



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPT 11
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO II

PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS (GPT)

PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO EM PEQUENA CENTRAL HIDROELÉTRICA: AVALIAÇÃO DAS OPORTUNIDADES DE NEGÓCIO

**Mauricio Pereira Cantão (*)
LACTEC**

**Marcelo Rodrigues Bessa
LACTEC**

**Emerson Luis Alberti
ELEJOR S/A**

**Sérgio Moreira da Anunciação
COPEL/CDT**

**Antonio Luiz Soares
COPEL/CDT**

RESUMO

A PCH Santa Clara foi analisada para determinar a capacidade de produção de hidrogênio para uso energético. O primeiro cenário de uso do gás na geração de eletricidade é a produção no horário fora da ponta e conversão na ponta. O segundo cenário compreende o uso da energia excedente no período de alta hidraulicidade e conversão do hidrogênio em eletricidade no período de baixa; neste caso a viabilidade depende do balanço entre a receita direta obtida do excedente e a receita indireta pela conversão do hidrogênio. Finalmente, analisou-se a opção de aplicação do hidrogênio como insumo químico para a síntese de metanol.

O estudo da produção de hidrogênio em PCH a fio d'água se baseia nas ferramentas clássicas usadas na avaliação de projetos hidroelétricos, tais como: análise de séries históricas de vazão, análise de operação de usinas e estudos de viabilidade econômica. Foram usadas as informações técnicas sobre produção e uso de hidrogênio, entre elas a eficiência do processo de eletrólise, os métodos de armazenamento do gás, as tecnologias de conversão do hidrogênio em energia e em insumos químicos. Os resultados obtidos demonstram que o uso do hidrogênio eletrolítico é economicamente viável, embora diminuindo a competitividade da operação, e permite aumentar garantia de fornecimento. O hidrogênio adicional na produção de metanol propicia o aumento da produtividade e, portanto, da receita, mas a viabilidade é muito sensível ao custo do hidrogênio eletrolítico.

PALAVRAS-CHAVE

Hidrogênio, Pequenas Centrais Hidroelétricas, Células a Combustível, Biomassa

1.0 - INTRODUÇÃO

A produção de hidrogênio por eletrólise da água é uma das rotas prioritárias do Ministério de Minas e Energia para a introdução deste energético na matriz brasileira [1]. Entretanto, o processo de eletrólise seguida da reconversão do gás em eletricidade apresenta perdas consideráveis que limitam a viabilidade do hidrogênio eletrolítico. Para as usinas hidroelétricas com barragem de acumulação, o armazenamento de energia na forma de hidrogênio compete com a energia potencial da água acumulada. Energeticamente desfavorável, o armazenamento de hidrogênio pode ser viável em alguns casos específicos de despacho usando, por exemplo, a energia excedente no horário fora de pico de demanda e a reconversão do hidrogênio em eletricidade no horário de pico [2]. No caso das usinas a fio d'água é esperada uma competitividade maior do hidrogênio, uma vez que as tecnologias alternativas de armazenamento de energia (bombeamento de água em usinas reversíveis, acumulação de ar comprimido, baterias, etc.) são de difícil aplicação. Entretanto, os altos custos de investimento para produção, armazenagem e conversão do hidrogênio em eletricidade diminuem o retorno do investimento.

Procurou-se analisar a viabilidade econômica do uso da energia excedente de uma PCH para produção e uso de hidrogênio, usando a série histórica da vazão no complexo Fundão-Santa Clara como dado para cálculo da energia disponível. Diferentes níveis de contratação foram avaliados, incluindo a venda no mercado livre usando

preço calculado com programa específico [3]. Em seguida foi analisada a utilização da energia excedente para produção de hidrogênio, a partir das características técnicas do processo de eletrólise e da operação otimizada da usina. Como critérios para avaliação do retorno financeiro do investimento foram escolhidos o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), enquanto a sustentabilidade do projeto foi avaliada pelo fluxo de caixa, no modelo de *project finance*. Buscou-se determinar o custo do hidrogênio produzido por eletrólise em função dos custos correntes e de capital.

As oportunidades de negócio foram analisadas para dois modos de comercialização do hidrogênio: venda da energia elétrica gerada em células a combustível e como insumo químico em processo industrial. Para a venda de eletricidade do hidrogênio analisou-se a produção diária do gás para uso no horário de pico, e a produção sazonal com armazenamento no período de alta hidraulicidade e uso no período de baixa.

A venda de insumo químico envolve outros setores da economia, tais como aspectos regulatórios da comercialização. Procurou-se limitar a avaliação de um caso específico e de interesse para o Paraná: a síntese de metanol a partir da gaseificação da biomassa. Esta é uma interessante oportunidade de negócio, uma vez que o estado é o maior consumidor deste insumo e produz grande quantidade de biomassa. A oportunidade de uso do hidrogênio eletrolítico reside no fato de que o gás de síntese da biomassa não contém o hidrogênio necessário para a síntese de metanol [4]. A avaliação econômica deste negócio leva em conta os custos de produção do metanol, incluindo o custo do hidrogênio, a oferta de eletricidade e os preços do combustível no mercado local.

