

ANÁLISE TÉCNICA, ECONÔMICA E LEGAL PARA A INSTALAÇÃO DE UMA TURBINA A VAPOR DE CONDENSAÇÃO EM UMA INDÚSTRIA DE CELULOSE E PAPEL

Rafael Rodrigues Terra Neto

Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia, Campus de Guaratinguetá. Av. Ariberto Pereira da Cunha 333, Pedregulho. Guaratinguetá – SP.

terra_net@yahoo.com.br

José Antônio Perrella Balestieri

Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia, Campus de Guaratinguetá. Av. Ariberto Pereira da Cunha 333, Pedregulho. Guaratinguetá – SP.

perrella@feg.unesp.br

Rubens Alves Dias

Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia, Campus de Guaratinguetá. Av. Ariberto Pereira da Cunha 333, Pedregulho. Guaratinguetá – SP.

rubdias@zipmail.com.br

Resumo: Neste trabalho, realizou-se a análise técnica, econômica e legal em relação à instalação de uma turbina de condensação em uma unidade de produção de celulose e papel visando a auto-suficiência energética da unidade e possível comercialização de excedentes energéticos. Num primeiro momento executou-se a coleta de dados referentes à planta de vapor da empresa. Posteriormente foi realizada a análise técnica da planta usando as ferramentas básicas da termodinâmica. Realizaram-se as análises econômica e legal, baseadas na cotação de duas turbinas realizada junto a um fabricante nacional de turbinas. Para a seleção foi considerada uma futura expansão na capacidade produtiva da empresa e conseqüentemente da disponibilidade de vapor para ser expandido nas turbinas.

Palavras chave: Cogeração, Eficiência Energética, Viabilidade Econômica.

1. Introdução

Cogeração é definida como a geração combinada de energia mecânica para acionamento e calor útil para processo, não necessariamente nesta ordem, a partir de uma mesma fonte de energia. As primeiras unidades industriais produziam toda a energia consumida pelo fato de não existir uma rede de fornecimento que fosse capaz de atender a demanda de energia térmica e elétrica. Este cenário perdurou nos Estados Unidos e na Europa até as primeiras décadas do século XX, quando as grandes linhas de transmissão de energia elétrica se tornaram mais competitivas economicamente em relação à autoprodução.

As duas crises de fornecimento do petróleo da década de 1970, no entanto, fizeram com que a cogeração se tornasse novamente objeto de interesse por parte de pesquisadores, setores privados e por parte dos Estados, uma vez que possibilita a descentralização da geração de energia, garantindo maior confiabilidade ao sistema elétrico como um todo. Em geral, são unidades de pequeno e médio porte (faixa entre 30 e 130 MW), as quais requerem um menor montante de investimentos iniciais e de manutenção.

No Brasil, a cogeração teve grande impulso a partir da desregulamentação do setor elétrico ocorrido com as privatizações das distribuidoras de energia elétrica, na metade da década de 1990. Com a crise do setor elétrico, no ano de 2001, a cogeração novamente lembrada como alternativa na produção de energia elétrica.

Atualmente, o setor sucroalcooleiro representa o maior setor econômico que contribui para a cogeração, porém, setores como o de papel e celulose, químico e petroquímico, siderúrgico e minerador, dentre outros, apresentam grande potencial para a geração de excedentes elétricos a serem comercializados, permitindo assim, uma descentralização na produção energética no Brasil.

2. Cogeração e suas tecnologias

A definição do termo cogeração é bastante diversificada se forem consultadas as literaturas e definições legais existentes. Do ponto de vista técnico, cogeração pode ser definida como a produção de calor útil para processo e energia mecânica a partir de uma mesma fonte de energia. A energia mecânica pode ser aproveitada diretamente para acionamento de equipamentos industriais (moendas, picadores, dentre outros) ou, como é mais comum, para o acionamento de turbinas, as quais acionam geradores elétricos.

Do ponto de vista legal, no entanto, a cogeração é definida a partir de critérios de ponderação entre as parcelas térmica e elétrica geradas, tomando-se como base o conteúdo energético do combustível que lhes deu origem. Dessa forma, podem ser estabelecidos conceitos alternativos à cogeração, tais como a figura do autoprodutor e do produtor independente de energia.

2.1 Etapas do projeto de uma central de cogeração

A cogeração pode ser entendida como o uso racional da energia contida nos combustíveis, uma vez que se obtém diferentes formas de energia a partir da energia química presente nos combustíveis. As centrais de cogeração chegam a atingir níveis de rendimento térmico da ordem de 80%, aproveitando-se da evolução dos equipamentos utilizados.

