

ESTUDO ABRANGENTE DA COGERAÇÃO NO SETOR SUCRO-ALCOOLEIRO

Ricardo Carrasco Carpio

Electo Silva Lora

**Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI)
Departamento de Engenharia Mecânica (IEM/DME)
Av. BPS, 1303, CP 50, Bairro Pinheirinho
Itajubá/MG, CEP 37500-000**

RESUMO

O objetivo do presente trabalho é a avaliação técnico-econômica de sistemas de cogeração utilizando altos parâmetros de vapor na indústria de açúcar e álcool, com a finalidade de obter excedentes de eletricidade que podem ser vendidos as concessionárias de eletricidade.

A avaliação foi realizada empregando turbinas de condensação extração para pressões de 4,2 MPa, 6,0 MPa e 8,0 MPa. Durante o período de entressafra, são utilizados combustíveis alternativos como a palha de cana e eucalipto. Com relação aos preços dos equipamentos térmicos (caldeiras, turbina a vapor), se utilizam valores subministrados pelos fabricantes.

Empregam-se duas ferramentas para a avaliação econômica: o método da taxa de retorno (TIR) e o método do valor presente líquido (VPL). A fim de avaliar a viabilidade destes sistemas. A análise é realizada considerando a opção de financiamento por parte de uma entidade financeira como o BNDES. Assim mesmo é realizada uma análise de sensibilidade que permite determinar qual é o parâmetro com maior influencia sobre a TIR de um projeto de cogeração, os parâmetros analisados foram o custo de investimento, vida útil, taxa mínima de atratividade, preço da eletricidade e preço do combustível.

Finalmente se determina qual é a melhor variante de inversão em dependência da pressão de vapor e capacidade da moenda da usina assim como o preço mínimo da venda de eletricidade para as concessionárias que viabilizam o projeto de cogeração.

ABSTRACT

The present work aims to analysis the minimum market price of the surplus electricity in

the sugar mills, by assessing whether investments in new equipment to yield surplus electrical energy are economically feasible in comparison to conventional forms of electricity generation.

The evaluation will be accomplished by using condensation-extraction turbines with pressures of 4,2 MPa, 6,0 MPa and 8,0 MPa -during the harvest and off season periods- using alternative fuels as the cane straw and the eucalyptus. It will be taken into account the cost of reduction of steam consumption to 400 kg/tc.

According to the prices of the thermal equipments (boiler, steam turbine), supplied by the manufacturers and it is also taken in consideration the additional costs regarding piping, assemblies and labor.

For the economical analysis, the internal rate of return (TIR) is used as a tool to evaluate the viability of these systems, taking in consideration that BNDES (National Bank of Social Development) will be financing the project.

Finally it is determined the best inversion variant, which depends on work pressure and capacity of the mill as well as the minimum sale price of electricity to the grid.

INTRODUÇÃO

No final da década de 70, na produção de açúcar e álcool o principal objetivo foi satisfazer a demanda de vapor para atender as necessidades do processo industrial. Durante muitos anos as usinas açucareiras se limitaram à auto-suficiência elétrica.

A cogeração neste setor, devido ao pequeno aproveitamento do potencial de geração, baixa atratividade econômica financeira e confiabilidade no abastecimento, não tiveram grande importância desde o ponto de vista energético (Walter, 1994).

Nos anos 80 esta situação começou a ser revertida devido à crise no setor elétrico, sob o risco

de déficit no abastecimento. Atualmente o consumo da eletricidade no Brasil está aumentando a um ritmo de 6% por ano (Gazeta Mercantil, 1999). O Governo anunciou no dia 24 de fevereiro de 2000 um programa priorizando a construção de centrais térmicas que aumentará a potência elétrica instalada no país em 15 GW até o ano 2003 (EE,2000). Neste contexto, a geração de excedentes consideráveis de eletricidade na indústria açucareira, em regime de cogeração, adquire uma grande importância.

Um dos motivos do desinteresse das usinas de açúcar em gerar excedentes de eletricidade, é o preço de venda da mesma à concessionária, considerado insatisfatório por estas indústrias, sendo então mais interessante vender o excedente de bagaço que gerar eletricidade. (Coelho, 2000).