2.0 - USO ENERGÉTICO DO HIDROGÊNIO

2.1 Células a Combustível

Células a combustível convertem energia química diretamente em energia elétrica, por meio de reações eletroquímicas cujos subprodutos são calor e água. O princípio de funcionamento de uma célula a combustível é semelhante ao de uma bateria: dois eletrodos, separados por um eletrólito, produzem uma diferença de potencial que alimenta a carga elétrica. Células a combustível geram energia sempre que alimentadas com um combustível, portanto não acumulam energia, como as baterias. A figura 1a mostra os elementos de construção de uma célula a combustível unitária e demonstra o princípio de funcionamento. Os gases permeiam os eletrodos, condutores eletrônicos pelos quais fluem os elétrons produzidos no anodo e consumidos no catodo, e o catalisador, presente nos poros dos eletrodos ou na superfície do eletrólito, promove as reações eletroquímicas, descritas pelas equações 1 e 2, abaixo. Uma das principais características das células a combustível é a sua versatilidade, que permite a montagem modular e a fabricação de plantas com potência de centenas de kW ou a utilização de células de pequeno porte para uso em aparelhos portáteis, algumas com poucos mW de potência (figura 1b).

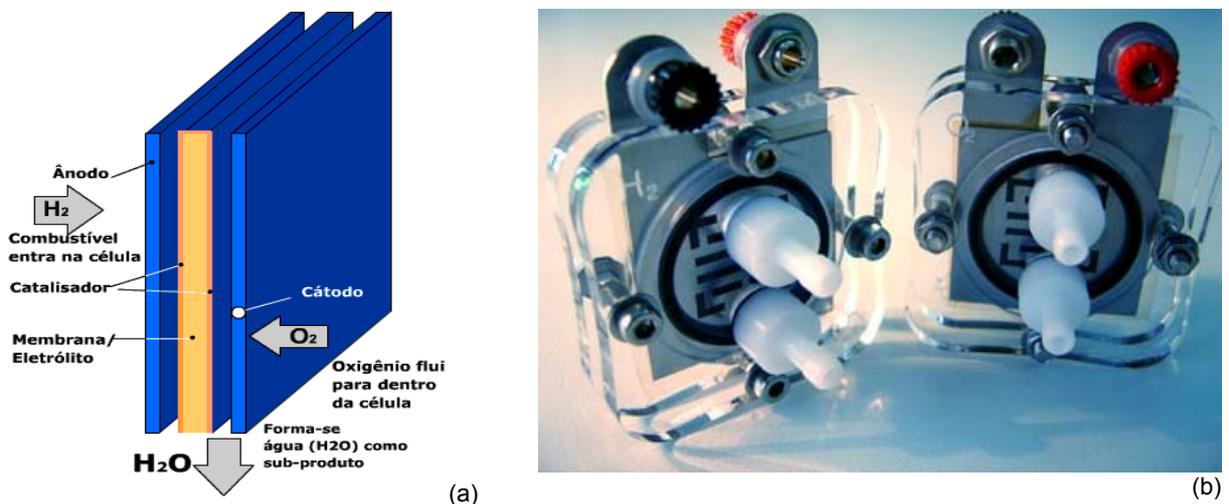


Figura 1: (a) Célula a combustível unitária; (b) Células para fins didáticos
(Fonte: Brasil H₂, www.celulaacombustivel.com.br).



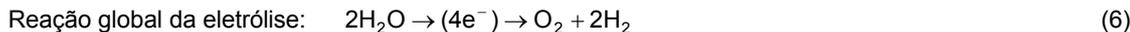
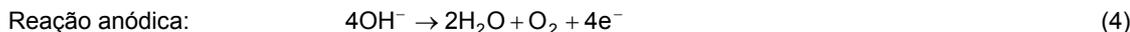
As células a combustível são classificadas em função de seu eletrólito [5, 6], os quais operam em diferentes temperaturas. As células de baixa temperatura são as de ácido fosfórico (PAFC), as de membrana de troca protônica (PEMFC), as alcalinas (AFC) e as de metanol direto (DMFC) e funcionam com temperaturas entre 80 e 200°C, enquanto as células de óxido sólido (SOFC) e de carbonato fundido (MCFC) operam entre 600 e 1000°C. As equações 1 e 2 se aplicam apenas às células PAFC e PEMFC, cujos eletrólitos conduzem prótons, mas todas as células são alimentadas com hidrogênio, exceto a DMFC, que oxida diretamente o metanol. As células PAFC, PEMFC e MCFC estão disponíveis no mercado e são mais comuns nas aplicações práticas.