Para a elaboração de uma unidade de cogeração algumas etapas devem ser seguidas. O primeiro passo é a definição da tecnologia que será utilizada e sua configuração. Parâmetros referentes às exigências do processo, tais como a demanda de energia térmica (por exemplo, temperatura, pressão e vazão) e energia elétrica são fatores importantes na seleção da configuração.

O segundo passo é a análise econômica, no qual se analisam condições como taxa interna de retorno, valor presente líquido e tempo de retorno do projeto para averiguação da viabilidade do projeto. Por último, realiza-se a análise legal e ambiental do projeto, constatando se todas as condições são atendidas e, caso necessário, adequando-o aos parâmetros que irão caracterizar a instalação como uma unidade de cogeração. A seqüência recomendada para um projeto de cogeração é representada na figura 1.

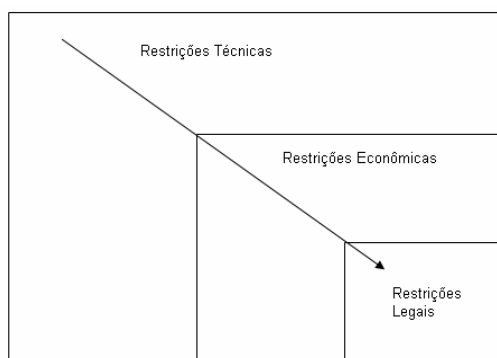


Figura 1 – Seqüência de restrições num projeto de cogeração (Balestieri, 2002)

Salienta-se que a escolha preliminar de ao menos três ou quatro configurações se faz necessário, uma vez que o afinamento nas restrições vai eliminando as possibilidades e o enlace de uma única configuração inicial poderia nos levar, caso haja um impedimento nos passos seguintes, ao retorno à primeira etapa, causando maiores transtornos.

2.2 Ciclos de potência aplicados à indústria de celulose e papel

A indústria de papel e celulose utiliza-se de vapor superaquecido em alguns patamares de pressão para o processo nos digestores, nos sopradores, no processo de secagem e em utilidades em geral. De forma geral, os níveis de pressão estão da ordem de 1,2 MPa para os processos de alta pressão e de 0,5 MPa para os processos de média pressão.

Na atualidade, para a produção de vapor a indústria de celulose e papel emprega, na maioria das vezes, caldeiras de recuperação química. Seu emprego se dá de forma bastante intensa, uma vez que é necessária sua presença nas instalações industriais desse setor para a recuperação dos agentes de clarificação utilizados no processo de obtenção da celulose; empregam-se, ainda, caldeiras convencionais para queima de resíduos de biomassa, nas quais se utilizam sobras da matéria prima (como cascas, p.ex.) como combustível.

A maioria das unidades atuais emprega ciclos térmicos a vapor com turbinas de contrapressão, porém, para a geração de energia excedente para a comercialização, faz-se necessária a utilização de ciclos que possibilitem um maior rendimento térmico, como os ciclos de condensação e extração.

2.2.1 Ciclo a vapor de contrapressão

O ciclo a vapor de contrapressão baseia-se num ciclo de Rankine, no qual o vapor é obtido através da utilização de caldeiras de recuperação química e das caldeiras de biomassa. Após sair das caldeiras, o vapor é direcionado a uma turbina de contrapressão, onde o vapor é expandido até uma pressão acima da pressão atmosférica.

Utilizando-se deste tipo de arranjo, as unidades exclusivamente de produção de celulose alcançam índices de até 90% de geração de energia elétrica consumida; unidades de celulose e papel conseguem índices médios que variam de

45% a 60%. Já as unidades exclusivas de papel não conseguem gerar energia elétrica para consumo por utilizar-se de processos com baixos níveis de pressão, não havendo a possibilidade de utilização de turbinas para a produção de energia elétrica.

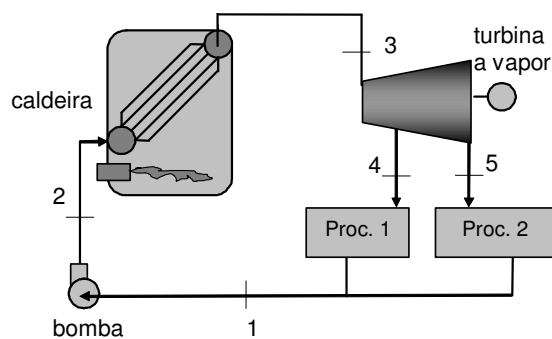


Figura 2 – Ciclo a vapor de contrapressão

As turbinas de contrapressão possibilitam a expansão do vapor até patamares de pressão condizentes com os patamares de processo, em extrações em torno da pressão de 1,2 MPa com a contrapressão em nível próximo de 0,5 MPa. Por apresentar custo de investimento inferior ao da turbina a vapor de condensação e atender de forma direta as necessidades de processo, é o ciclo mais utilizado nas indústrias de celulose e papel. Vale ressaltar que tal configuração deve estar em concordância com o contrato de compra e venda de energia elétrica entre a empresa e a concessionária, pois prevalece a necessidade de vapor e, dessa forma, a produção de energia elétrica fica atrelada às variações do processo.