A Agência Nacional de Eletricidade (ANEEL) anunciou o aumento do preço de compra da eletricidade produzida a partir da biomassa estipulando um valor de 80,80 R\$/MWh (Ramalho, 1999). Mais na atualidade o preço pago pelas concessionárias por estes excedentes não supera os 65 R\$/MWh, o que dificulta a entrada do setor de açúcar e álcool no mercado da eletricidade.

Com a privatização e mudanças na regulamentação do sistema elétrico esta situação está mudando. Em 1995 foi instituída a figura do produtor independente de energia PIE e a partir de 1998 por decreto se permite ao cogenerador comercializar sua energia.

Com a criação em 1999 do mercado da Energia, aparece o ambiente necessário para a livre comercialização da energia, se prevê que até o 2006 este mercado será totalmente liberado.

Na cogeração as usinas açucareiras utilizam principalmente turbinas de contrapressão, sendo os parâmetros típicos do vapor de 2,1 MPa e 350 °C. É evidente que o parque tecnológico atual está em correspondência com o desinteresse pela geração de excedentes de energia que predominou durante muitos anos.

O presente trabalho, realiza uma análise do problema considerando 4 tipos de usinas açucareiras, atendendo a sua capacidade de moagem: 150, 300, 500, e 800 toneladas de cana / hora, assim mesmo analisou-se a cogeração com níveis de pressão do vapor de 4,2, 6,0 e 8,0 MPa para um consumo de vapor de 300-500 kg/tc, abrangendo a indústria açucareira. Na Figura 1 foi utilizado o sistema de cogeração, com turbina de extração-condensação.

CUSTO DOS EQUIPAMENTOS

Quando se realiza um projeto para um sistema de cogeração é necessário saber o custo de equipamentos tais como: caldeiras, turbinas, etc. Com a finalidade de obter um custo do sistema.

Para a qual se recolheu como referência a informação de diferentes fabricantes nacionais e internacionais.

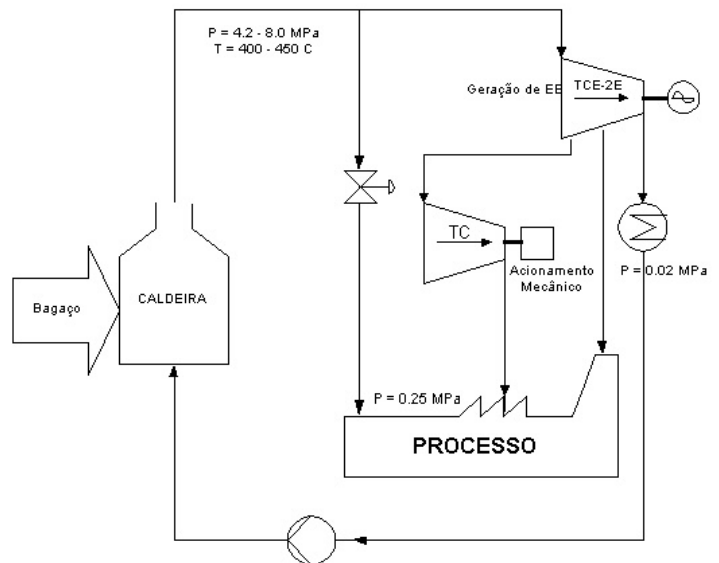


Figura 1. Sistema de cogeração com turbina de condensação-extração (TCE-2E)

Existe uma grande diferença de preços entre estes fabricantes, isto se deve principalmente aos custos de transporte, impostos e desvalorização da moeda brasileira. Além disso deve-se considerar o custo de instalação de equipamentos tais como: a montagem do sistema de tubulação para o fluxo de vapor, equipamento para tratamento da água, obras civis e imprevistos no caso das caldeiras. Para as turbinas, considera-se o custo do gerador, tubulação, montagem da mesma assim como os custos de controle, distribuição e interconexão com a rede externa. Estes custos variam de acordo com a capacidade da instalação, os parâmetros do vapor e outros. Todos estes custos adicionais, estão em função do preço do equipamento a ser selecionado. Na tabela 1 se apresentam os indicadores utilizados na análise técnico- econômico.