O principal modelo comercial de célula a combustível é a PC25C, uma célula de ácido fosfórico de 200 kW, alimentada com gás natural e fabricada pela UTC Fuel Cells. Dados de operação desta planta, obtidos em projeto de demonstração desenvolvido pelo LACTEC e pela COPEL, foram usados neste estudo. A eficiência medida da planta é de 34% em relação ao poder calorífico superior do gás natural (PCS-GN) ou 38% (PCI-GN) [7]. Algumas plantas PC25C foram adaptadas para alimentação com propano e outras para biogás [8], mas apenas uma foi adaptada para alimentação com hidrogênio direto [9]. O consumo de hidrogênio para esta planta a 200 kW é de 13,5 kg/h [10, 11], o que significa uma eficiência de 37,6% (PCS-H₂). A operação da planta sem carga elétrica (modo de espera) demanda 87,4 kW [7], valor usado no presente estudo. Considerou-se que o custo da planta instalada é de aproximadamente R\$ 2 milhões.

2.2 Produção e armazenamento de hidrogênio

O hidrogênio não pode ser encontrado livre na natureza e deve ser obtido de substâncias que o contêm na sua composição, tais como gás natural, hidrocarbonetos, água e biomassa. A reforma catalítica do gás natural representa 48% da produção mundial de hidrogênio [12], mas o uso de combustíveis fósseis para produção de hidrogênio energético requer o uso de seqüestro de carbono. O etanol, fonte renovável com maior teor de hidrogênio, está em fase de desenvolvimento tecnológico do processo de reforma catalítica [13].

A eletrólise da água é um processo limpo de produção de hidrogênio e permite a aplicação de várias fontes primárias de energia elétrica, como a hidroelétrica, solar, eólica e nuclear. Foi descrita pela primeira vez por Nicholson e Carlisle em 1789 [14], que relataram a produção de hidrogênio e oxigênio pela passagem de corrente elétrica entre eletrodos de platina imersos em solução ácida. As espécies iônicas H⁺ e OH⁻, produzidas da dissociação espontânea da água (equação 3), são consumidas nas reações de eletrólise (equações 4 e 5), resultando na reação global (equação 6) abaixo:



As equações 5 e 6 mostram que a eletrólise é o processo inverso à produção de eletricidade nas células a combustível protônicas. A produção de hidrogênio aumenta com a corrente e, portanto, com o potencial aplicado nos eletrodos, mas a eficiência, ao contrário, cai com o potencial. Para aumentar a eficiência sem comprometer a produção de hidrogênio é preciso aumentar a área de contato entre os eletrodos e o eletrólito, o que só é possível com o uso de novos materiais como a membrana de troca protônica [6], também utilizada nas células PEMFC. No Brasil, apenas a Dinatex, empresa localizada em Curitiba, produz sistemas de eletrólise de água em escala industrial, com capacidade de 3 a 125 m³/h e eficiência de 4 kWh/m³ para os sistemas a partir de 60 m³/h, equivalente a 89% (PCS-H₂) ou 75% (PCI-H₂). Os eletrolisadores funcionam entre 25 e 100% da corrente total, ou seja, é possível regular a produção do gás numa grande faixa.

O sistema escolhido para produção de hidrogênio foi o de 60 m³/h, com pureza especificada para alimentação da célula a combustível de 99,5% e com dispositivos para compressão e purificação do gás fornecidos no modo *turn key*. O sistema completo, com custo aproximado de R\$ 1 milhão, é composto dos seguintes módulos [15]:

- Desmineralização de água
- Eletrólise
- Alimentação, comando e controle
- Purificação e secagem de hidrogênio
- Compressão
- Estocagem

Tanques pressurizados de 200 bar (garrafas de 8,5 metros empilhadas numa carreta) foram a opção tecnológica para armazenamento de hidrogênio. Gasômetros são energeticamente mais eficientes, uma vez que praticamente não há consumo de energia para transferência do gás e as perdas por vazamento são desprezíveis,

mas a área ocupada e o custo de construção limitam sua utilização. O sistema de compressão e armazenamento em carreta de 5.000 m³ custa R\$ 130.000, sendo que o compressor consome 30 hp para comprimir 60 m³/h a 200 bar, segundo fabricante [15], equivalente a uma perda de 10,5% da energia contida no gás (PCS-H₂).

A eficiência global do sistema ($\epsilon_{\text{SISTEMA}}$) em relação ao PCS-H₂ é dada pela multiplicação das eficiências de cada etapa da utilização do hidrogênio:

$$\epsilon_{\text{SISTEMA}} = \epsilon_{\text{ELETR}} \times \epsilon_{\text{ARMAZ}} \times \epsilon_{\text{CaC}} = 29,8\% \quad (3)$$

onde os valores individuais das eficiências (em relação ao PCS-H₂) são:

$$\epsilon_{\text{ELETR}} = \text{eficiência do eletrolisador} = 88,5\%$$

$$\epsilon_{\text{ARMAZ}} = \text{eficiência de armazenagem} = 89,5\%$$

$$\epsilon_{\text{CaC}} = \text{eficiência da célula a combustível} = 37,6\%$$

3.0 - AVALIAÇÃO DA PCH SANTA CLARA

A PCH Santa Clara possui potência instalada de 3,6 MW e sua potência máxima de despacho é 3,1 MW. O cliente cativo demanda potência assegurada de 2,79 MW, restando 310 kW de potência disponível.