2.2.2 Ciclo a vapor de condensação e extração

Este ciclo baseia-se num ciclo de Rankine com a utilização de uma turbina a vapor de condensação, a qual possibilita a expansão do vapor até pressões menores que a pressão atmosférica. Sendo assim, possibilita um maior aproveitamento da energia contida no fluido de trabalho.

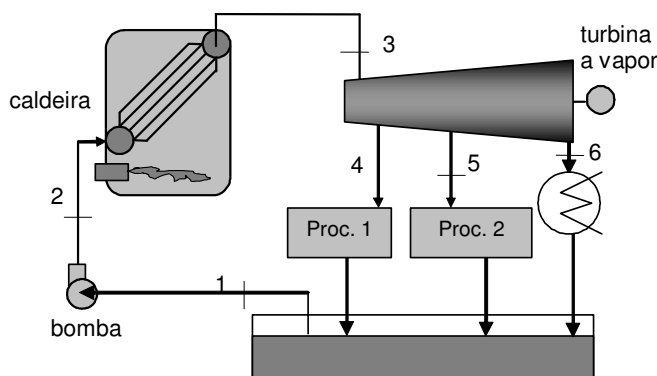


Figura 3– Ciclo a vapor de condensação e extração

Para ser suprida a necessidade de vapor para processo, são realizadas extrações de vapor nos níveis de pressão condizentes com as necessidades dos processos. A geração de energia elétrica será maior quanto maior for o fluxo de vapor expandido até pressões bem abaixo da pressão atmosférica. Sendo assim, um controle eficaz do consumo de vapor ao longo do processo é de fundamental importância para maximizar a produção de energia elétrica.

2.3 Restrições técnicas

Para a seleção do ciclo ideal para uma central de cogeração é necessário o conhecimento das curvas de demanda de energia térmica e elétrica da unidade de processo em análise. Um fator importante para a definição da configuração mais recomendada é a escolha da prioridade de atendimento. Caso o atendimento preferencial seja pelo atendimento da demanda de energia térmica, diz-se que a estratégia operacional da unidade encontra-se em *paridade térmica*. Caso o atendimento da demanda de energia elétrica seja prioritário, diz-se que o sistema operará em *paridade elétrica*. No

Brasil, a paridade térmica é a mais utilizada, uma vez que não há a disponibilidade de comercialização de energia térmica, à exceção, talvez, de pólos petroquímicos e alguns poucos exemplos de condomínios de empresas.

Outro fator importante no momento da configuração da central é a ordem de utilização da energia proveniente da queima do combustível. Se o ciclo primeiramente gerar energia mecânica para o posterior aproveitamento da energia térmica, diz-se que o ciclo opera em regime *topping*. Caso haja primeiramente o aproveitamento da energia térmica para a posterior geração de energia mecânica, têm-se o ciclo operando em regime *bottoming*.

Por último, a relação entre energia eletromecânica (E) e energia térmica (S) pode dar uma orientação de qual combinação melhor satisfaz as necessidades da planta. A tabela 1 mostra valores característicos da relação E/S de alguns ciclos elementares.

Tabela 1 – Relação E/S para alguns ciclos característicos (Cogen – Europe 2002)

Sistema	Potência Elétrica MW	Média Anual disponibilidade %	Eficiência Elétrica %		Eficiência Total %	E/S
			Carga 100%	Carga 50%		
Ciclo a vapor (turb. vapor)	0,5 - 100	90 - 95	14 - 35	12 - 28	60 - 85	0,1 - 0,5
Turb. a gás, ciclo aberto	0,1 - 100	90 - 95	25 - 40	18 - 30	60 - 80	0,5 - 0,8
Turb. a gás, ciclo fechado	0,5 - 100	90 - 95	30 - 35	30 - 35	60 - 80	0,5 - 0,8
Ciclo Combinado	4 - 100	77 - 85	35 - 45	25 - 35	70 - 88	0,6 - 2,0
Ciclo Diesel	0,07 - 50	80 - 90	35 - 45	32 - 40	60 - 85	0,8 - 2,4
Ciclo Otto	0,015 - 2	80 - 85	27 - 40	25 - 35	60 - 80	0,5 - 0,7
Célula de combustível	0,04 - 50	90 - 92	37 - 45	37 - 45	85 - 90	0,8 - 1,0
Motor Stirling	0,003 - 1,5	85 - 90	35 - 50	34 - 49	60 - 80	1,2 - 1,7