Tabela 1. Custo adicional de equipamento e instalação.

Equipamento	Caldeira	Turbina
Montagem	20 - 25%	16%
Tubulação para o vapor	8%	-
Tratamento da água	4%	-
Obras Civis	3%	-
Comando, controle, distribuição e interconexão com a rede externa	-	7 - 10%
Imprevistos	12%	2%

COMBUSTÍVEIS COMPLEMENTARES

A avaliação técnico-econômica dos sistemas de cogeração operando no período fora da safra foram selecionados como combustíveis complementares a palha de cana, eucalipto e gás natural. A tabela 2 mostra os valores do PCI e os custos destes combustíveis.

Na figura 2 se apresentam os custos da eletricidade, para os sistemas de 4,2, 6,0 e 8,0 MPa de pressão com capacidade de moagem entre 150 - 800 tc/h, e um consumo de vapor de 500 kg/tc, utilizando um sistema com turbina de condensação/extração, (Figura 1). Este custo foi obtido mediante a equação (1), que considera como produto principal à eletricidade e o calor como subproduto. Desta maneira os custos de investimento e O&M, são carregados ao preço da eletricidade. O objetivo de obter um preço médio é ter um indicador preliminar de um projeto neste setor, para logo desenvolver uma análise mais detalhada. O custo do bagaço utilizado durante a safra foi considerado zero.

Tabela 2. Preço do mercado e PCI dos combustíveis complementares.

Combustíveis Alternativos	Poder Calorífico Inferior kJ/kg	Preço do combustível US\$/GJ
Bagaço de cana	7000,16	-
Palha de cana	15173,49	1,32
Eucalipto Comprado	11552,743	2,3
Gás Natural	51520,0	1,94

$$PME = \frac{I \cdot a + O \& M + C \cdot Comb}{P_z h_z + P_{fz} h_{fz}} \quad (1)$$

PME = Preço médio da eletricidade

I = Investimento total

a = Fator de amortização do capital

O&M = Custo de operação e manutenção

C.Comb. = Custo do combustível complementar

P_z = Potencia de operação na safra

h_z = Horas de operação na safra

P_{fz} = Potencia de operação fora da safra

h_{fz} = Horas de operação fora da safra

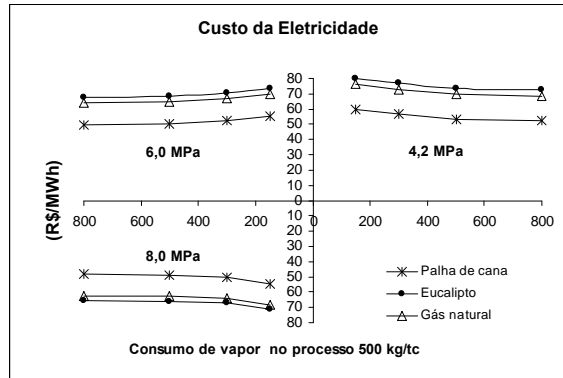


Figura 2. Custo médio de geração da eletricidade em R\$/MWh para sistemas com turbinas de condensação-extração para o período de safra e fora de safra, com diferentes combustíveis auxiliares.

REDUÇÃO DO CONSUMO DO VAPOR NO PROCESSO

A figura 3 mostra o valor do investimento específico a realizar-se para reduzir o consumo de vapor no processo desde 500 até 400 e 300 kg/tc. Esta figura se elaborou tomando como referência estudos teóricos realizados por Ogden (1990) e COPERSUCAR (1998). A redução do consumo de vapor de processo ate 300 kg/tc está acompanhada de grandes investimentos que aumentam consideravelmente o custo da eletricidade e o investimento específico, sendo por o momento este tipo de sistemas não viável.

