA 9 - Reações eletroquímicas que ocorrem em cada tipo de célula a combustível.

Segundo Gambetta e Silva (2008), a classificação das células a combustível dá-se normalmente pelo tipo de eletrólito e temperatura. Assim as principais tecnologias atualmente desenvolvidas são:

- SOFC - Solid Oxid Fuel Cell (Célula a combustível do tipo óxido sólido);
- PEMFC - Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Célula a combustível do tipo membrana de troca de prótons);
- PAFC - Phosphoric Acid Fuel Cell (Célula a combustível do tipo ácido fosfórico);
- MCFC – Molten Carbonate Fuel Cell (Célula a combustível do tipo carbonato fundido);
- AFC – Alkaline Fuel Cell (Célula a combustível do tipo alcalina);

- SPFC – Solid Polymer Fuel Cell (Célula a combustível do tipo polímero sólido);
- DMFC – Direct Methanol Fuel Cell (Célula a combustível do tipo metanol direto).

TABELA 1
Comparativo entre os diferentes tipos de células a combustível

Tipos de células a combustível	Eficiência elétrica	Temp (°C)	Eletrólitos	Eletrólitos	Combustível	Agente de Oxidação
AFC	35 - 55%	60 a 80	Ânodo: eletrodos de Ni sintetizados ou eletrodo chapeado de Pd ou Pd-Ag. Cátodo: eletrodos de NiO (enriquecido com Li).	45% KOH a 28,5 atm ou 80% a 85% KOH para pressões entre 2 a 3 atm.	H ₂ puro	O ₂ puro
PEMFC	35 – 45%	60 a 100	Eletródos de metal em suporte de carbono com cobertura catalítica.	Membrana polimérica	H ₂ puro	O ₂ puro
PAFC	40%	160 a 220	Eletródos de metal e carbono poroso com limite trifásico; eletródos de metal catalítico e óxidos.	H ₃ PO ₄ 95 – 97% em peso	H ₂ puro. Eletrodos cobertos: gás reformado ou gás de carvão.	O ₂ puro
MCMF	>50%	600 a 700	Ânodo: liga de níquel e metais como cromo. Cátodo: eletrodos de NiO enriquecido com Li.	Mistura de carbonatos alcalinos fundidos (basicamente Na, K e Li).	H ₂ impuro, CO (monóxido de carbono), hidrocarbonetos.	O ₂ (impuro) Ar
SOFC	>50%	800 a 1200	Ânodo: cermet de Ni-ZrO ₂ em suporte de YSZ; Cátodo: manganato de lantânio dopado com estrôncio.	Liga estabilizada ítrio-zircônio (ZrO ₂ e 8 – 10% de Y ₂ O ₃ ; YSZ).	H ₂ impuro, CO hidrocarbonetos.	Ar

Fonte: Adaptada- Camargo (2004).

3.1 Considerações finais

Neste capítulo foram abordadas as células a combustível. As células produzem água, eletricidade e calor, por um processo contrário da eletrólise da água, por este motivo é considerado um dispositivo limpo de produção de hidrogênio.

As células podem ser de diversos tipos, como apresentados na tabela 1, cada tipo é utilizado dependendo da aplicação da célula, esses dispositivos estão se tornando cada vez mais atraentes principalmente pela sua eficiência.

4. ANÁLISE DE DOIS PROCESSOS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO

O capítulo 4 apresenta uma revisão bibliográfica detalhada de dois principais processos de produção de hidrogênio, a eletrólise da água e a reforma a vapor do gás natural. Estes dois processos serão descritos, assim como os principais aparelhos que são utilizados para a obtenção do hidrogênio, os eletrolisadores e os reformadores.

Segundo Luzzi (2006, tradução nossa), o futuro suprimento de energia do mundo industrializado será em grande parte caracterizado por uma mistura de diversas fontes de energia. De encontro a isto, dependendo da localidade, dos custos do recurso essencial e a natureza do sistema de energia, não uma, mas muitas rotas se abrirão para satisfazer a demanda de hidrogênio no futuro.

Conforme Mueller-Langer et al (2007, tradução nossa) os processos que tem potencial para contribuir para a geração de hidrogênio a curto ou médio prazo podem ser geralmente agrupados em duas categorias:

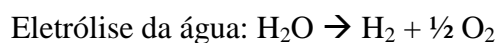
- Conversão química direta de recursos energéticos: via reforma a vapor do gás natural ou gaseificação do carvão, com captura de carbono e armazenamento apropriado, assim como a gaseificação da biomassa.
- Conversão eletroquímica: via eletrólise da água usando eletricidade de uma mistura de fontes de energia, renovável ou nuclear por exemplo.

De acordo com DOE apud Silva et al (2003) atualmente a maior parte do hidrogênio obtido mundialmente provém das fontes fósseis. Através da reforma do gás natural são

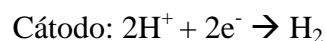
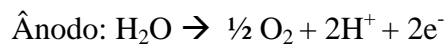
produzidos cerca de 48% do hidrogênio no mundo; o petróleo e o carvão são responsáveis por 30% e 18% da produção, respectivamente. A eletrólise é responsável por 4% dessa produção.

4.1 Eletrólise da água

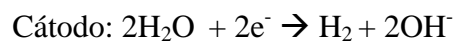
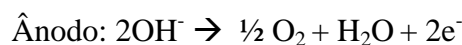
De acordo com Dopp (2007, tradução nossa) a eletrólise da água para a produção de hidrogênio e oxigênio é uma tecnologia antiga originada no começo do século 19, pouco depois de Volta mostrar a primeira bateria em 1800. O princípio químico é mostrado nas equações abaixo, onde o fluido eletroquímico é mostrado para meio ácido e alcalino.



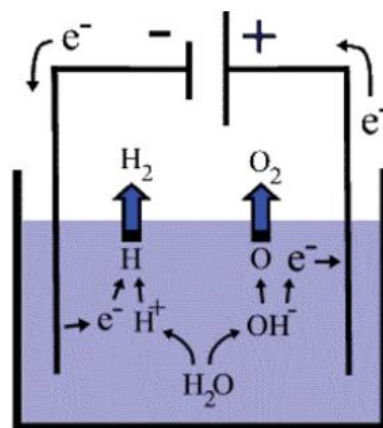
Reação Ácida:



Reação Alcalina:



Conforme Souza (1998) a eletrólise da água é o processo eletroquímico da dissociação da água em hidrogênio e oxigênio por meio de reações químicas desencadeadas a partir de uma fonte eletromotriz (gerador).



Fonte: Fact Sheet Series – Hydrogen Production Overview
FIGURA 10 - Sistema de eletrólise.

Segundo Halmeman (2008) tensão e corrente são fornecidas aos eletrodos (cátodo e ânodo) existindo um meio condutor iônico líquido ou sólido. Quando se aplica uma força eletromotriz acima de um determinado potencial, a passagem de corrente entre os eletrodos produz no cátodo hidrogênio e no ânodo oxigênio.

A eletrólise da água, de acordo com Stojic et al. (2003, tradução nossa), é uma reação onde os produtos são apenas hidrogênio e oxigênio. Existem vários sistemas onde a eletrólise da água pode ser desenvolvida, diferenciando-se entre si, basicamente, através do tipo de condutor iônico utilizado.

Neste processo de produção, a energia elétrica é um dos principais fatores de custos, pois para que ocorra a eletrólise, é necessário o fornecimento de energia elétrica.

Segundo Souza (1998), na produção em grande escala de hidrogênio por meio da eletrólise da água é necessário alto investimento na montagem da planta eletrolítica, com a aquisição de eletrolisadores, retificadores 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.

Ainda conforme Souza (1998) além do custo capital, existem os custos de operação e de manutenção da planta que envolvem os gastos de mão-de-obra, reposição de peças e equipamentos, gerenciamento, e outros. Por último ainda tem-se o custo relacionado aos insumos, como água deionizada, eletrólito (reposição) e, principalmente a eletricidade.

Conforme Neto, dentre as várias fontes e métodos para a produção de hidrogênio, as grandes hidrelétricas (UHE) e as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) apresentam um grande potencial de produção de hidrogênio “verde”, ou seja, sem a emissão de gases de efeito estufa ou poluentes. O hidrogênio a partir da água é mais fácil de purificar, chegando a 99,99999% de pureza em pequenos eletrolisadores. Em média a pureza para grandes eletrolisadores fica entre 99,999% e 99,9999%. Para tornar o custo menos, o hidrogênio pode ser produzido fora dos horários de grande consumo, quando o preço da energia elétrica é menor.

De acordo Mueller-Langer et al (tradução nossa, 2007) a eletrólise da água é um processo comercialmente maduro. Entretanto, é usada em pouca quantidade na Europa pois é amparada nos altos preços da eletricidade.

Conforme descreve o DOE (tradução nossa) com o preço da energia eólica caindo, a intermitente variação do vento é um impedimento para o uso efetivo de energia eólica. A produção de hidrogênio via eletrólise pode oferecer oportunidades de sinergia com a variação de geração de energia, que é característica de algumas tecnologias de energias renováveis. O combustível hidrogênio e a geração de energia elétrica podem ser integradas em um parque eólico permitindo uma flexibilidade de produção para uma melhor disponibilidade de recursos com o sistema operacional e fatores de mercado.

Conforme Silva (2011) se a eletricidade utilizada nesse processo é gerada por fonte renovável de energia, a poluição é praticamente nula, por isso a produção de hidrogênio a partir da água, utilizando energia térmica e elétrica a partir de uma fonte limpa, tem grande importância para o futuro. O uso do método eletrolítico em larga escala demanda grande consumo de energia elétrica, portanto, o desenvolvimento de um método eletrolítico de alta eficiência seria um passo para atingir a escala produtiva dentro do contexto do desenvolvimento sustentável.

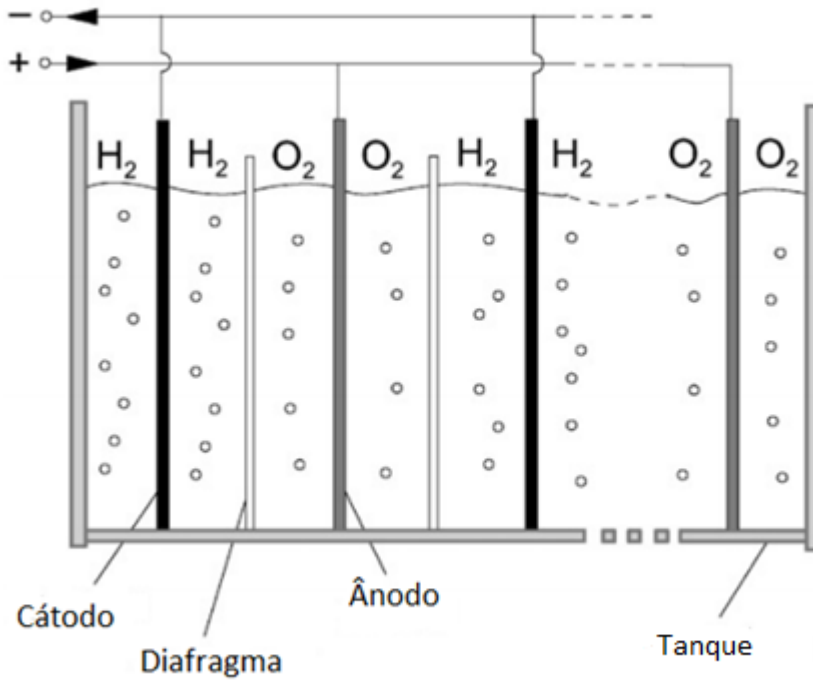
De acordo com o relatório do CGEE (2010) a eletrólise da água é o processo mais versátil de produção de hidrogênio, pois podem ser construídos equipamentos para geração de gás puro numa faixa de 0,5 L/min a 100.000 m³/h. Para reduzir o custo do hidrogênio produzido pelos eletrolisadores de água é necessário diminuir o custo do equipamento e o consumo de eletricidade.

4.1.1. Eletrolisadores

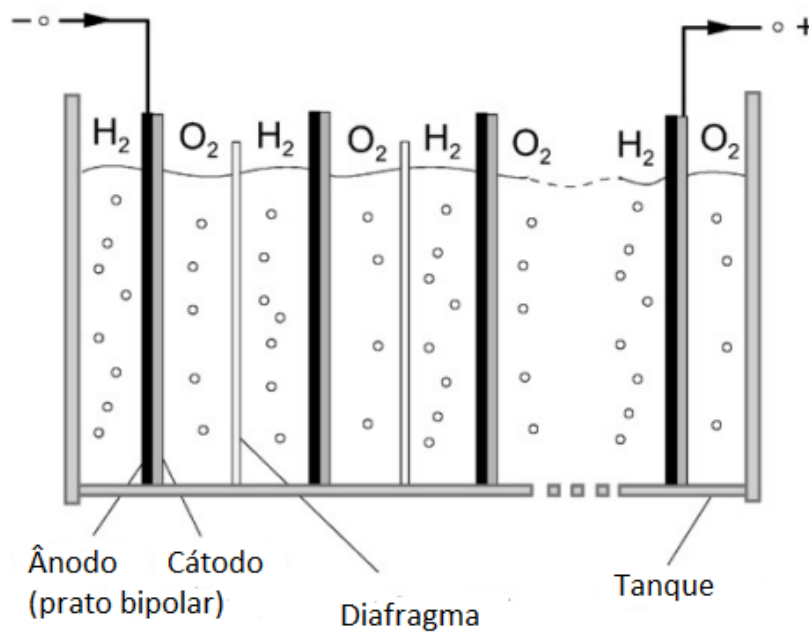
Os eletrolisadores são aparelhos onde o hidrogênio é gerado. Conforme Stojic et al. (2003, tradução nossa), os eletrolisadores convencionais utilizam eletrólitos alcalinos constituídos de hidróxido de potássio aquoso (KOH), principalmente de soluções de 20 a 30% de água devido à ótima condutividade e notável resistência a corrosão do aço inoxidável nesta faixa de concentração, como já mencionado anteriormente

De acordo com Ulleberg (2003, tradução nossa), fisicamente um eletrolisador consiste em várias células ligadas em série. Existem dois designs distintos de células: monopolar e bipolar. No design monopolar os eletrodos são negativo ou positivo com conexões elétricas paralelas das células individuais como na figura 11, enquanto no design bipolar, figura 12, as células individuais são ligadas em série eletricamente e geometricamente. Uma vantagem do eletrolisador bipolar é que ele é mais compacto que o

sistema monopolar. A vantagem do design compacto das células bipolares é a diminuição das correntes nos fios elétricos e nos eletrodos. Isto reduz a perda ôhmica de resistência interna do eletrólito e aumenta a eficiência do eletrolisador.