3.1 Perfil anual de geração

O regime hidrológico do Rio Jordão foi analisado no período de 1931 a 1998. A vazão média do período permite determinar a potência da UHE Santa Clara, de 120 MW, mas a PCH é regulada pela usina maior, de modo que sua operação pode ser feita no valor máximo da potência. No entanto, para efeito de análise da aplicação do sistema eletrolisador/célula a combustível, considerou-se que o regime hidrológico se aplica diretamente à PCH, ou seja, determinou-se a curva de potência média do período 1931-1998 em função do mês, mostrada na figura 2:

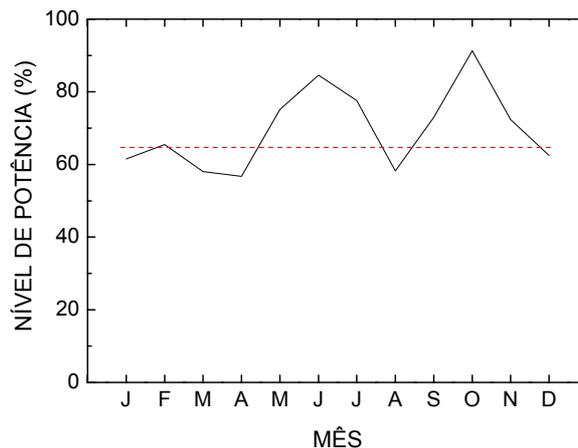


Figura 2: Efeito do regime hidrológico sobre o nível de potência (100% = 3,1 MW).

3.2 Análise econômica da PCH Santa Clara

Considerando que a potência assegurada de 2,79 MW é inteiramente vendida pelo PPA a R\$ 151,89 por MWh, a análise econômico-financeira da PCH Santa Clara no horizonte de 30 anos mostra que o VPL é de R\$ 6,503 milhões, com TIR de 23,5% e receita bruta anual de R\$ 3,869 milhões em 2007. O custo marginal da energia gerada em 2007, dado pela razão dos custos operacionais pela energia total gerada, é de R\$ 3,81/MWh. Na hipótese da PCH sujeita ao regime hidrológico da figura 2, a receita diminui para R\$ 2,875 milhões.

4.0 - PRODUÇÃO E USO DE HIDROGÊNIO NA PCH

Um estudo interessante da produção de hidrogênio para geração de eletricidade na usina de Itaipu foi realizado por Santos Jr. para a usina de Itaipu, no qual ficou demonstrada a viabilidade do processo [16]. Porém, como o reservatório de Itaipu apresenta energia vertida turbinável durante boa parte do ano o autor focalizou a produção sazonal de hidrogênio. Para a PCH Santa Clara o cenário de produção diária também é interessante.

4.1 Produção diária de hidrogênio

A energia disponível no horário fora da ponta de demanda pode ser utilizada para gerar e armazenar hidrogênio, consumido no horário de ponta na alimentação de uma célula a combustível [2]. Este modo de

operação é vantajoso se o contrato de venda de energia permite obter preço diferenciado pela energia da ponta, o que ocorre na distribuição, mas não na geração de energia.

Para a operação durante o horário de pico, uma célula de 200 kW necessita de 40,5 kg de hidrogênio (3 h x 13,5 kg/h), equivalentes a 450,6 m³, a partir de dados da literatura [10, 11]. No modo de espera a célula opera a uma potência de 87,4 kW, o que resulta num consumo de energia de 1.835,4 kWh e de 458,9 m³ de hidrogênio. Portanto, a operação da célula a plena carga no horário de ponta e no modo de espera no restante do dia demanda 909,5 m³/dia de hidrogênio, ou 43,3 m³/h durante o horário fora de pico. A instalação de um eletrolisador de 60 m³/h é suficiente para atender o consumo de uma planta PC25C de 200 kW, aumentando a potência disponível para 510 kW no horário de ponta.

Para a produção diária de hidrogênio é necessário adquirir o eletrolisador, o compressor e uma carreta de 5.000 m³, que somam R\$ 1,130 milhões. Adotando uma depreciação de 3,3% a.a. (valor usado na PCH Santa Clara), o custo anual do investimento é de R\$ 37.290. Para a produção do volume anual de hidrogênio, de 331.968 m³ (29.837 kg) são necessários 1.327,9 MWh de energia, ao custo marginal de R\$ 5.059,30. Portanto, o custo de produção do hidrogênio é R\$ 1,42/kg, comparável a outros valores de custo de hidrogênio eletrolítico encontrados na literatura [17, 18]. O impacto do investimento no eletrolisador e na célula se reflete sobre o fluxo de caixa: o VPL cai para R\$ 4,007 milhões e a TIR, para 17,6%. Apesar de viável economicamente, a queda de 38% no VPL indica que o uso do hidrogênio torna a PCH menos atrativa como negócio.