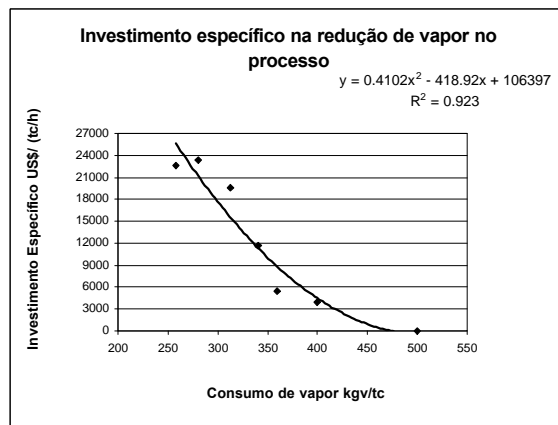


Figura 3. Investimento específico na redução do consumo do vapor no processo. Dados de Ogden (1990) e COPERSUCAR (1998).

RESULTADOS

Na análise do investimento econômico utilizaram-se duas ferramentas: a taxa interna de retorno (TIR) e o valor presente líquido (VPL) com a finalidade de ter critérios suficientes para decidir a melhor opção de rentabilidade do projeto. A avaliação foi realizada com cada um dos combustíveis auxiliares. Assim mesmo, esta análise se realizou para sistemas com financiamento por parte

de uma instituição financeira como o Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES). O resultado mostra (Figura 4) que a palha de cana apresenta uma melhor taxa de retorno, devido a que o custo deste combustível é menor comparado com os outros dois combustíveis. O fator mais importante que influi na obtenção de uma maior ou menor taxa de retorno é o preço pago pela eletricidade excedente, por parte da concessionária, quanto menor seja este, à atratividade tende a ser menor e o tempo de recuperação do investimento será maior. Também é importante mencionar que a medida que a capacidade da moagem da usina aumenta o preço médio da eletricidade e o tempo de retorno tendem a diminuir.

O BNDES realiza empréstimos em moeda nacional com uma taxa de juros de 15 % ao ano, com um período de carência de um ano e entre 5-10 anos para pagar a dívida. Esta instituição presta até 80 % do investimento necessário.

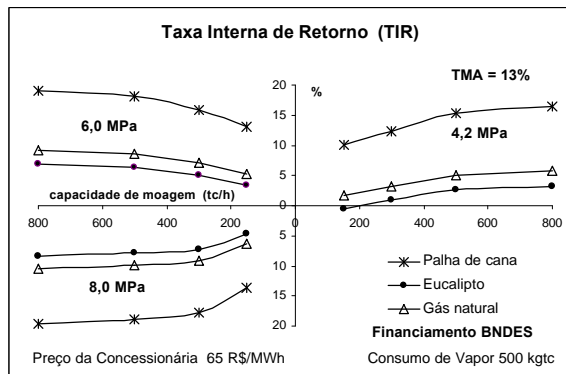


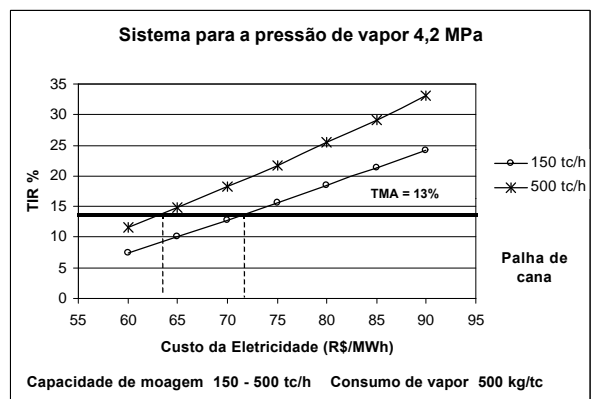
Figura 4. Taxa interna de retorno (TIR) para um sistema com financiamento e uma taxa mínima de atratividade (TMA) de 13% (Carpio, 2001).

Segundo a Figura 4 a palha de cana é o combustível auxiliar que apresenta melhores perspectivas devido a seu baixo custo, mais na atualidade a colheita e armazenamento deste resíduo agrícola se encontram ainda em fase de experimentação.