Fonte: Ulleberg (2003, tradução nossa)
FIGURA 11 - Eletrolisador monopolar.



Fonte: Ulleberg (2003, tradução nossa)
FIGURA 12 - Eletrolisador bipolar.

Ainda conforme Ulleberg (2003, tradução nossa) existem também algumas desvantagens de células bipolares, por exemplo, as correntes parasitas que podem causar problemas de corrosão. Além disso, por serem mais compacto e terem altas pressões os eletrolisadores bipolares requerem um sistema de design relativamente sofisticado e complexo, o que conseqüentemente aumenta os custos de fabricação. A simplicidade e robustez do sistema do eletrolisador monopolar são responsáveis por um menor custo de produção. Ainda assim os eletrolisadores mais produzidos são eletrolisadores alcalinos bipolares.

4.2. Reforma a vapor do Gás Natural

Conforme New York Power Authority (tradução nossa), métodos de produção de hidrogênio através do gás natural são bem desenvolvidas e são responsáveis por mais de 95% de toda a produção de hidrogênio nos Estados Unidos e 48% no mundo todo. Prevê-se que o hidrogênio advindo do gás natural pode servir como uma fundação para a transição da economia da energia do hidrogênio nos Estados Unidos.

Ainda de acordo com a fonte citada, a reforma a vapor do gás natural é também usada na indústria. Hidrogênio é produzido por este método em grandes plantas industriais centralizadas para inúmeras aplicações, incluindo a indústria química e refino do petróleo. Programas de pesquisa e desenvolvimento estão atualmente investigando o desenvolvimento de tecnologias para pequena escala de reforma a vapor do gás natural, distribuindo a produção de hidrogênio e infra-estrutura de entrega.

Conforme Ogden (2001, tradução nossa) a tecnologia dos reformadores já era comercialmente disponível naquela época. Entretanto, a economia de escala pode ser significativa. Baixa pressão, temperatura e baixo custo de materiais são necessários para fazer com que reformadores de pequena escala sejam competitivos. Minimizar as emissões de CO₂ através de captura e seqüestro de carbono podem ser muito custosos para pequena escala.

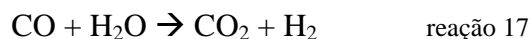
New York Power Authority (tradução nossa) diz que durante o processo de produção de hidrogênio, CO₂ também é produzido. O processo de reforma a vapor do gás natural em plantas centralizadas emite duas vezes mais CO₂ que produz de hidrogênio. A fim de evitar emissões de CO₂ na atmosfera, o CO₂ pode ser concentrado, capturado e seqüestrado; o conceito de seqüestro e a tecnologia usada são relativamente novos e não existem evidências a longo prazo para provar que essa tecnologia terá sucesso. O seqüestro no oceano é

controverso porque a possibilidade de um impacto adverso no ambiente aquático que pode reduzir o pH da água do oceano.

Segundo Luzzi et al (2006, tradução nossa), as vantagens da reforma do gás natural são uma tecnologia desenvolvida e matéria prima barata. Já os pontos negativos são as emissões, necessidade de uma grande infra-estrutura e reservas limitadas.

Conforme Ogden (2001, tradução nossa) o processo de produção de hidrogênio é realizado em várias etapas: reforma a vapor, reações de síntese do vapor d'água e purificação do hidrogênio. A reação de reforma a vapor é a reação 1, é uma reação endotérmica e requer calor externo. Economicamente um reator que opere a pressão de 3-25 atmosferas e a temperaturas de 700°C a 850°C. O calor externo necessário para dirigir a reação é geralmente vindo da combustão da fração da matéria prima (mais de 25%) gás natural ou da queima de gases desperdiçados, como o gás que sobra do sistema de purificação do hidrogênio. A transferência de calor para os reagentes é realizada indiretamente através da troca de calor.

Depois da reforma, o gás de síntese resultante é enviado para um ou mais reatores de síntese, onde o hidrogênio de saída é acrescentado via reações de síntese água e gás, como na reação 17 que converte CO em H₂. Esta reação é favorecida a temperaturas com menos de 600°C e pode começar a ocorrer em 200°C, o que é suficiente para ativar a catalise. O gás da saída do reator contém principalmente H₂ (70% - 80%) mais CO₂, CH₄, H₂O e uma pequena quantidade de CO. Para a produção de hidrogênio, a reação de síntese é geralmente realizada em dois estágios. Uma a alta temperatura, o reator opera entre 350° - 475°C realizando grande parte da conversão, seguido de uma reação a baixa temperatura (200° - 250°C), a qual traz concentração de CO.



O hidrogênio é então purificado, o grau de pureza depende da sua aplicação. Para a hidrogênio industrial, sistemas de absorção do balanço da pressão ou membranas paládio são usadas para produzir hidrogênio com mais de 99,999% de pureza. Para células a combustível do tipo PEM ou ácido fosfórico acopladas a reformadores, diluentes como CO₂ e CH₄ são toleráveis. Entretanto, CO deve ser reduzido a menos de 10 ppm para células a combustível do tipo PEM, por isso um sistema de remoção de CO como oxidação preferencial deve ser usado.

Ainda segundo Ogden (2001, tradução nossa), no sistema de oxidação preferencial, o gás passa pelo leito catalítico, com a adição de ar. A certa temperatura e condições estequiométricas, a reação abaixo é fortemente favorecida pela oxidação do hidrogênio, então o CO é removido a um nível de algumas ppm. Esta tecnologia está sendo desenvolvida para o uso de reformadores em co-geração com células a combustível ou em células a combustível para veículos.



Segundo Fukurozaki (2011), este processo tipicamente divide-se em quatro etapas sequenciais: pré-tratamento (dessulfurização), reforma a vapor, conversão shift água-gás e purificação do hidrogênio. O metano reage com vapor sob pressão de 3 a 25 bar na presença de um catalisador para produzir hidrogênio, monóxido de carbono e pequenas quantidade de dióxido de carbono. No estágio final, conhecido como Pressure Swing Adsorption – PSA, o dióxido de carbono e outras impurezas são removidos do gás, propiciando a obtenção de hidrogênio puro.

Conforme Pacífico et al (2003), as reações da reforma acontecem dentro de reatores, geralmente de leito fixo e na presença de catalisadores, pois eles suportam elevadas temperaturas de reação, as quais acentuam o efeito de desativação dos catalisadores. Os catalisadores mais usados são os de níquel.

4.2.1 Reformadores

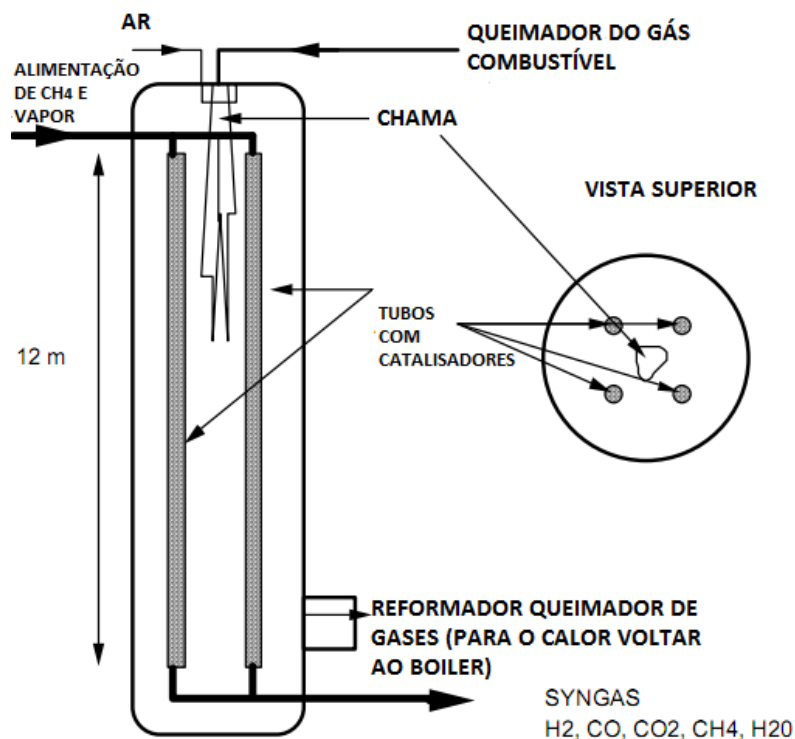
Nas plantas de produção de hidrogênio através do gás natural, principal equipamento é o reformador.

Para Ogden (2001, tradução nossa), reformadores de vapor de metano tem sido construídos em uma ampla faixa de tamanhos. Para processos químicos de grande escala como refino de petróleo, reformadores de vapor produzem 25 a 100 milhões de metros cúbicos de hidrogênio por dia. Esse sistema consiste de longos tubos cheios de catalisadores, e operam a temperaturas de 850°C e pressões de 15-25 atm, que necessitam do uso de caras ligas de aço.

Reformadores a vapor de metano para pequena escala (tubo longo e alta temperatura) são comercialmente disponíveis por um grande número de empresas, que normalmente produzem grandes reformadores a vapor de metano para indústria química e do petróleo. As

principais restrições de projeto para esses sistemas são alto rendimento, alta confiança e alta pureza (dependendo da aplicação).

As desvantagens de reformadores convencionais de vapor que usam longos tubos para estações de abastecimento de hidrogênio são o tamanho grande (12 metros de tubos com catalisadores são os mais usados) e alto custo (que incluem o custo de materiais que suportem altas temperaturas, altas pressões de operação e os custos de instalação para cada unidade). A figura 13 mostra um diagrama de um reformador convencional.



Fonte: adaptada: Ogden (2001).

FIGURA 13 - Reformador de reforma a vapor de pequena escala.

4.3 Considerações finais

Os dois processos discutidos no capítulo 4 são os dois mais citados na literatura. A eletrólise da água é um processo que tende a ser mais usado em projetos estacionários, ou seja, para produção de hidrogênio no próprio local de uso, a eletrólise tem a vantagem sobre a reforma de o hidrogênio que sai como produto, tem pureza bem alta por isso não necessita de uma posterior purificação o que é ideal para o uso das células a combustível que requerem tal pureza. A reforma a vapor do gás natural é uma tecnologia já consolidada tempo principalmente em grandes indústrias, nos Estados Unidos quase toda a produção de

hidrogênio se dá por esse método. Devido à tubulação e infra-estrutura já existentes do gás natural.

5. O SOFTWARE HOMER – HIBRID OPTIMIZATION MODEL FOR ELETRIC RENEWABLE

Este capítulo descreve o software HOMER, que foi utilizado para o auxílio dos cálculos do trabalho. Mostra como o software funciona e como faz suas análises.

Conforme descrito em Farret e Simões (2006, tradução nossa), HOMER é um programa de computador gratuito disponibilizado pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory). No HOMER pode-se realizar uma análise da viabilidade técnica e econômica de um grande número de opções de geração de energia como: solar-fotovoltaica, eólica, diesel, gasolina, biogás, combustíveis alternativos, rede convencional e células de combustível. Todas estas opções podem ser analisadas separadamente, interligadas e ainda conectadas na rede elétrica.

Silva (2010) afirma que o programa pode executar três importantes tarefas: a simulação, a otimização e a análise de sensibilidade. Na simulação, o programa calcula, para cada configuração em particular, o balanço energético para cada uma das 8.769 horas do ano, para determinar a viabilidade técnica e o custo de vida do sistema. Uma solução é considerada factível se ela pode atender a carga e, ao mesmo tempo, satisfazer às restrições do usuário.

Ainda segundo Silva (2010) na otimização, o programa simula várias configurações diferentes de sistemas em busca daquela que satisfaça às restrições e possua o menor custo sobre a vida útil do projeto. No processo da análise de sensibilidade, o HOMER realiza múltiplas otimizações a partir de uma variação nos dados de entrada medindo o efeito das incertezas e variações nos dados de entrada, medindo o efeito das incertezas e variações de entrada sobre o projeto.

5.1 Considerações finais

O capítulo 5 abordou o funcionamento do software HOMER, este software auxilia nos cálculos para plantas não só de hidrogênio, mas de várias outras fontes de energia. Podendo ser ligado ou não na rede elétrica.