4.2 Produção sazonal de hidrogênio

O uso da potência disponível para a produção de hidrogênio e geração de eletricidade pela mesma tarifa não é viável pelo simples motivo de que a perda de energia ultrapassa 70%. Entretanto, para o caso hipotético da PCH com a curva de potência mostrada na figura 2, há possibilidade de ganho financeiro se o hidrogênio produzido no período de alta hidraulicidade for convertido em eletricidade no período de baixa hidraulicidade.

A viabilidade desta operação se baseia na diferença entre o preço contratado e o preço no mercado livre, calculado com o programa NEWAVE [3]. No período de alta hidraulicidade a energia além da contratada é remunerada com um valor menor, enquanto no período de baixa a receita pode cair em virtude da venda de energia em níveis abaixo da energia assegurada. O valor da energia assegurada, na operação com hidrogênio, foi calculado a partir da eficiência do processo de produção, armazenagem e conversão de hidrogênio, igual a 29,8% (equação 3). Este valor, indicado na figura 2 com uma linha horizontal, é de 2,0 MW.

Para a operação da PCH sem hidrogênio nos meses de Janeiro, Abril, Março, Agosto e Dezembro, a receita provém apenas da energia ao preço PPA, enquanto nos meses restantes o preço PPA é multiplicado pela energia assegurada e a energia excedente é vendida pelo preço do mercado livre. Com o uso do hidrogênio, a energia excedente dos meses de alta hidraulicidade é convertida em eletricidade nos meses de baixa, sendo vendida pelo preço contratado. A tabela 1 apresenta as receitas obtidas para a operação com e sem uso do hidrogênio, para cada mês do ano. O valor da energia assegurada foi calculado para que o excedente multiplicado pela eficiência seja igual à energia abaixo da assegurada.

Tabela 1: Demonstrativo da geração e das receitas, conforme figura 2.

MÊS	ENERGIA (a)		OPERAÇÃO SEM HIDROGÊNIO				OPERAÇÃO COM HIDROGÊNIO		
	Assegurada	Excedente	Rec. Energia Assegur. (b)	M. L. (c)	Rec. Energia Excedente (d)	TOTAL (R\$)	Energia H2 (a, e)	Receita energia H2 (b)	TOTAL (R\$)
Jan	1,91		215.475,32	28,78		215.475,32			215.475,32
Fev	2,0	0,03	204.368,36	63,63	1.197,56	205.565,92	0,01	851,89	205.220,26
Mar	1,80		57.129,38	42,67		57.129,38			57.129,38
Abr	1,76		26.652,36	21,06		26.652,36			26.652,36
Mai	2,0	0,33	226.264,97	52,51	12.750,91	239.015,88	0,10	10.991,32	237.256,29
Jun	2,0	0,62	218.966,10	70,01	31.231,76	250.197,86	0,18	20.192,36	239.158,46
Jul	2,0	0,41	226.264,97	91,44	27.458,92	253.723,90	0,12	13.592,46	239.857,43
Ago	1,80		141.199,15	105,19		141.199,15			141.199,15
Set	2,0	0,26	218.966,10	123,88	23.189,38	242.155,48	0,08	8.473,03	227.439,13
Out	2,0	0,83	226.264,97	92,42	56.867,11	283.132,09	0,25	27.851,33	254.116,30
Nov	2,0	0,24	218.966,10	80,82	14.016,41	232.982,52	0,07	7.849,98	226.816,09
Dez	1,94		85.273,85	59,18		85.273,85			85.273,85
TOTAL	23,21	2,71	2.065.791,64		166.712,05	2.232.503,69	0,81	89.802,36	2.155.594,00

Notas: (a) em MWh/mês; (b) em R\$, tarifa = R\$ 151,89/MWh; (c) tarifa do Mercado Livre, em R\$/MWh; (d) em R\$, tarifa do M. L.; (e) 29,8% da energia excedente.

A informação mais importante da tabela 1 é a relação entre as receitas totais. A operação com uso de hidrogênio gera receita 3,4% menor que a operação normal e passa a ser maior para eficiências de uso de

hidrogênio acima de 55,6%, valor tecnicamente muito difícil de atingir. Mais do que o desenvolvimento tecnológico, o fator preponderante na viabilidade do hidrogênio são as regras de tarifação do setor elétrico.