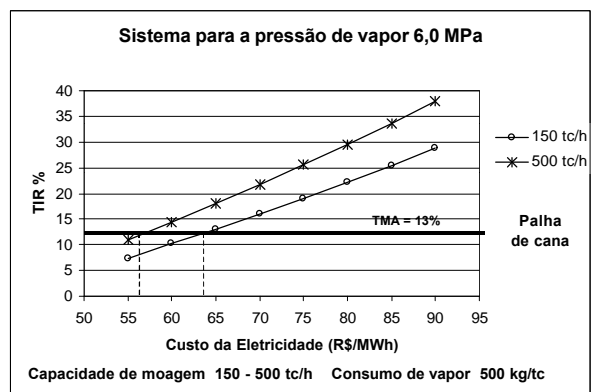
Os resultados da Figura 5 mostram o preço mínimo de comercialização dos excedentes de eletricidade para duas capacidades 150 tc/h e 500 tc/h, o que indica que a maior capacidade de moagem o preço da eletricidade é menor, assim mesmo se considerou um consumo de vapor no processo de 500 kg/tc, sendo este o consumo atual médio da indústria açucareira. A análise foi realizada para diferentes níveis de pressão do vapor (Figura 5) (a) 4,2, (b) 6,0 e (c) 8,0 MPa. Os sistemas que apresentam uma maior vantagem são aqueles de 6,0 MPa e 8,0 MPa, sabendo que existe uma diferença considerável no investimento, pela qual convém um sistema de 6,0 MPa, já que existe pouca diferença de excedente de eletricidade entre eles. Ao mesmo tempo quando comparados os sistemas de cogeração de 6,0 e 8,0 Mpa de pressão

observa-se que o acréscimo na geração de eletricidade excedente não compensa o aumento considerável no investimento.

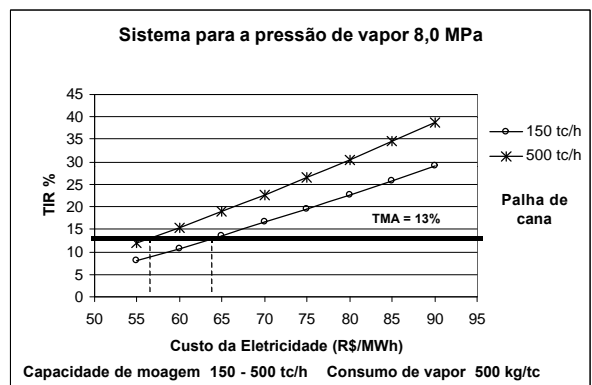
É importante mencionar que para achar o preço mínimo da eletricidade realizou-se a comparação entre a taxa interna de retorno (TIR) e a taxa mínima de atratividade (TMA). Esta taxa é calculada pela empresa, e se considera que é aquela para a qual já obtém lucro financeiro aceitável. O investimento será atrativo quando a TIR seja maior que a TMA. Na indústria açucareira a TMA normalmente utilizada é de 13%.



(a)



(b)



(c)

Figura 5. Preço mínimo de venda da eletricidade para uma capacidade de 150 e 500 tc/h para diferentes pressões (Carpio, 2001)

A Figura 6 resume os resultados da figura 5, onde se nota mais claramente que a medida da capacidade da usina aumenta, e se trabalha com sistemas de maior pressão o custo mínimo da eletricidade é menor, podemos observar que não existe muita diferença entre os sistemas de 6,0 e 8,0 MPa.

A figura 7 mostra que o consumo específico de vapor também influi no preço de comercialização da eletricidade, temos que, para um consumo de vapor de 450 kg/tc obtemos o menor preço. Cabe mencionar que para valores de consumo de vapor menores de 400 kg/tc se observa um rápido aumento do preço mínimo de atratividade da eletricidade.