6. ANÁLISE DA PLANTA COM A UTILIZAÇÃO DO SOFTWARE HOMER

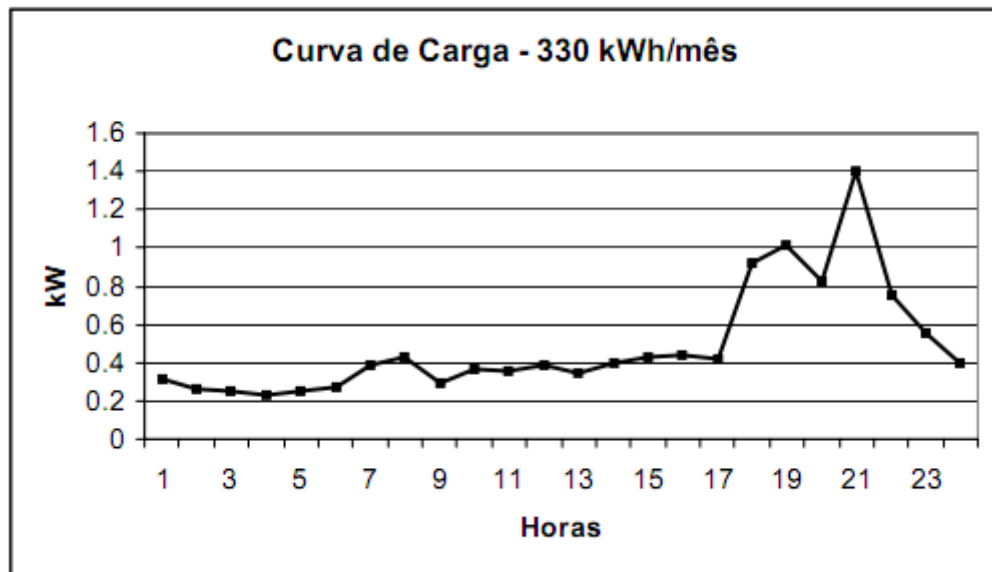
Este capítulo mostra as plantas a serem comparadas, os resultados obtidos no software HOMER e a discussão dos mesmos. Mostra também as demandas de cargas residenciais e comerciais.

A análise feita a partir dos resultados do software HOMER, onde foi feita a comparação de dois métodos de produção de hidrogênio – mais utilizados – e a aplicação em uma célula a combustível para alimentar uma carga.

A carga será considerada um consumidor residencial e um consumidor comercial de 3kW de potência instalada, considerando uma curva de demanda típica onde no horário de pico, a demanda de carga é maior.

Descrito por Francisquini (2006), o aquecimento de água nas residências é feito pelo uso do chuveiro elétrico, que possui potência nominal entre 2 e 6 kW e estão presentes em cerca de 80% das residências. Os chuveiros são muito usados durante o horário de demanda de ponta (entre 18 e 21 horas) e calcula-se que respondem por mais de 50% da demanda de ponta residencial.

Ainda conforme Francisquini (2006), a curva de carga de um consumidor residencial caracteriza-se por um consumo praticamente constante durante o dia inteiro com o aumento no fim da tarde e um pico de demanda, provocado pelo uso do chuveiro elétrico (entre 18 e 21 horas). Na figura abaixo é mostrada a curva de carga de um dia útil de um consumidor real, que consome cerca de 330 kWh por mês.

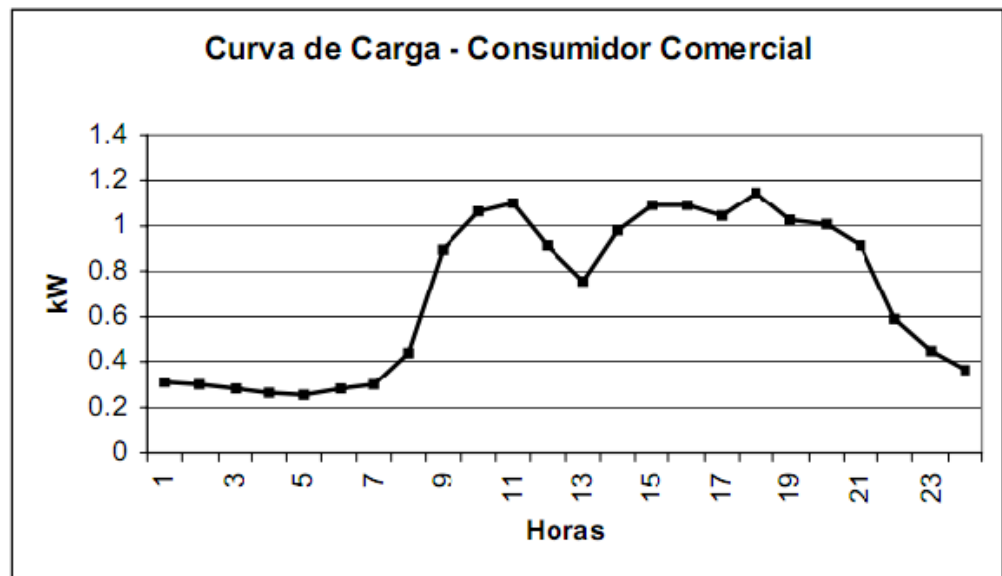


Fonte: Francisquini (2006)
FIGURA 14 - Curva de carga de um consumidor residencial.

Segundo o Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) apud Francisquini (2006), os consumidores comerciais respondem por cerca de 10% do consumo de energia elétrica. São geralmente classificados por ramo de atividade e consumo mensal de energia elétrica. A refrigeração de alimentos responde por cerca da metade do uso de eletricidade em supermercados e restaurantes, e quase 17% da demanda comercial são relativamente ineficientes e a eletricidade é desperdiçada devido à má operação e manutenção.

Ainda conforme o MCT apud Francisquini (2006), em todo o Brasil, os aparelhos de ar condicionado respondem por cerca de 20% do uso de eletricidade do setor comercial. Mas os aparelhos de ar condicionado podem ser responsáveis por mais da metade do uso total de eletricidade em grandes edifícios comerciais, hotéis, ou shopping centers. Calcula-se que os aparelhos de ar condicionado de janela gastem normalmente 1,6kW e operem por 540h/ano, em média, totalizando um consumo médio de eletricidade de 860kWh/ano por aparelho.

Para Francisquini (2006), a curva de carga de consumidores comerciais é caracterizada por ter uma demanda durante o horário comercial com um leve declínio no horário do almoço. Fora do horário comercial a demanda desses consumidores é praticamente para iluminação e refrigeração. A figura abaixo mostra um exemplo de carga para um consumidor comercial real.



Fonte: Francisquini (2006)

FIGURA 15 - Curva de carga de um consumidor comercial.

6.1 Funcionamento do sistema abastecido por CaC

Conforme mostrado na figura 16, o Grid (conexão com a rede) fornece energia elétrica, esta energia vem do sistema interligado, para o funcionamento do eletrolisador. Este produz hidrogênio pela quebra da molécula da água e envia para a célula a combustível suprir a carga demandada.

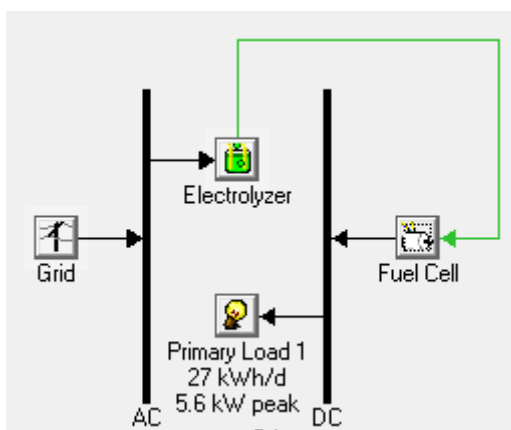


FIGURA 16 - Projeto com eletrolisador.

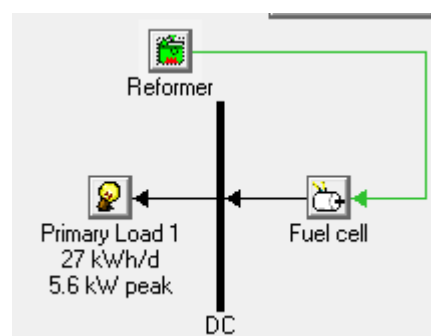


FIGURA 17 - Projeto com reformador.

Quando o sistema está ligado ao reformador - figura 17- o hidrogênio produzido é todo do reformador. O hidrogênio faz o mesmo caminho por esse processo, do reformador vai para célula a combustível e assim para a carga requerida.

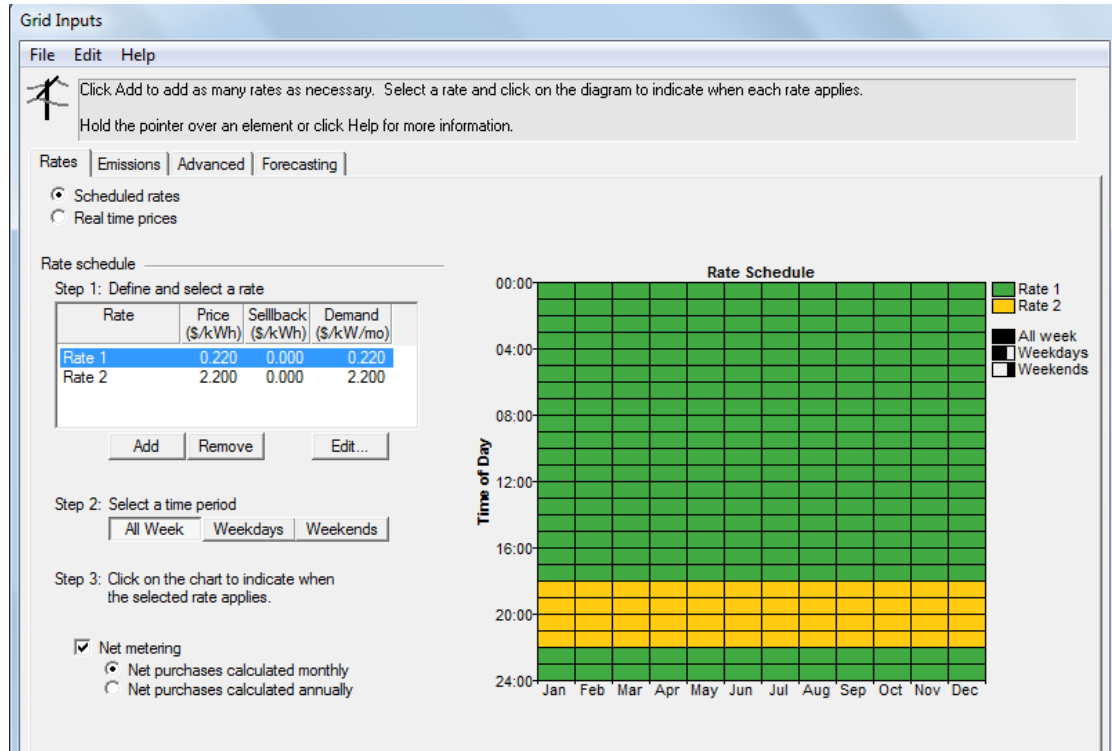


FIGURA 18 - Escala de preço da energia durante o dia para carga residencial.

A figura 18, mostra a escala de preço da energia durante o dia, nela o horário normal a tarifa do kWh é 0,22\$/kWh, ou seja 0,40R\$/kWh (com a cotação do dólar a R\$ 1,70) mostrada na figura como a parte em verde. Para o horário de pico, a energia foi contabilizada em 10 vezes mais cara que a tarifa do horário normal sendo 2,2\$/kWh, ou seja 4R\$/kWh. Não é vendido nada para a concessionária, toda energia produzida é consumida a mesmo preço, portanto o preço da demanda é o mesmo 0,40 R\$/kWh.

Conforme descrito em Türkay e Telli (2011, tradução nossa), um eletrolisador de 100kW, o necessário para suprir a carga demandada, custa em torno de R\$ 531873,9 e seu custo de reposição está em R\$ 194919,3.

Para o eletrolisador a figura 19, mostra sua curva de custos e a tabela 2 mostra os dados de entrada do eletrolisador.

TABELA 2
Custos do eletrolisador

Tamanho (kW)	Custo (R\$)	Substituição (R\$)	O&M (R\$/ano)	Tempo de vida (anos)	Eficiência (%)
100	531873,9	194919,3	0,4	15	85

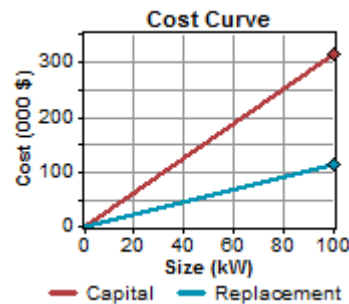


FIGURA 19 - Curva de custos do eletrolisador.

O reformador escolhido foi da marca Hytron, sendo o menor reformador de gás natural ou etanol que a Hytron desenvolve atualmente com as seguintes características técnicas:

- Purificação: PSA Multi-colunas;
- Vazão: 1 kg/h de Hidrogênio;
- Pressão: 10 bar;
- Grau de pureza máximo: 99,995%.

Para o reformador a figura 20, mostra sua curva de custos e a tabela 3 mostra os dados de entrada do reformador. O preço do gás natural para o consumidor residencial com um consumo de até 7 Kg/mês, segundo o Portal do Gás Natural fica em R\$ 3,4258. Para o consumidor comercial o preço fica em R\$ 5,1009 para até 200 Kg/mês de consumo.