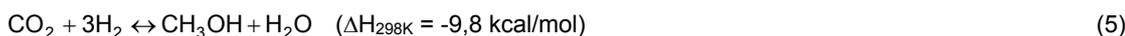
5.0 - USO DO HIDROGÊNIO NA PRODUÇÃO DE METANOL

O metanol (CH₃OH, ou MeOH) é usado no Brasil apenas como insumo para fabricação de produtos químicos, com grande aplicação na indústria madeireira e moveleira do Paraná, que representa 50% do consumo nacional dos últimos cinco anos. A síntese de metanol necessita, em algumas circunstâncias, de uma fonte adicional de hidrogênio e eletrólise é uma das alternativas possíveis [19, 20]. A avaliação da produção de metanol foi considerada devido a alguns aspectos do mercado brasileiro:

- Considera-se neste estudo a síntese de metanol renovável, a partir da gaseificação de biomassa.
- O metanol pode ter um papel importante na matriz brasileira de combustíveis, pois é componente na produção de biodiesel e pode ser misturado à gasolina, em complemento ao etanol.
- Também serve de combustível para as células a combustível de metanol direto (DMFC).
- No Brasil as áreas com potencial hidroelétrico coincidem com as de produção de biomassa [21]. Antevê-se a construção de plantas de metanol em regiões próximas tanto da biomassa quanto da energia elétrica [22].

5.1 Produção de metanol a partir de biomassa

A síntese do metanol é quase sempre feita a partir de um gás de síntese, obtido por vários processos dos quais a reforma de gás natural é a principal, não só pelo maior conteúdo de hidrogênio na sua composição química, mas também pelo menor consumo de energia e baixo custo de produção [12]. O gás de síntese é composto basicamente de monóxido e dióxido de carbono (CO, CO₂) e de hidrogênio. As reações químicas da síntese do metanol são as seguintes:



$\Delta H_{298\text{K}}$ é o calor da reação à temperatura de 298 K (25°C) e o valor negativo significa que a reação é exotérmica (libera calor). A composição do gás de síntese é caracterizada pelo Número de Estequiometria S [12], definido na equação 6, o qual deve ser ligeiramente acima de 2 para a síntese de metanol.

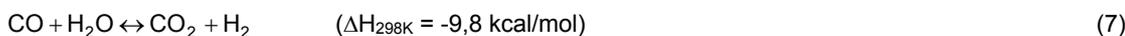
$$S = \frac{\text{moles de H}_2 - \text{moles de CO}_2}{\text{moles de CO} + \text{moles de CO}_2} \quad (6)$$

O número S varia com a matéria prima do gás de síntese. Quando a fonte é gás natural (metano - CH₄), S é próximo de 3 e o metanol pode ser produzido com aproveitamento total do carbono contido na matéria prima. No caso da gaseificação da biomassa, S depende mais do processo de gaseificação do que da composição da biomassa utilizada. Para este estudo, usou-se informação fornecida pela COPEL para a tecnologia desenvolvida pela parceria RAUDI-IPT [4]. A composição do gás de síntese obtido é dada na tabela 2, abaixo:

Tabela 2: Composição do gás de síntese obtido de biomassa [4]

Molécula	% em volume	% em mol	Massa (kg / t _{biomassa})
CO	37,0	36,9	368,6
CO ₂	23,7	23,9	374,0
H ₂	33,5	33,4	24,0
CH ₄	5,8	5,8	33,3
TOTAL	100,0	100,0	799,9

De cada tonelada de biomassa obtém-se 800 kg de gás de síntese com S = 0,16, o que significa que há déficit de hidrogênio para obter a conversão total de CO e CO₂, calculado em 81 kg(H₂) por tonelada de biomassa convertida. A maneira mais econômica de suprir o déficit de hidrogênio é usar parte do CO do gás de síntese na reação de deslocamento (*water-gas shift reaction*):



A conversão de 36,5% do CO do gás de síntese da tabela 2 fornece o hidrogênio que falta para a reação de síntese de metanol. Dos 63,5% restantes de CO será possível converter 234,1 kg em metanol, com uma produtividade de 219,4 kg por tonelada de biomassa (perdas na síntese de 82% [11]). Esta produtividade pode ser aumentada consideravelmente com a utilização de hidrogênio adicional, por dois motivos: i) a utilização do CO passa de 63,5% para 100% e ii) o CO₂ pode ser utilizado (equação 5).

A produtividade de metanol, com conversão integral do carbono na tabela 2, é de 568,5 kg por tonelada de biomassa, descontando perdas na síntese. Para complementar a quantidade de hidrogênio necessária para utilização de todo o gás de síntese é possível utilizar a eletrólise da água, desde que:

1- Haja proximidade entre a usina, a planta de síntese e a fonte de biomassa. Como indicam os dados de produção de resíduos de biomassa e o potencial hidroelétrico no Brasil [21] esta condição é usual.

2- A receita adicional proveniente da venda dos 160% a mais de metanol, conseguidos com o hidrogênio adicional, devem ser suficientes para pagar o investimento e os custos de produção do hidrogênio eletrolítico.

5.2 Viabilidade do uso de hidrogênio eletrolítico para produção de metanol

O custo de produção do metanol, estimado em R\$ 260 por t(MeOH) [4], não depende da produtividade por biomassa, mas apenas dos custos associados à planta de síntese. Portanto, o uso de hidrogênio no processo aumenta o custo do metanol em R\$ 202/t(MeOH) [1,76 t(biom)/t(MeOH) x 81 kg(H₂)/t(biom) x R\$ 1,42/kg(H₂)], quase 80% do custo de produção do metanol de biomassa, sem uso de hidrogênio. O custo do investimento também será maior, tendo em vista a maior capacidade da planta de síntese e a instalação do eletrolisador.