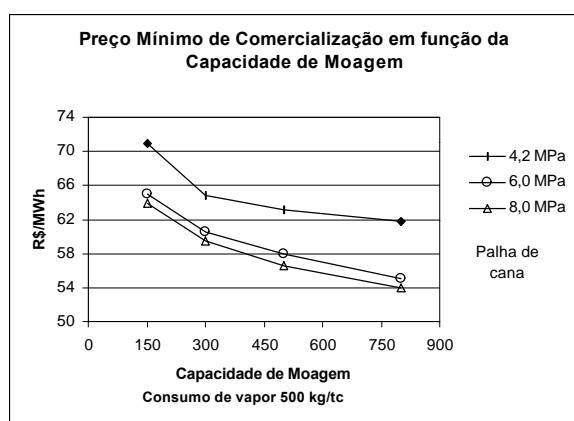


Figura 6. Preço mínimo de comercialização em função da capacidade de moenda (Carpio, 2001)

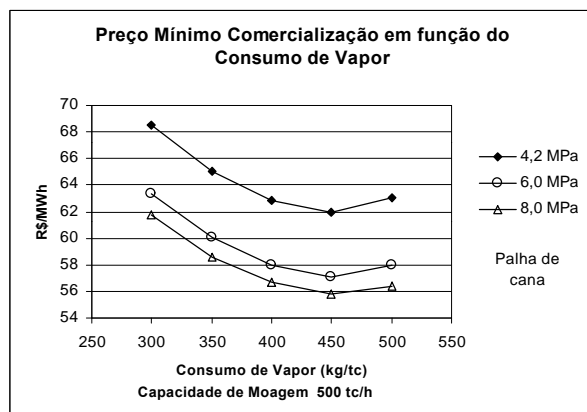


Figura 7. Preço mínimo de comercialização em função do consumo específico de vapor (Carpio, 2001).

CONCLUSÕES

1.- Os menores valores do preço mínimo de comercialização correspondem a capacidades superiores a 500 tc/h e um consumo de vapor numa faixa de 400 a 450 kg/tc, utilizando um sistema de pressão de 8,0 MPa. Porém considerando a relação

custo benefício recomendam-se níveis de pressão de 6,0 MPa.

2.- Os resultados obtidos mostram que o combustível que apresenta uma melhor opção para ser utilizado no período fora de safra é a palha de cana, a pesar que se encontra em fase de experimentação a sua colheita é armazenada em grande escala.

3.- Os preços atuais de comercialização da energia elétrica das usinas açucareiras (65 R\$/MWh) não estimulam a cogeração das usinas de pequena capacidade e baixos parâmetros de vapor.

4.- Investimentos em tecnologias de turbinas de condensação/extração com altos parâmetros devem ser orientados a pressões de vapor de 6,0 MPa e valores de consumo de vapor para processo de 450 kg/tc, em usinas com uma capacidade de moagem superior a 500 tc/h. Em estes casos o preço mínimo de comercialização não supera os 58 R\$/MWh.

PALAVRA CHAVE

Cogeração, indústria açucareira, preço mínimo.

REFERÊNCIAS

- [1] Walter, A.C.S., **Viabilidade e Perspectiva da Cogeração e da Geração Termoeletrica Junto ao Setor Sucro-Alcooleiro** Tese de Doutorado, UNICAMP, 1994.
- [2] Gazeta Mercantil, 29 Outubro, 1999.
- [3] EEN, www.efei.energy news, 24/02/2000
- [4] Suani, T. Coelho. **A cogeração de Eletricidade a partir de Biomassa no Setor Industrial**, CENBIO, 20/11/2000.
- [5] Ramalho, E.L., **A remuneração dos excedentes de auto produção do setor sucroalcooleiro**, Eletricidade Moderna, p 227 – 228, 1999.
- [6] Ogden, J.M., Hochgreb, S., Hylton, M., **steam economy and cogeneration in cane sugar factories** International Sugar Journal, Vol.92 No. 1099, p. 131-140, 1990.
- [7] CTC, **Economia de vapor em usinas de açúcar**, Projeto BRA/96/G31, Informativo do Centro de Tecnologia Copersucar, No. 3, Junho, 1998.
- [8] Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, <http://www.bndes.gov.br>, Janeiro, 2000.
- [9] Carpio, R.C., **Avaliação técnico econômica de sistemas avançados de cogeração com altos parâmetros de vapor no setor sucroalcooleiro brasileiro**, Dissertação de Mestrado, EFEI, 2001.