TABELA 3
Custos do reformador

Tamanho (kg/h)	Custo (R\$)	Substituição (R\$)	O&M (R\$/ano)	Tempo de vida (anos)	Eficiência (%)	Combustível
1	80000	70000	0,4	25	70	Gás Natural

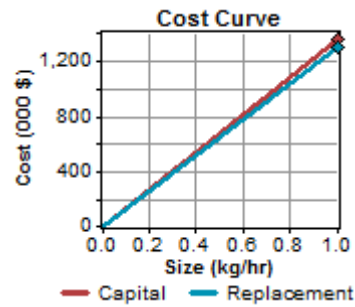


FIGURA 20 - Curva de custos do reformador.

A célula a combustível é da marca Horizon (Itália), modelo Green Hub-3000, esta célula é do tipo PEM e já contém um inversor CC/CA na saída. A tabela 4 e a figura 21 mostram os custos da célula a combustível e a curva de custos, respectivamente. A CaC tem as seguintes especificações:

- Tipo de Célula a combustível: PEM;
- Número de células: 72;
- Potência: 3000W;
- Temperatura ambiente: 5 – 30°C;
- Pressão do hidrogênio: 0,45 – 0,55 Bar;
- Máxima vazão de saída: 42 L/min;
- Pureza do hidrogênio: $\geq 99.995\%$;
- Eficiência do sistema: 40% em 43,2V.

TABELA 4
Custos da célula a combustível

Tamanho (kW)	Custo (R\$)	Substituição (R\$)	O&M (R\$/ano)	Tempo de vida (hras)	Eficiência (%)	Combustível
3	32334	30000	0	90000	40	Hidrogênio

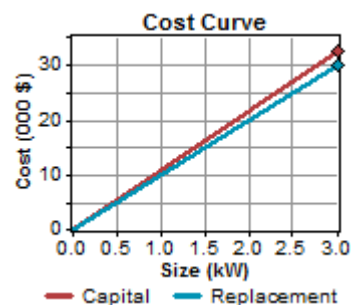


FIGURA 21 - Curva de custos da célula a combustível.

6.1.1 Carga residencial

A figura 22 representa a carga demandada da residência, em horário de pico, sua carga é máxima. Considerando que a residência é abastecida por outra fonte de energia fora do horário de pico. Já a figura 23 mostra a demanda anual de carga.

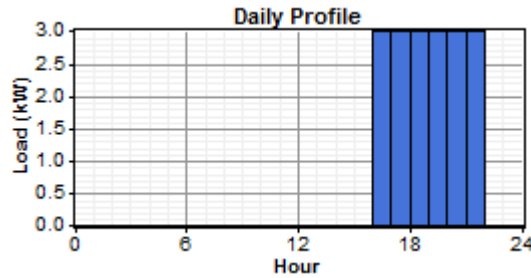


FIGURA 22 - Curva de demanda diária da carga residencial durante o horário de pico.

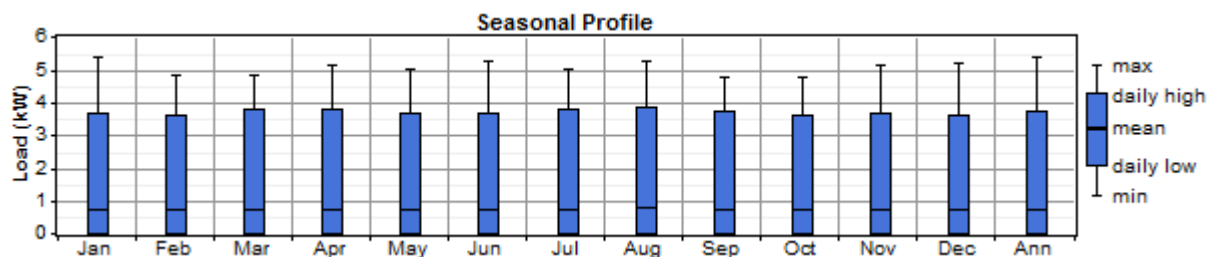


FIGURA 23 - Perfil anual da curva de carga residencial.

O programa fornece várias combinações de resultados, e escolhe um como sendo o resultado ótimo, neste caso, um com a utilização do eletrolisador e outro com a utilização do reformador. O resultado ótimo escolhido pelo programa, devido às entradas especificadas, foi usando o eletrolisador para a produção de hidrogênio. Pelas figuras 24 e 25 observa-se que o custo inicial para a implementação da planta com a utilização do reformador é maior que a do eletrolisador, assim como o COE (Cost of Energy), ou seja o custo de energia, porém o custo de operação é menor utilizando a planta do reformador. Por estas duas figuras ainda é possível concluir que a célula a combustível trabalha o mesmo número de horas para os dois casos.

	FC (kW)	Elec. (kW)	Efficiency Measures	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	FC (hrs)
	3	100	No	100	\$ 345,201	110,691	\$ 1,760,208	28,209	0.12	0.35	1,810

FIGURA 24 - Resultado calculado pelo programa para o uso do eletrolisador.

	FC (kW)	Reformer (kg/hr)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Natural gas (m3)	FC (hrs)
			\$ 0	0	\$ 0	0.000	0.00	1.00		
	3	1	\$ 1,392,334	83,189	\$ 2,455,773	39.356	1.00	0.35	9,626	1,810

FIGURA 25 - Resultado calculado pelo programa para o uso do reformador.

6.1.1.1 Análise da planta com a utilização do eletrolisador

Pela figura 26, pode-se observar que o maior gasto da planta é com a energia elétrica vinda da rede de distribuição (Grid). Este alto consumo se dá pela necessidade do eletrolisador. O sistema é composto pela rede de distribuição, pela célula a combustível e pelo eletrolisador.

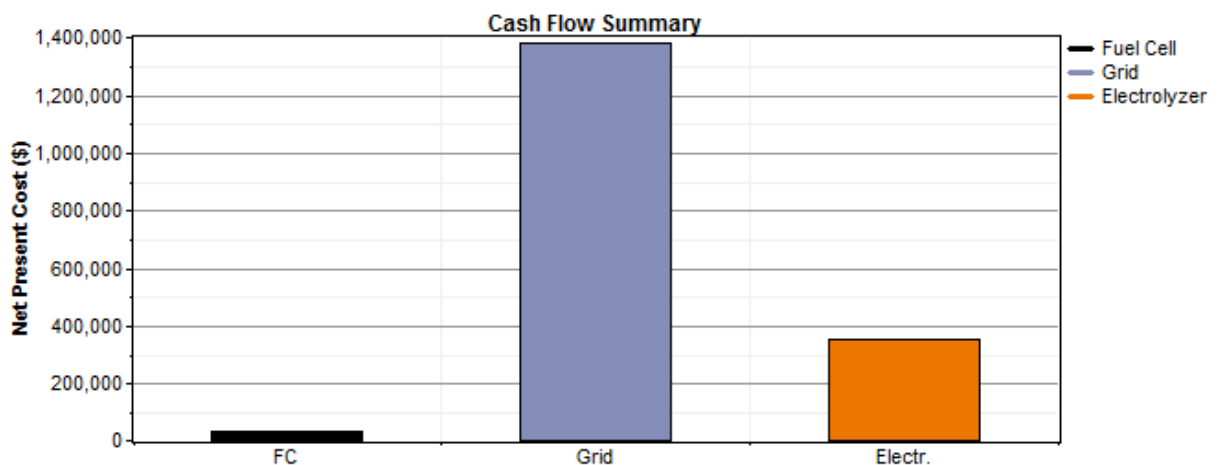


FIGURA 26 - Custo da planta com eletrolisador.

As tabelas 5 e 6 mostram a produção de energia elétrica. Pode-se notar que a célula a combustível produz 8% de toda a energia que é toda consumida pela carga da residência. Já a energia produzida pela fonte de energia elétrica é toda consumida pelo eletrolisador para a produção do hidrogênio. Na tabela 7 é vista a quantidade de energia disponível na planta.

TABELA 5
Produção de energia elétrica

Produção	kWh/ano	%
Célula a Combustível	4881	8
Fonte de energia elétrica (Grid)	57328	92
Total	62209	100

TABELA 6
Consumo de energia elétrica

Consumo	kWh/ano	%
Carga Primária DC	4881	8
Eletrolizador	57327	92
Total	62209	100

TABELA 7
Quantidade de energia

Quantidade	kWh/ano	%
Excesso de eletricidade	0	0
Carga elétrica	1616	24,9
Capacidade de armazenamento	2265	34,9

A figura 27 mostra a média mensal da produção de energia elétrica, a célula é marcada pelo preto e o azul é a produção de energia pelo grid. A energia produzida pela fonte de energia elétrica é bem maior que a produzida pela célula a combustível, isso se explica pelo fato de o eletrolisador consumir mais que a célula produz. O grid deve conseguir suprir os 100 kW do eletrolisador enquanto a demanda máxima da célula é de 3kW.

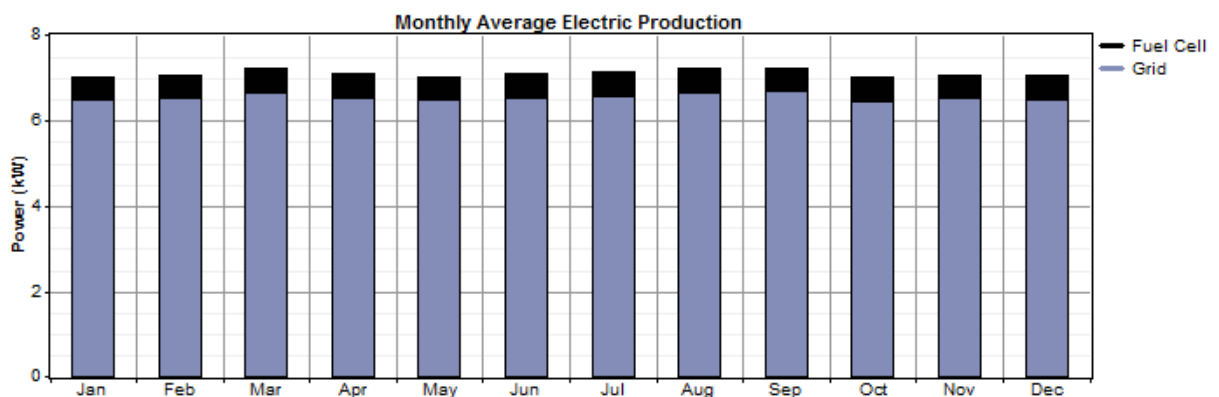


FIGURA 27 - Média mensal de produção elétrica.

A tabela 8, mostra o funcionamento da célula a combustível, é possível observar que a célula trabalha por 1810 horas por ano tendo sua vida útil de quase 50 anos, com 374 partidas durante o ano.

TABELA 8
Funcionamento da célula a combustível

Quantidade	Valor	Unidade
Horas de operação	1810	h/ano
Números de ligações	374	começos/ano
Vida útil	49,7	Anos
Fator de capacidade	18,6	%
Custo Fixo de geração	0,333	R\$/h
Custo de geração marginal	0	R\$/kWh

Na tabela 9 têm-se a quantidade de energia produzida pela célula tanto elétrica quanto térmica. A célula a combustível produz além de eletricidade e água, calor. Este calor pode ser utilizado para cogeração de energia, no caso de uma residência, para aquecer a água de um chuveiro elétrico, auxiliando assim a célula para reduzir a demanda de energia em horário de pico. A produção térmica é quase o dobro da produção elétrica neste caso e poderia fornecer até 1,8 kW de potência.

TABELA 9
Produção de energia elétrica e térmica da célula a combustível.

Quantidade	Valor	Unidade
Produção elétrica	4881	kWh/ano
Média de potência elétrica de saída	2,70	kW
Mínima potência elétrica de saída	1,20	kW
Máxima potência elétrica de saída	3	kW
Produção térmica	2929	kWh/ano
Média de potência térmica de saída	1,62	kW
Mínima potência térmica de saída	0,721	kW
Máxima potência térmica de saída	1,80	kW

A tabela 10 mostra o consumo de hidrogênio, ele fica em 1025 kg por ano e 0,210 kg/kWh.

TABELA 10
Dados do combustível

Quantidade	Valor	Unidade
Consumo de hidrogênio	1025	Kg/ano
Consumo específico de combustível	0,210	Kg/kWh
Energia de entrada do combustível	34169	kWh/ano
Média da eficiência elétrica	14,3	%
Eficiência total	22,9	%

A figura 28 mostra graficamente o funcionamento da célula a combustível. Nos momentos fora do horário de pico a célula está desligada, quando chega o horário de pico, a célula é ligada e usa o hidrogênio que foi gerado pelo eletrolisador fora do horário de pico para suprir a carga da residência

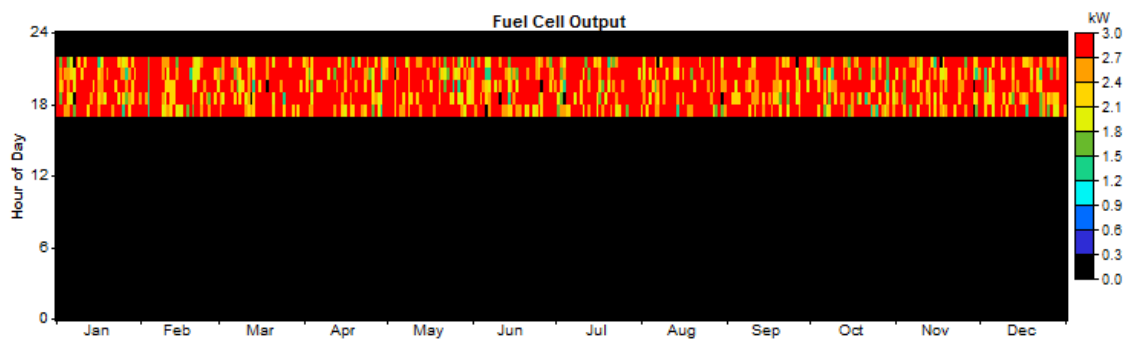


FIGURA 28 - Funcionamento da célula a combustível durante o horário de pico.