Entretanto, o aumento de produtividade por quantidade de biomassa pode tornar o empreendimento mais rentável, se houver aumento significativo de receita. O impacto do hidrogênio na receita pode ser comprovado pelas equações 8 e 9. Os dados usados foram o preço do metanol importado (R\$ 680/t, em 2006 [23]), o custo de produção do metanol [R\$ 260/t(MeOH)] e o custo do hidrogênio [R\$ 1,42/kg(H₂)].

$$\text{Sem H}_2: \quad \text{Receita} = \frac{0,22 \text{ t (MeOH)} \times (\text{R\$ } 680 - \text{R\$ } 260)}{\text{t (biomassa)}} = \text{R\$ } 92 / \text{ton} \quad (8)$$

$$\text{Com H}_2: \quad \text{Receita} = \frac{0,57 \text{ t (MeOH)} \times (\text{R\$ } 680 - \text{R\$ } 260) - 81 \text{ kg(H}_2) \times \text{R\$ } 1,42/\text{kg}}{\text{t (biomassa)}} = \text{R\$ } 124 / \text{ton} \quad (9)$$

A diferença de receita por tonelada de biomassa demonstra que o uso da eletrólise no processo de síntese de metanol a partir da biomassa é interessante e deve ser considerado. As equações 8 e 9 mostram, porém, que o custo do hidrogênio não pode ser maior que R\$ 1,80/kg ou haverá diminuição de receita. Além disso, se o custo de investimento do eletrolisador for calculado com uma taxa de desconto de 12% em 30 anos, o valor do investimento deve ser menor que R\$ 622.000, aproximadamente 55% do valor atual. Levando em conta que os eletrolisadores terão de ser bem maiores, é possível atingir este valor.

Outro ponto relevante é a demanda elétrica para uma situação real. A escala de uma planta de metanol rentável é da ordem de 300.000 a 500.000 t/ano. Portanto, é razoável assumir um valor para o consumo de biomassa em 1 milhão de toneladas por ano (estima-se que o setor sucro-alcooleiro do Paraná produza 7 milhões por ano de bagaço e palha). Para esta quantidade de biomassa a síntese de metanol demandaria 102.900 m³/h de hidrogênio adicional, o que significa uma potência de 412 MW. A avaliação detalhada desta opção de negócio está em andamento.

6.0 - CONCLUSÃO

Algumas opções de uso energético de hidrogênio eletrolítico foram analisadas, de modo a permitir a realização de benefícios que justifiquem o alto investimento e a perda de eficiência energética. Dois cenários de aplicação do hidrogênio eletrolítico foram escolhidos: como armazenamento de energia para uso em condição mais favorável e como insumo químico na fabricação de combustível.

O armazenamento de energia na forma de hidrogênio pode ser feito diariamente ou sazonalmente. No armazenamento diário, a energia gerada no horário fora de pico de demanda pode ser utilizada no horário de pico, com benefícios para a operação da rede. Entretanto, o investimento adicional diminui a rentabilidade da PCH, pois não há receita compensatória, uma vez que a geração não trabalha com tarifa horossazonal, e o benefício à operação não é remunerado.

Na operação sazonal, ao contrário, existe oportunidade de receita adicional por meio do armazenamento da energia excedente, que de outra forma seria vendida pela tarifa do mercado livre, para comercialização no período de baixa hidraulicidade ao preço contratado. No entanto, a baixa eficiência de reconversão do hidrogênio dificulta sua utilização e o valor de *break-even* para a eficiência (55,6%) é tecnicamente difícil de atingir. Novamente, a viabilidade do uso do hidrogênio depende de uma política tarifária que privilegie o efeito benéfico do armazenamento de energia para o sistema elétrico.

Mesmo com o alto custo dos equipamentos, e energia do hidrogênio ainda é viável economicamente. Este resultado é relevante, pois a viabilidade pode ser melhor que a operação convencional no caso de ambiente

com regulação favorável e com a perspectiva de desenvolvimento tecnológico, e conseqüente diminuição de custos dos equipamentos. A avaliação da operação sazonal de uma PCH com regime hidrológico bastante variável indica que o uso do hidrogênio como armazenamento de energia beneficia a gestão do reservatório, aplicação que pode se estender para o sistema hidrológico regional e mesmo nacional. A produção de hidrogênio na operação diária da geração poderia aumentar a confiabilidade da rede de distribuição no horário de pico, mas para isso é necessária a modificação da política tarifária, de modo a premiar a oferta de benefícios de longo prazo.