A produção de hidrogênio se dá toda pelo eletrolisador e fica em 1235 Kg/ano a um custo de 188,7 R\$/Kg. A figura 29 mostra a média mensal de produção de hidrogênio.

- Total de produção do eletrolisador: 1235 kg/ano; Fator de capacidade: 0,0544

- Total de produção do reformador: 0 kg/ano; Fator de capacidade: 0
- Total de produção de hidrogênio: 1235 kg/ano
- Custo do hidrogênio: 188,7 R\$/kg

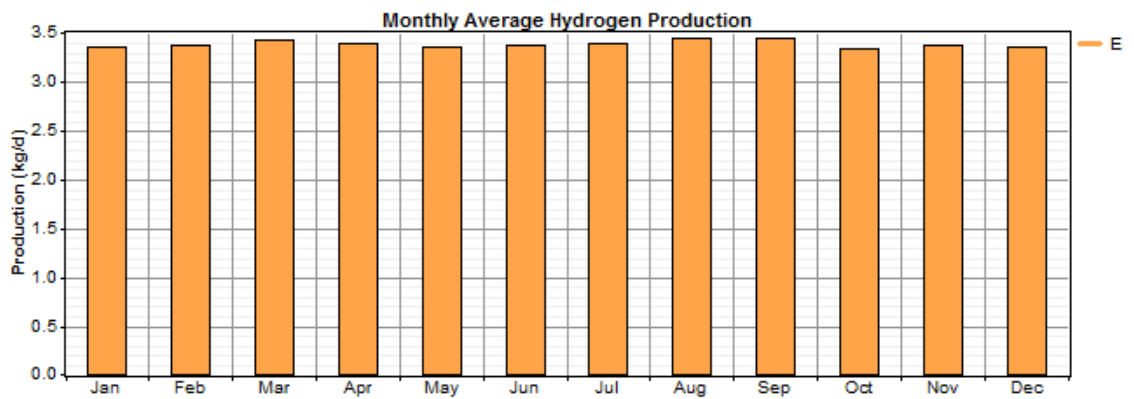


FIGURA 29 - Média mensal de produção de hidrogênio.

6.1.1.2 Análise da planta com a utilização do reformador

A figura 30 mostra o resultado da simulação, em preto a célula a combustível e em verde o reformador. O reformador que foi usado se mostra bem caro em comparação com a célula, mas é um reformador grande que supre a demanda.

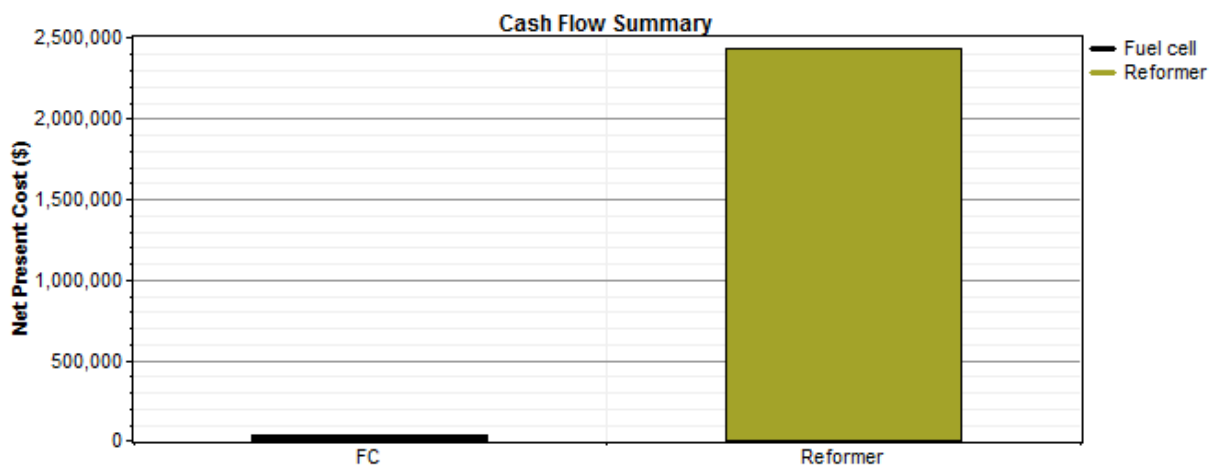


FIGURA 30 - Gráfico de custos da planta.

A produção elétrica da planta foi toda da célula a combustível, também tudo que a célula produziu a carga consumiu como mostram as tabelas 11 e 12. Com essas tabelas é possível

ver que não há outra fonte de energia elétrica além da célula a combustível, que consegue abastecer a residência.

TABELA 11
Produção da célula a combustível

Produção	kWh/ano	%
Célula a Combustível	4881	100
Total	4881	100

TABELA 12
Consumo da carga residencial

Consumo	kWh/ano	%
Carga Primária DC	4881	100
Total	4881	100

A tabela 13 mostra que não há excesso de eletricidade na planta, tudo que é produzido pela célula é consumido pela carga.

TABELA 13
Quantidade de energia elétrica disponível na planta

Quantidade	kWh/ano	%
Excesso de eletricidade	0	0
Carga elétrica	1616	24,9
Capacidade de armazenamento	2265	34,9

A figura 31 mostra a média mensal de produção de energia elétrica, dada toda pela célula.

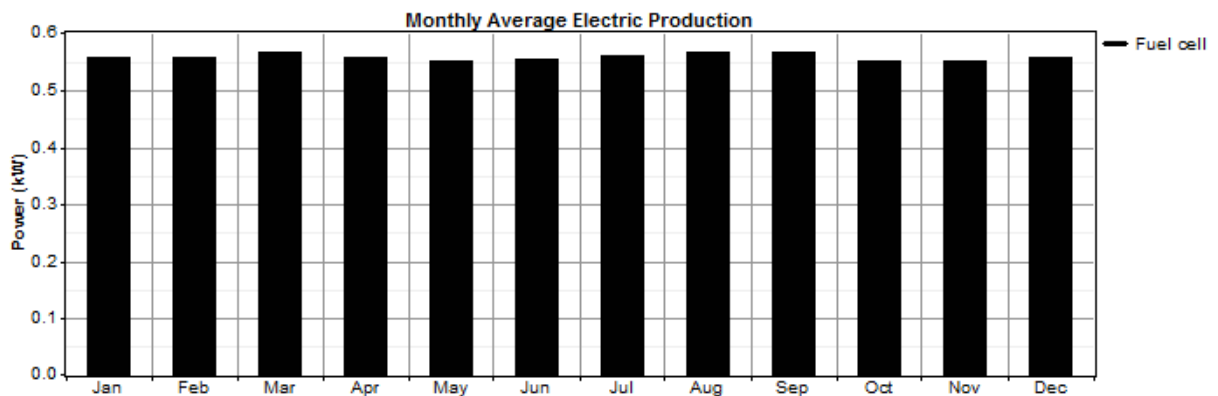


FIGURA 31 - Produção elétrica média por mês.

Os resultados a seguir são referente a célula a combustível, a tabela 14 mostra dados específico da célula e sua operação. A célula tem 1810 horas de operação por ano, com 374 vezes em que ela é ligada por isso sua vida útil fica em quase 50 anos. Estes dados são iguais aos da planta como o eletrolisador, isto acontece devido a carga ser a mesma para os dois casos e a célula suprir os mesmos números de horas da carga.

TABELA 14
Resultados de operação da célula a combustível

Quantidade	Valor	Unidade
Horas de operação	1810	h/ano
Números de ligações	374	começos/ano
Vida útil	49,7	Anos
Fator de capacidade	18,6	%
Custo Fixo de geração	0,333	R\$/h
Custo de geração marginal	0	R\$/kWh

A tabela 15 mostra a produção elétrica da célula e dados da potência elétrica. A célula produz toda a energia elétrica nesta planta e este valor é 4881 kWh por ano, sendo que a potência máxima atingida é de 3kW, este valor é o máximo requerido pela carga.

TABELA 15
Produção elétrica da célula a combustível

Quantidade	Valor	Unidade
Produção elétrica	4881	kWh/ano
Média de potência de saída	2,70	kW
Miníma potência de saída	1,2	kW
Máxima potência de saída	3	kW

A tabela 16 é referente ao consumo de hidrogênio pela célula a combustível, o consumo da planta com reformador é de 1655 kg por ano, já o da planta de eletrólise é de 1025 kg por ano, ou seja, a planta com reformador consome mais hidrogênio se comparada com a da eletrólise. Com uma eficiência elétrica bem mais baixa, ficando em 8,8%, enquanto a eficiência da planta de eletrólise ficou em 22,9%.

TABELA 16
Especificações do combustível da célula

Quantidade	Valor	Unidade
Consumo de hidrogênio	1655	Kg/ano
Consumo específico de combustível	0,339	Kg/kWh
Energia de entrada do combustível	55157	kWh/ano
Média da eficiência elétrica	8,8	%

A figura 32 mostra o funcionamento da célula, fora do horário de pico ela está desligada, durante o horário de pico fornece o que é demandado pela carga residencial.

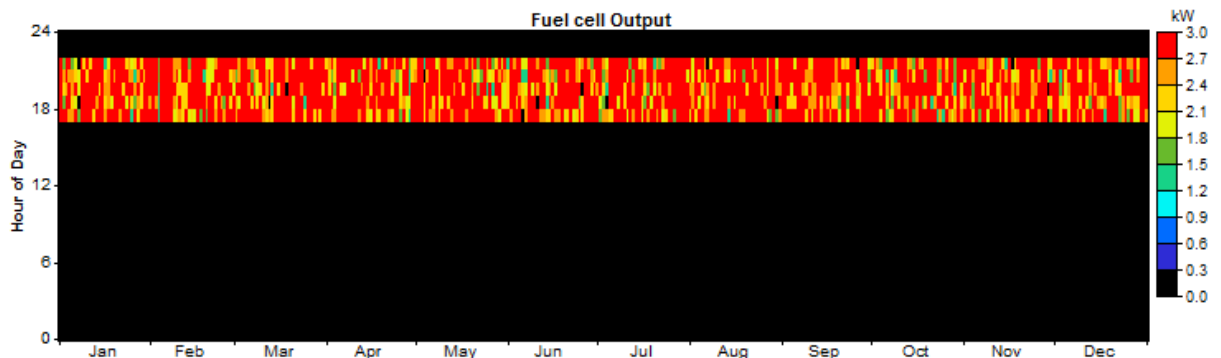


FIGURA 32 - Funcionamento da célula a combustível.

Como nesta planta não há o uso do eletrolisador para produção de hidrogênio, todo hidrogênio produzido foi advindo do reformador que consegue suprir bem a carga demandada no horário de pico residencial, mostrado na figura 33. Durante os outros períodos do dia a residência é abastecida por outra fonte de energia. Nesse caso o reformador produz mais hidrogênio comparado a planta do eletrolisador que produz 1235 kg por ano.

- Total de produção do eletrolisador: 0 kg/ano; Fator de capacidade: 0
- Total de produção do reformador: 1996 kg/ano; Fator de capacidade: 0,228
- Total de produção de hidrogênio: 1996 kg/ano
- Custo do hidrogênio: 163,5 R\$/kg

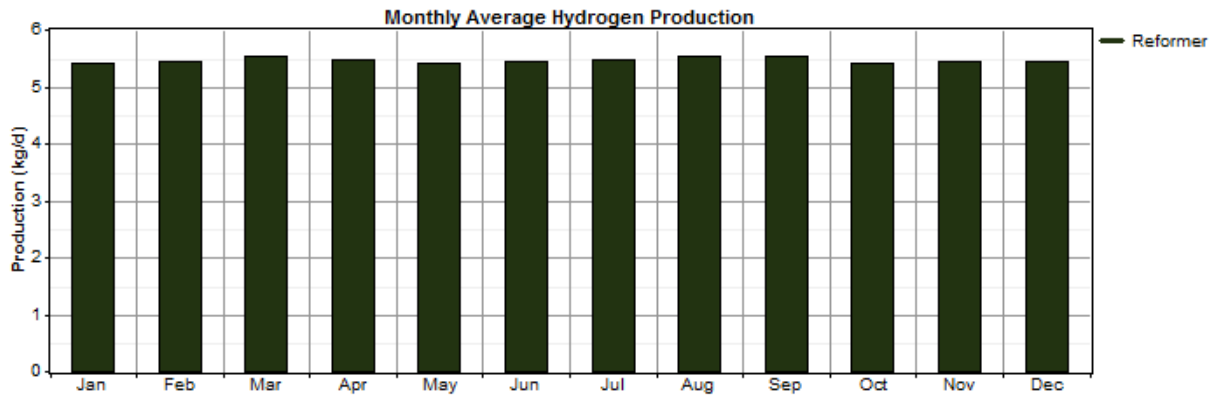


FIGURA 33 - Média da produção de hidrogênio por mês.

6.1.1.3 Considerações finais

O capítulo 6 mostra as plantas a serem analisadas e como resultado que a planta com o reformador apesar de ter um custo inicial mais caro, produz mais hidrogênio e a um preço mais barato. Também a custo de operação desta planta é mais baixo que o da planta de eletrólise.

A planta de eletrólise se torna mais cara pelo uso da energia elétrica requerida pelo eletrolisador para a produção de hidrogênio.

Os reformadores menores conseguem atender cargas menores, ou seja menos tempo de uso da célula, para residências seria indicado um reformador menor, em que o custo fosse mais baixo.

6.1.2 Carga comercial

A figura 34 representa a carga comercial, o horário em que é necessária maior energia é bem diferente do horário de pico residencial. Nota-se que para este tipo de carga a célula pode ser usada para produzir toda a energia do local. A carga seria das 9 horas até o meio dia com uma hora de estabelecimento fechado e reabrindo as 13 horas.

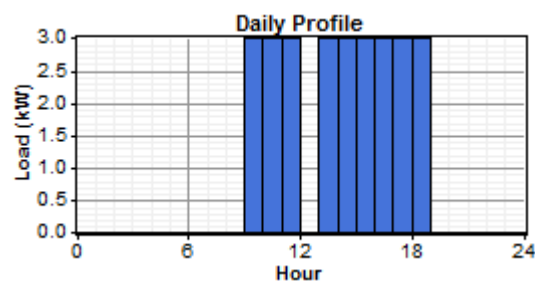


FIGURA 34 - Curva de demanda diária da carga comercial.

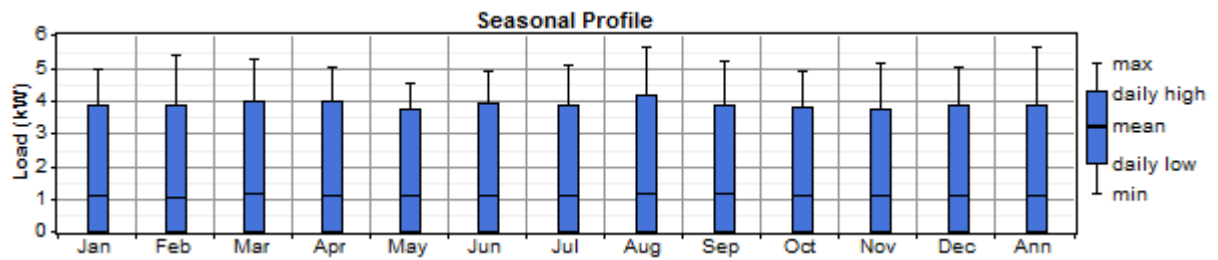


Figura 35 - Perfil anual da curva de carga comercial.

As figuras 36 e 37 mostram a comparação das duas plantas. Para este caso, o custo de energia (COE) fica próximo pelos dois métodos, mesmo assim a eletrólise oferece um valor mais baixo assim como o custo inicial do projeto. A planta com o reformador é mais barata no custo de operação. Também é possível notar que a célula trabalha o mesmo número de horas para os dois métodos, pois a demanda é a mesma.

FC (kW)	Elec. (kW)	Efficiency Measures	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	FC (hrs)
3	100	No	100	\$ 345,201	193,213	\$ 2,815,112	24.982	0.14	0.20	3,263

FIGURA 36 - Resultado calculado pelo programa para a planta com o eletrolisador.

FC (kW)	Reformer (kg/hr)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Natural gas (m3)	FC (hrs)
		\$ 0	0	\$ 0	0.000	0.00	1.00		
3	1	\$ 1,392,334	125,276	\$ 2,993,780	26.567	1.00	0.20	14,455	3,263

FIGURA 37 - Resultado calculado pelo programa para a planta com o reformador.

6.1.2.1 Planta com a utilização do eletrolisador

A figura 38 mostra os custos da planta, o maior valor é o consumo de energia da rede, pois o eletrolisador consome 100 kW assim como na planta residencial. Porém o consumo neste caso é maior pois a célula precisa atender mais horas de demanda, quase o dobro de custos se comparado com a figura 26.

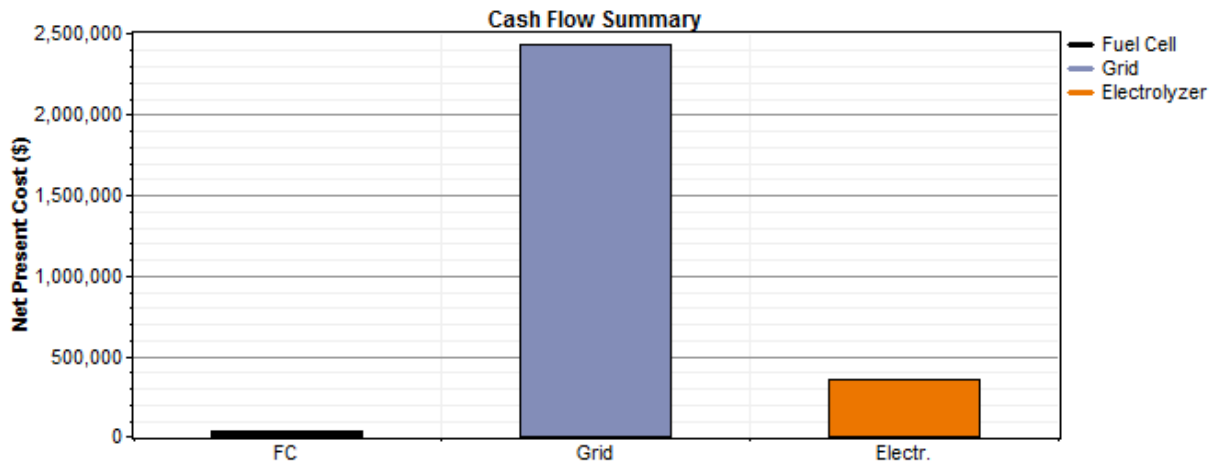


FIGURA 38 - Custo da planta com eletrolisador para carga comercial.

A tabela 17 mostra que a produção elétrica se dá pela célula a combustível e pela rede elétrica, que fornece energia para o funcionamento do eletrolisador. Neste caso 9% da energia é fornecida pela célula e 91% da energia é fornecida pela rede de distribuição.

TABELA 17
Produção da célula a combustível para carga comercial

Produção	kWh/ano	%
Célula a Combustível	8815	9
Rede (Grid)	86118	91
Total	94933	100

A tabela 18 mostra que a energia que a célula a combustível produz é exclusivamente para a carga requerida e a que a rede de distribuição produz é toda consumida pelo eletrolisador.

TABELA 18
Consumo da carga comercial

Consumo	kWh/ano	%
Carga Primária DC	8815	9
Eletrolisador	86117	91
Total	94933	100

A tabela 19, mostra a capacidade de armazenamento de energia e a quantidade de carga elétrica da planta.

TABELA 19
Quantidade de energia elétrica disponível na planta de eletrólise

Quantidade	kWh/ano	%
Excesso de eletricidade	0	0
Carga elétrica	930	9,5
Capacidade de armazenamento	1905	19,5

A figura 39 mostra a produção média mensal de energia elétrica, a parte preta corresponde a produção da célula a combustível e a lilás corresponde a produção da rede elétrica de distribuição. A produção da rede é consideravelmente maior que a da célula a combustível.

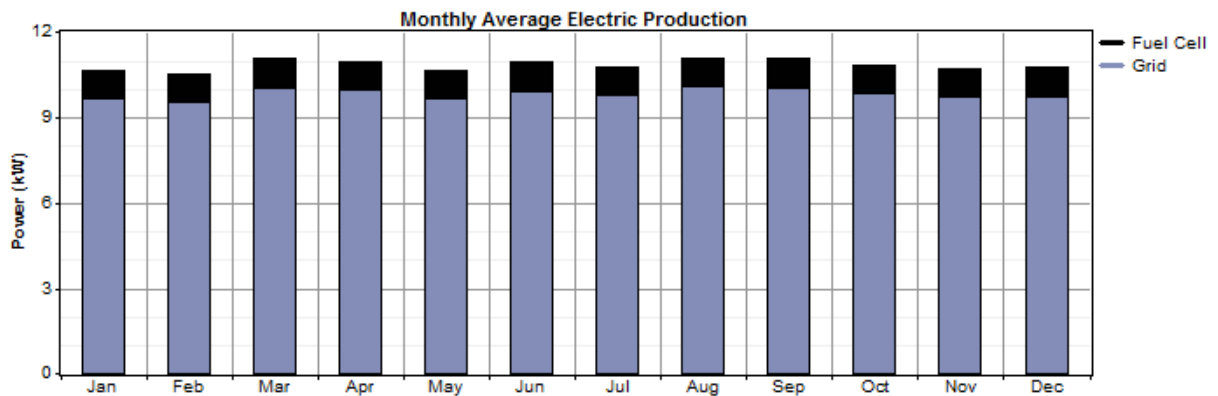


FIGURA 39 – Produção média mensal de energia

A tabela 20 mostra o funcionamento da célula a combustível, a célula trabalha por 3263 horas por ano e sua vida útil cai para quase 30 anos, 20 a menos que as plantas para carga residencial, isso acontece pelo aumento do número de horas em que ela fica ligada.

TABELA 20
Funcionamento da célula a combustível

Quantidade	Valor	Unidade
Horas de operação	3263	h/ano
Números de ligações	743	começos/ano
Vida útil	27,6	Anos
Fator de capacidade	33,5	%
Custo Fixo de geração	0,333	R\$/h
Custo de geração marginal	0	R\$/kWh

A tabela 21 mostra a produção de energia elétrica e térmica da célula a combustível, a produção térmica para carga comercial é mais que o dobro que para carga residencial. Isso acontece pelo tempo que a célula fica ligada ser maior neste caso. Para o caso comercial, esta energia pode ser usada para climatizar ambientes frios ou aquecer a água da torneira.

TABELA 21

Produção de energia elétrica e térmica da célula a combustível para carga comercial

Quantidade	Valor	Unidade
Produção elétrica	8815	kWh/ano
Média de potência elétrica de saída	2,70	kW
Mínima potência elétrica de saída	1,20	kW
Máxima potência elétrica de saída	3	kW
Produção térmica	5289	kWh/ano
Média de potência térmica de saída	1,62	kW
Mínima potência térmica de saída	0,721	kW
Máxima potência térmica de saída	1,80	kW

A tabela 22 mostra o consumo de hidrogênio. O consumo foi de 1851 kg por ano e a eficiência elétrica foi em média de 14,3%.

TABELA 22

Consumo de combustível pela célula para carga comercial

Quantidade	Valor	Unidade
Consumo de hidrogênio	1851	Kg/ano
Consumo específico de combustível	0,210	Kg/kWh
Energia de entrada do combustível	61706	kWh/ano
Média da eficiência elétrica	14,3	%
Eficiência total	22,9	%

A figura 40 mostra o funcionamento da célula a combustível para carga comercial, assim como a curva de demanda, a figura é bem diferente da carga residencial. Nota-se que quando o estabelecimento está fechado, a célula está desligada, nos horários em que a célula é ligada, que são os horários de maior movimento no comércio, a célula está suprindo a demanda da carga.

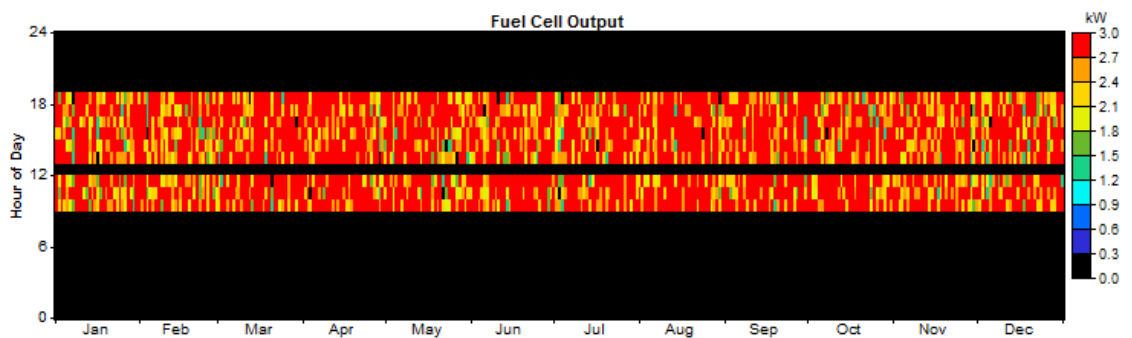


FIGURA 40 - Funcionamento da célula a combustível durante o horário de pico comercial

A produção de hidrogênio se dá toda pelo eletrolisador e fica em 1856 Kg/ano a um custo de 202,3 R\$/Kg. A figura 41 mostra a média mensal de produção de hidrogênio.

- Total de produção do eletrolisador: 1856 kg/ano; Fator de capacidade: 0,0983
- Total de produção do reformador: 0 kg/ano; Fator de capacidade: 0
- Total de produção de hidrogênio: 1856 kg/ano
- Custo do hidrogênio: 202,3 R\$/kg

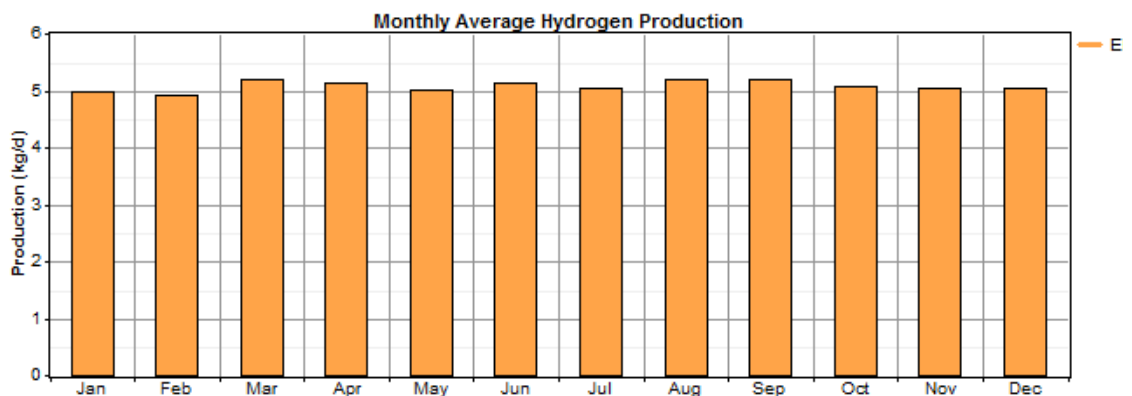


FIGURA 41 - Média mensal de produção de hidrogênio para carga comercial

6.1.2.2 Planta com a utilização do reformador

A figura 42 mostra o resultado da simulação, em preto a célula a combustível e em verde o reformador. O maior valor é do reformador por uma grande produção de hidrogênio que consegue suprir a carga demandada.