Finalmente, a utilização do hidrogênio como insumo químico é viável, mas há uma forte dependência do custo de produção do hidrogênio. O atendimento do mercado paranaense e nacional de metanol poderia ser feito com o processamento de 1 milhão de toneladas anuais de biomassa e produziria quase 600.000 toneladas de metanol. A análise do uso do hidrogênio na síntese do combustível indica ser necessária a instalação de uma usina hidroelétrica superior a 400 MW em conjunto com a planta de síntese.

No momento em que vários países discutem a viabilidade da economia do hidrogênio, é importante analisar este vetor no contexto de aplicações práticas. Espera-se que os resultados aqui apresentados balizem o investimento em desenvolvimento tecnológico, bem como motivem a realização de estudos sobre a inserção da eletrólise no planejamento energético.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MME / MCT. **Roteiro para Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil - Versão Beta**. Brasília, 2005. Documento em diversos capítulos. Disponível em: www.mme.gov.br.
- [2] FERREIRA, P.F.P. et al. "Produção adjacente de hidrogênio em usinas hidrelétricas e sua utilização". In: IX CBE / IV SLAE, 2002, Rio de Janeiro. **Anais do IX CBE**, Volume IV, p. 1946.
- [3] NEWAVE®, versão 12. CEPEL, 2005.
- [4] Comunicação pessoal. Dados da tecnologia de gaseificação fornecidos pela COPEL-CDT.
- [5] EG&G TECHNICAL SERVICES, INC. **Fuel Cell Handbook**. 7 ed. National Energy Technology Laboratory, USDOE. Morgantown, 2004. 427 p. (Contract No. DE-AM26-99FT40575).
- [6] LARMINIE, J.; DICKS, A. **Fuel cell systems explained**. John Wiley & Sons. West Sussex, 2003. 428 p.
- [7] CAMPARIN, R.H. et al. "Avaliação da eficiência de uma célula a combustível estacionária de ácido fosfórico". **Química Nova**, aceito para publicação em 2007.
- [8] SPIEGEL, R.J.; PRESTON, J.L. "Test results for fuel cell operation on anaerobic digester gas". **J. of Power Sources**, v. 86, p. 283-288, 2000.
- [9] SAMMES, N.; BOVE, R.; STAHL, K. "Phosphoric acid fuel cells: Fundamentals and applications". **Current Opinion in Solid State and Materials Science**, v. 8, p. 372-378, 2004.
- [10] MASTON, V. **200 kW Hydrogen fueled fuel cell power plant**. International Fuel Cells Corporation. South Windsor, CT. Relatório publicado em meio digital. Disponível em: www.utcfuelcells.com
- [11] BOZZONI, T.; PESSANO, N.; WEINMANN, O. "The first PAFC fuel cell cogeneration plant fuelled by hydrogen for use in urban areas". POWER-GEN '97, 1997, Madrid. **Conference Proceedings**.
- [12] OLAH, G.A.; GOEPPERT, A.; PRAKASH, G.K.S. **Beyond oil and gas: The methanol economy**. Wiley-VCH Verlag GmbH. Weinheim, 2006. 304 p.
- [13] MACHADO, N.R.C.F. et al. "Produção de hidrogênio em uma bancada de reforma de etanol". In: XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2005, Curitiba. **Anais do XVIII SNTPEE**.
- [14] LYMBEROPOULOS, N. **Hydrogen production from renewables**. Centre for Renewable Energy Sources (CRES). Grécia, 2005. 87 p. Comissão Europeia, (EESD Contract No: NNE5-PTA-2002-003/1).
- [15] DINATEC. Comunicação pessoal.
- [16] SANTOS JR, A.C.F. **Análise da Viabilidade Econômica da Produção de Hidrogênio em Usinas Hidrelétricas: Estudo de Caso em Itaipu**. 2004. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.
- [17] OUELLETTE, N.; ROGNER, H.-H.; SCOTT, D.S. "Hydrogen from remote excess hydroelectricity. Part I: Production plant capacity and production costs". **Int. J. of Hydrogen Economy**, v. 20, p. 865-871, 1995.
- [18] YUMURTACI, Z.; BILGEN, E. "Hydrogen production from excess power in small hydroelectric installations". **Int. J. of Hydrogen Economy**, v. 29, p. 687-693, 2004.
- [19] OUELLETTE, N.; ROGNER, H.-H.; SCOTT, D.S. "Hydrogen from remote excess hydroelectricity. Part II: Hydrogen peroxide or biomethanol". **Int. J. of Hydrogen Economy**, v. 20, p. 873-880, 1995.
- [20] OUELLETTE, N.; ROGNER, H.-H.; SCOTT, D.S. "Hydrogen-based industry from remote excess hydroelectricity". **Int. J. of Hydrogen Economy**, v. 22, p. 397-403, 1997.
- [21] ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília, 2005. 268 p. ISBN 85-87491-09-1.
- [22] AUDI, R. Comunicação pessoal.
- [23] MDIC - Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. **Sistema Aliceweb**. Disponível em: <http://alicesweb.desenvolvimento.gov.br/default.asp>. Acesso em fevereiro de 2007.