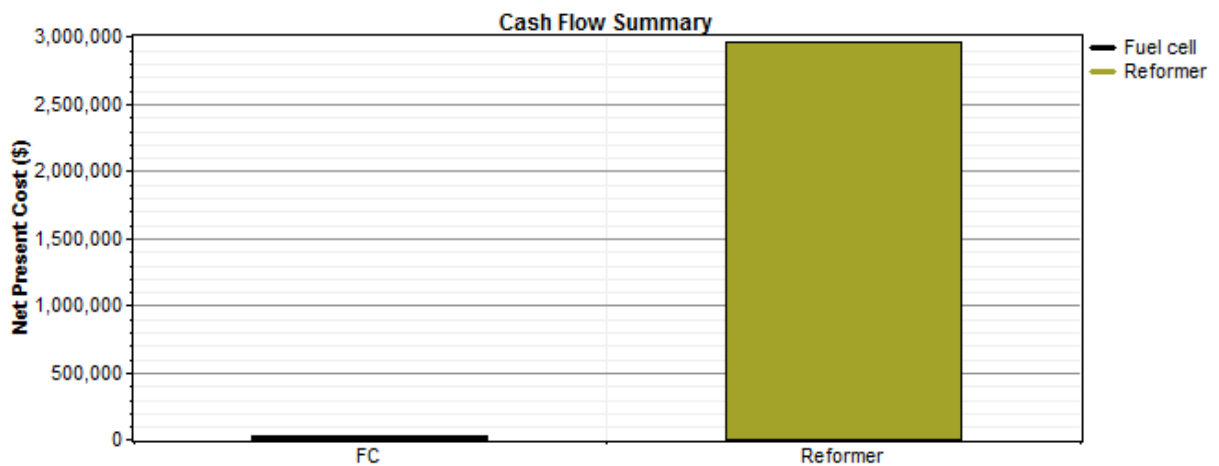


FIGURA 42 - Custo da planta com reformador e célula a combustível.

A célula a combustível produz toda a eletricidade da planta, e a carga consumiu todo o valor de energia que a célula produziu como é visto nas tabelas 23 e 24.

TABELA 23
Produção da célula a combustível para carga comercial.

Produção	kWh/ano	%
Célula a Combustível	8815	100
Total	8815	100

TABELA 24
Consumo da carga comercial

Consumo	kWh/ano	%
Carga Primária DC	8815	100
Total	8815	100

A tabela 25, mostra a capacidade de armazenamento de energia e a quantidade de carga elétrica da planta.

TABELA 25
Quantidade de energia elétrica disponível na planta do reformador

Quantidade	kWh/ano	%
Excesso de eletricidade	0	0
Carga elétrica	930	9,5
Capacidade de armazenamento	1905	19,5

A figura 43 mostra a média mensal de produção de energia elétrica da célula para a carga comercial.

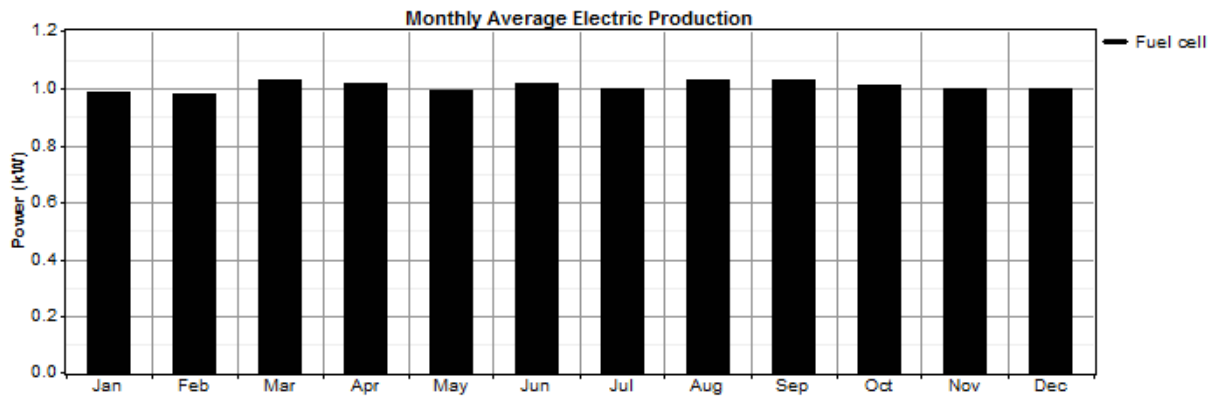


FIGURA 43: Produção elétrica de potência média por mês.

A tabela 26 mostra os dados de funcionamento da célula a combustível. A célula funciona durante as mesmas 3263 horas por ano que na planta do eletrolisador e sua vida útil também decai em 20 anos em comparação com a carga residencial.

TABELA 26
Resultados de operação da célula a combustível para carga comercial

Quantidade	Valor	Unidade
Horas de operação	3263	h/ano
Números de ligações	743	começos/ano
Vida útil	27,6	Anos
Fator de capacidade	33,5	%
Custo Fixo de geração	0,333	R\$/h
Custo de geração marginal	0	R\$/kWh

A tabela 27 mostra a produção elétrica da célula e dados da potência elétrica, a produção por ano da célula a combustível foi de 8815 kWh, com sua potência máxima de 3 kW, que é a da carga demandada.

TABELA 27
Produção elétrica da célula a combustível para carga comercial

Quantidade	Valor	Unidade
Produção elétrica	8815	kWh/ano
Média de potência de saída	2,70	kW
Miníma potência de saída	1,2	kW
Máxima potência de saída	3	kW

Na tabela 28 os dados são referentes ao consumo de hidrogênio pela célula a combustível, mostrando que o consumo do combustível por ano é de 2987 kg e por kWh é de 0,339 kg.

TABELA 28
Especificações do combustível para carga comercial

Quantidade	Valor	Unidade
Consumo de hidrogênio	2987	kg/ano
Consumo específico de combustível	0,339	kg/kWh
Energia de entrada do combustível	99563	kWh/ano
Média da eficiência elétrica	8,9	%

A figura 44 mostra o funcionamento da célula. A figura mostra bem que no horário em que o estabelecimento está fechado, a célula fica desligada. Durante o horário de funcionamento do estabelecimento ela está funcionando e fornecendo a energia necessária para a carga comercial, assim como o esperado.

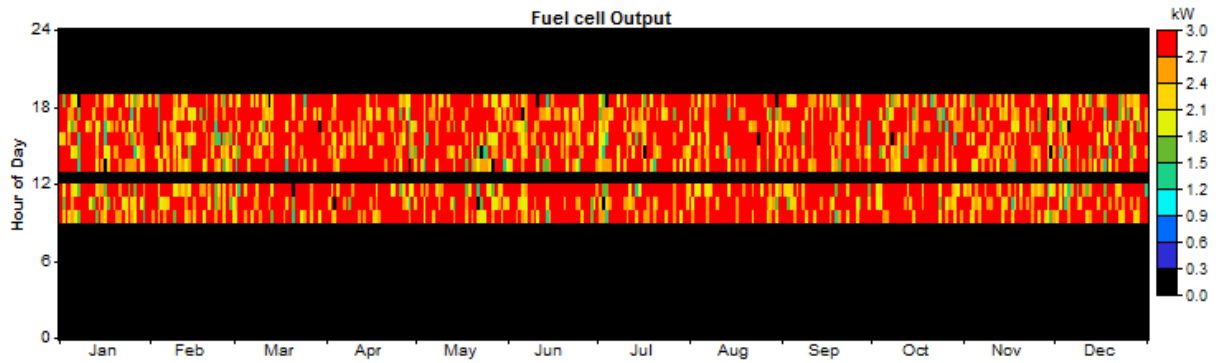


FIGURA 44 - Funcionamento da célula a combustível.

O hidrogênio necessário para suprir a carga vem todo do reformador. Nota-se que o reformador produz mais hidrogênio que o eletrolisador e a um preço menor.

- Total de produção do eletrolisador: 0 kg/ano; Fator de capacidade: 0
- Total de produção do reformador: 2998 kg/ano; Fator de capacidade: 0,342
- Total de produção de hidrogênio: 2998 kg/ano
- Custo do hidrogênio: 133 R\$/kg

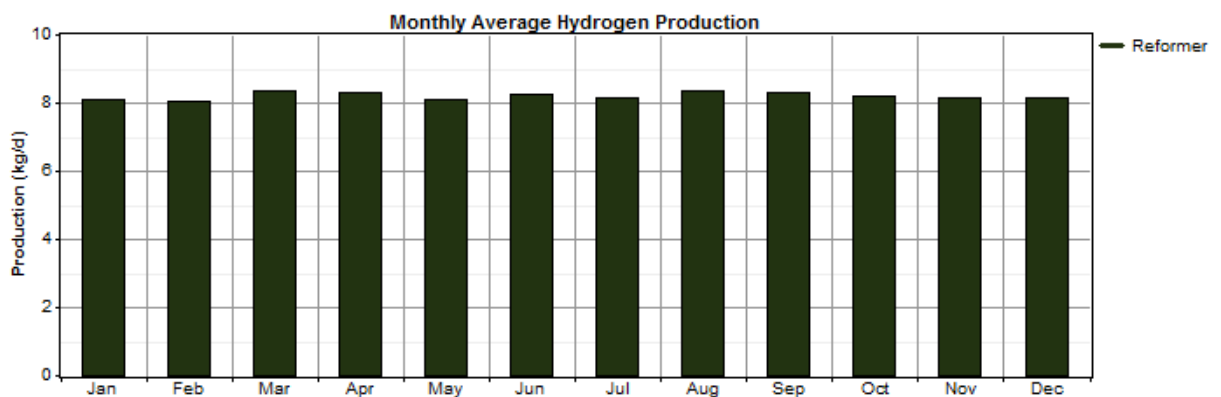


FIGURA 45 - Média da produção de hidrogênio por mês para carga comercial.

6.1.2.3 Considerações finais

As seções 6.1.2.1 e 6.1.2.2, mostram os resultados obtidos no software HOMER para uma carga comercial. Para esta carga, a planta de reforma é mais vantajosa no custo final do hidrogênio que a planta de eletrólise. A planta de eletrólise tem o custo inicial menor que a planta de reforma, porém seu custo de operação devido ao consumo de energia elétrica da rede, é mais alto que o custo da planta de reforma.

A célula a combustível funciona pelo mesmo tempo para as duas plantas, sendo o tempo em que a carga está exigindo energia da célula. A quantidade de hidrogênio produzida pelo reformador é maior e mais barata que o produzido pelo eletrólizador.

CONCLUSÕES

Este trabalho buscou avaliar os métodos de produção de hidrogênio e suas viabilidades, tanto econômica quanto em termos de estágios de desenvolvimento das tecnologias. Também as plantas de células a combustível, que são o principal consumidor de hidrogênio para posteriormente transformá-lo em energia elétrica, foram abordadas no trabalho.

Mais especificamente o trabalho avaliou dois métodos de produção de hidrogênio considerados mais importantes, a reforma a vapor do gás natural e a eletrólise da água. Porém a dificuldade de avaliar qual seria o mais viável foi tanta que se fez uso de um software para auxiliar nos resultados financeiros.

A comparação feita no software HOMER, dos dois métodos de produção de hidrogênio, mostrou que a reforma a vapor do gás natural, tem o produto final – hidrogênio – mais barato que com a produção pela eletrólise da água.

Para uma carga residencial, a planta de eletrólise conseguiu produzir 1235 kg por ano de hidrogênio a um custo de R\$ 188,7 por kg. Já a planta do reformador produziu 1996 kg de hidrogênio por ano a um custo de R\$ 163,5 por kg. O investimento inicial da planta com o reformador é maior, devido ao preço do reformador, que produzia 1 kg por hora para suprir a demanda necessária.

Para a carga comercial, o resultado foi o mesmo que o da carga residencial. A reforma a vapor do gás natural se mostrou mais viável devido ao preço do seu produto final. A planta de eletrólise produziu 1856 kg de hidrogênio por ano a 202,3 R\$ o kg. A planta do reformador produziu 2998 kg de hidrogênio por ano a um custo de 133 R\$ o kg. O custo de operação da planta de reforma é menor que o da eletrólise da água.

Os eletrolisadores são mais indicados para lugares chamados estacionários, onde o hidrogênio produzido é consumido no local, como residências e postos de abastecimento. Assim como os reformadores são mais utilizados em lugares onde já exista a infra-estrutura para o gás natural (gasodutos), como indústrias. A reforma já é utilizada na maioria dos países para produção de hidrogênio, pois muitas indústrias e fábricas já têm fácil acesso ao gás natural.

Cargas residenciais podem fazer uso das plantas com reformadores menores, pois em muitas cidades o gás natural já é disponível.

Estes resultados comprovam os resultados que a literatura apresenta. Porém não se pode esquecer que o gás natural é um combustível fóssil, portanto poluente e que pode vir a se esgotar. Mesmo que o gás natural seja menos poluente que derivados de petróleo, ainda assim sua queima coloca monóxido de carbono na atmosfera.

A eletrólise da água, não polui, pois seus produtos são apenas hidrogênio e oxigênio. Porém é necessária energia elétrica para que o – eletrolisador – que faz a separação da molécula da água, funcione. No caso mostrado no trabalho o maior gasto da planta é com a energia elétrica vinda da rede de distribuição para suprir a demanda do eletrolisador. Se esta energia vier de uma fonte renovável, como por exemplo, a energia eólica, hidráulica ou solar fotovoltaica, a eletrólise da água é considerada o mais limpo processo de produção de hidrogênio.

Também as matérias primas necessárias como o gás natural e a água, devem estar disponíveis em locais próximos aos lugares onde devem atender a demanda. Em vários lugares do mundo já existem gasodutos para transporte de gás natural para as residências e indústrias.

A economia do hidrogênio tem muitos aspectos a serem analisados e melhorados, a tendência é o preço do hidrogênio baixar cada vez mais, quando políticas de incentivo a sua produção forem implantadas no mundo. No Brasil os maiores estudos de produção de hidrogênio são referentes ao excedente de energia em hidrelétricas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBADÓ, R. Célula combustível a hidrogênio: fonte de energia da nova era / Ricardo Albadó. São Paulo: Artliber Editora, 2004.

ANDRADE, G.M.S. **Oxidação Parcial de metano a compostos oxigenados (HCHO e CH₃OH) sobre catalisadores óxidos MoO_x/MgO-SiO₂ e VO_x/MgO-SiO₂.** Campinas, 2003. Faculdade de Engenharia Química, Campinas, Unicamp, São Paulo.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de energia elétrica do Brasil, 2002. Capítulo 5 Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/livro_atlas.pdf, acessado em 01 de julho de 2011.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de energia elétrica do Brasil, 2002. Capítulo 7 Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/livro_atlas.pdf, acessado em 20 de junho de 2011.

ARAUJO, P.D.; BERGAMINI, C.P.; ESTEVEA, G.R.T.; CAMARGO, J.C.; SILVA, E.P.; LOPES, D.G. **Análise comparativa entre dois sistemas de geração de energia elétrica para a comunidade isolada no interior do estado do Amazonas: célula a combustível com reformador para gás natural x gerador diesel.** Revista PCH Noticias & SHP News, V.7, n.24, 2005.

BARBIR, F.; VEZIROGLU, T.N. **“Hydrogen – The Wonder Fuel,”** Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 17, No. 6, pp. 391-404, Junho 1992.

CAMARGO, J.C. **O Etanol como Fonte de Hidrogênio para Células a Combustível na Geração Distribuída de Energia Elétrica.** Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, 2004. Unicamp, São Paulo.

CENBIO, Centro Nacional de Referência em Biomassa. **Estado da Arte da Gaseificação,** São Paulo, Setembro de 2002.

CGEE, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Hidrogênio Energético no Brasil, Subsídios para políticas de competitividade: 2010 – 2025.** Série Documentos Técnicos, Vol. 7, Agosto 2010.

CRUZ, F.E. **Produção de hidrogênio em refinarias de petróleo: avaliação exérgica e custos de produção.** São Paulo, 2010. Faculdade de Engenharia Mecânica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

DOE Hydrogen Program, “**Hydrogen Production**”, U.S. Department of Energy Hydrogen Program, disponível em www.hydrogen.energy.gov , Outubro de 2006.

DOE Hydrogen Program, “**How Coal Gasification Power Plants Work**”, U.S. Department of Energy Hydrogen Program, disponível em <http://fossil.energy.gov/programs/powersystems/gasification/howgasificationworks.html>, acessado em outubro de 2011.

DOE Energy Efficiency & Renewable Energy, **FCT Hydrogen Production: Electrolytic Processes**, U.S. Department of Energy, disponível em http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/production/electro_processes.html acessado em outubro de 2011.

DOPP, Robert B. “Hydrogen Generation Via Water Electrolysis Using Highly Efficient Nanometal Electrodes” - April 2007. **Seminar: Sandia National Laboratories May 2007**, "Water Electrolysis using nano Metal Electrodes" April, 07. capturado em www.qsinano.com/white_papers

FARRET, F.A; SIMÕES, M.G. **Integration of Alternative Sourced of Energy** / Felix A. Farret, M. Godoy Simões. Estados Unidos, Editora: John Wiley & Sons, Inc..Hoboken, Nova Jersey, 2006.

FERREIRA, P.F.P. **Infra-estrutura para o Uso Energético do Hidrogênio: Estações de Abastecimento para Veículos com Células a Combustível.** Campinas, 2008. Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, São Paulo.

FUKURIZAKI, S.H. **Avaliação do Ciclo de Vida de Potenciais Rotas de Produção de Hidrogênio: Estudos de Sistemas de Gaseificação da Biomassa e de Energia Solar Fotovoltaica.** São Paulo, 2011. Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, USP, São Paulo.

FRANCISQUINI, A.A. **Estimação de Curvas em Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição.** Ilha Solteira, 2006. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Unesp, São Paulo.

GAMBETTA, F; SILVA, E.P. **Produção de Hidrogênio Eletrolítico nos Horários Fora de Ponta e sua Utilização como Vetor Energético nos Horários de Ponta através do Uso de Células a Combustível.** 4º Workshp Internacional sobre Hidrogênio e Células a Combustível, WICaC 2008. Centro de Convenções da Unicamp, Campinas, São Paulo.

HALMEMAN, M.C.R. **Potencial e custos de produção de hidrogênio eletrolítico no Brasil junto às usinas de açúcar e álcool.** Cascavel, 2008. Faculdade de Engenharia Agrícola, Unioeste, Paraná.

HIGMAN, C; BURGT, M. **Gasification** / Christopher Higman e Maarten van der Burgt. Estados Unidos, Editora: Elsevier Science (EUA), 2003.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, **Agreement on the Production and Utilization of Hydrogen**, Annual Report, 2001, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, Estados Unidos da América.

JALAN, R.K, SRIVASTAVA, V.K, “**Studies on pyrolysis of a single biomass cylindrical pellet-kinetic and heat transfer effects.**” Energy Conversion & Management Vol. 40, pp 467 – 494, Maio de 1999.

KINTO, O. T. ; EDGAR, M. ; GRIMONI, J. A. B. ; Cláudio Ribeiro Galvão. Energia da Gaseificação de Biomassa um Recurso Não Convencional para o Desenvolvimento. In: **V Latin-American Congress on Electricity Generation** and, 2003, Sao Pedro. Energia da Gaseificação de Biomassa um Recurso Não Convencional para o Desenvolvimento, 2003.

LOPES, D.G. **Análise Técnica e Econômica da Inserção da Tecnologia de Produção de Hidrogênio a Partir da Reforma de Etanol para a Geração de Energia Elétrica com Células a Combustível.** Campinas, 2009, Faculdade de Engenharia Mecânica. Unicamp, São Paulo.

LUZZI, A.; BONADIO, L.; MCCANN, M. **In Pursuit of the Future: 25 years of IEA Research towards the realisation of Hydrogen Energy Systems**, 2006.

MARBÁN, G; VALDÉS-SOLIS, T; “**Towards the hydrogen economy?**” Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 32, pp. 1625-1637, Fevereiro 2007.

MOREIRA, A.P.E; LISBOA, J.S.; PASSOS, F.B. **Geração de Hidrogênio através da reforma autotérmica do metano.** Congresso brasileiro de engenharia química em Iniciação Científica (IV, anais...) Campinas: Unicamp, 2005.

MOTTA, R.; SARMENTO, V. **Automóvel e hidrogênio juntos pelo meio-ambiente, 2006.** Disponível em: http://www.dad.puc-rio.br/dad07/arquivos_downloads/42.pdf. Acesso em: 03 de maio de 2011.

MUELLER-LANGER, F; TZIMAS, E; KALTSCHIMITT, M.; PETEVES, S. “**Techno-economic assessment of hydrogen production processes for the hydrogen economy for the short and medium term**” Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 32, pp 3797-3810, Setembro 2007.

NETO, E.H.G. **Hidrogênio, Evoluir sem Poluir: a era do hidrogênio, das energias renováveis e das células a combustível** / Emílio Hoffmann Gomes Neto. Curitiba: BRASIL H2 FUEL CELL ENERGY, 2005.

NETO, E.H.G. **Hidrogênio a partir das hidrelétricas.** Disponível em <http://www.portalh2.com.br/images/artigos/a27.pdf> , acessado em outubro de 2011.

NEW YORK STATE ENERGY RESEARCH AND DEVELOPMENT AUTHORITY. **Hydrogen Production- Steam Methane Reforming (SMR).** Hydrogen fact sheet, disponível em: <http://www.getenergysmart.org/files/hydrogeneducation/6hydrogenproductionsteammethanereforming.pdf>, acessado em 20 de junho de 2011.

OGDEN, J.M. **Review of small stationary reformers for hydrogen production.** Relatório para a International Energy Agency, 9 de março de 2001.

PACÍFICO, J.A; CALUMBY, A; BENACHOUR, M; ABREU, C.A.M. **Simulação do Processo de Reforma do Gás Natural com Dióxido de Carbono em Reator de Leito Fluidizado.** 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Rio de Janeiro, 15 a 18 de junho de 2003.

PARIZZI ,J.B. **Utilização avançada da capacidade excedente de sistemas de transmissão CCAT para produção de oxigênio e hidrogênio.** Santa Maria, 2008, Programa de pós graduação em Engenharia Elétrica, UFSM, Rio Grande do Sul.

PESSINE, R.T., **Utilização de um reator tipo HTR como fonte de calor para processamento do xisto pirobetuminoso pelo método petrosix.** São Paulo, São Paulo. Instituto de Energia Atômica, São Paulo, 1977.

PEREZ. G, DAS. K.C, ADAMS.T.T, “**Conversão Termoquímica de Biomassa em Biorefinarias**”. Garcia Perez et al, pp 328 – 335.

QUAAK, P; KNOEF, H; STASSEN, H. **Energy from Biomass: A review of Combustion and Gasification Technologies** / Peter Quaaq, Harrie Knoef e Hubert Stassen. EUA, Editora: The International Bank for Reconstruction and Development/ The World Bank, 1999.

RIIS.T; HAGEN, E.F; VIE, P.J.S; ULLEMBERG,O. **Hydrogen production r&d: priorities and gaps.** International Energy Agency (IEA), Head of Publications Service, 2006.

SILVA, E.P; CAMARGO, J.C; SONDI, A.; SANTOS, A.M.R. **Recursos energéticos, meio ambiente e desenvolvimento.** Revista MultiCiência, Vol. 1, 2003.

SILVA, L.C. **Otimização da produção de hidrogênio pela reforma a vapor do metano em reator com membrana laboratorial.** Uberlândia, 2008. Faculdade de Engenharia Química, UFU, Minas Gerais.

SILVA, M.A.O. **Estudos eletroquímicos de eletrólise a membrana polimérica para produção de hidrogênio.** São Paulo, 2011. Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, USP, São Paulo.

SILVA, M.E. **Análise termoquímica de reformador de etanol: Produção de hidrogênio para acionamento de uma célula a combustível do tipo PEM de 1kW.** Guaratinguetá, 2005. Faculdade de Engenharia Mecânica, UNESP, São Paulo.

SILVA, S.B. **Dimensionamento Ótimo de Sistemas Híbridos, com Geração Fotovoltaica e Célula a Combustível, para Atendimento a Comunidades Isoladas na Amazônia.** Brasília, 2010, Faculdade de Tecnologia, UNB, Distrito Federal.

SOUZA, S.N.M. **Aproveitamento da energia hidroelétrica secundária para produção de hidrogênio eletrolítico.** Campinas, 1998, Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, São Paulo.

SHERIF,S.A.; BARBIR, F.; VEZIROGLU,T.N, “**Wind energy and the economy-review of the technology**”, Int Solar Energy, Vol 78, pp 647-660, 2005.

STOJIC, D. L.; MARCETA, M. P.; SOVILJ, S. P.; MILJANIC, S. S. “**Hydrogen Generation from Water Electrolysis - Possibilities of Energy Saving**”. Journal of Power Sources, v. 118, n. 1-2, p. 315-319, 2003.

TÜRKAY, B,E; TELLI, A,Y. “**Economic analysis of standalone and grid connected hybrid energy systems**”. Renewable Energy an International Journal, Vol. 36, pp 1931-1943, 2011.

TURKENBURG, W.C. **WORD ENERGY ASSESSMENT: ENERGY AND THE CHALLENGE OF SUSTAINABILITY**. Renewable Energy Technologies, capítulo 7, 2000.

ULLEBERG, O. Modeling of Advanced Alkaline Electrolyzers: a System Simulation Approach. International Journal of Hydrogen Energy, n. 28, p. 21-33, 2003.

VARGAS, A.F. **Gaseificação do carvão uma alternativa energética ambientalmente limpa para o século XXI**. Porto Alegre, 2001, Faculdade de Engenharia, PUC, Rio Grande do Sul.

VEZIROGLU, T.N. “**Hydrogen energy and transportation**”, Clean Energy Research Institute, University of Miami, Coral Gables, FL 33124, USA.