2.4 Restrições econômicas e legais

Neste quesito são analisadas a viabilidade econômica do projeto, o tempo de retorno do investimento, as condições de financiamento em órgãos de fomento e as condições de risco de contratação de financiamentos. Devem ser ainda levados em conta fatores como a disponibilidade e o preço dos combustíveis, bem como devem ser avaliados os possíveis cenários de flutuação dos mesmos a médio e longo prazo, assim como das condições cambiais, fator altamente volátil nos últimos anos no Brasil.

Para que uma unidade de cogeração possa ser beneficiada pelas concessões dos órgãos legais, é necessário que certas exigências sejam atendidas. A Resolução 21 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), de 21/01/2000, define relações entre a energia térmica produzida, a energia disponível no combustível e a origem do combustível.

A partir de tais definições, pode-se verificar se a planta é uma unidade cogeneradora aos olhos da lei; caso contrário, é possível avaliar-se o seu enquadramento como autoprodutora ou comercializadora independente de energia. Para que seja enquadrada na modalidade de “cogeração qualificada”, as centrais de cogeração deverão satisfazer aos requisitos de racionalidade energética dados pelas inequações abaixo (Art. 4º):

$$E_t \geq 0,15 E_c$$

$$\frac{E_e + \frac{E_t}{X}}{E_c} \geq F_c \quad (1)$$

- sendo:
- E_t - energia térmica utilizada, proveniente da central de cogeração, resultado do somatório do calor efetivamente consumido nos últimos 12 meses (MWh)
 - E_c - energia disponibilizada pelo combustível (ou combustíveis) nos últimos 12 meses (MWh), baseado no poder calorífico inferior dos combustíveis utilizados
 - E_e - energia eletromecânica, resultado do somatório de trabalho e energia elétrica gerados nos últimos 12 meses (MWh)
 - X - fator de ponderação
 - F_c - fator de cogeração

Os valores de X e F_c dependem da potência instalada na central de cogeração e do combustível principal, conforme a Tabela 2 (§ 1º do Art. 4º); de acordo com o § 2º, ‘*nos casos de queima alternada ou mesclada de diferentes combustíveis, entende-se por combustível principal oriundo de “demais fontes” quando a energia disponibilizada por derivados de petróleo, gás natural ou carvão vegetal não exceder 25% da energia disponibilizada por todos os combustíveis consumidos, calculada com base no poder calorífico inferior desses combustíveis*’. Quando a unidade é

classificada como cogeneradora, podem ser obtidas vantagens fiscais na compra dos equipamentos e na estrutura tarifária para a aquisição de combustíveis, o que permite alcançar maior atratividade econômica para o projeto.

Tabela 2 – Valores de X e F_c

Potência instalada	Combustível principal			
	Derivados de petróleo, gás natural e carvão		demais fontes	
	X	F _c	X	F _c
Inferior ou igual a 5 MW	2,00	0,47	2,50	0,32
Superior a 5 MW e inferior ou igual a 20 MW	1,86	0,51	2,14	0,37
Superior a 20 MW	1,76	0,54	1,88	0,42

3. O processo *Kraft* de produção de polpa de celulose

No Brasil, a maioria das fibras de celulose é originária do *Eucalyptus*, árvore de origem australiana. Seu cultivo é largamente utilizado devido à fácil adaptação ao solo e clima brasileiro. As plantações da matéria-prima se localizam próximas à unidade de industrialização devido a razões econômicas. Ao adentrarem a unidade de produção, as toras são descascadas e picadas, gerando cavacos.

Posteriormente, os cavacos são levados aos digestores, onde são cozidos na presença do licor branco, uma solução de sulfeto de sódio (Na₂S) e soda cáustica (NaOH). O material é cozido nos digestores por um período médio de três horas a uma temperatura de 170 °C e uma pressão média de 700 kPa. Após esta etapa, o produto é lavado em sistema de contracorrente, resultando no licor negro (Velásquez, 2000).

A partir desse momento, a polpa passa por um sistema de peneiramento para a separação de matérias que não foram cozidos e, finalmente, sofre um processo de pré-branqueamento, que pode ser com oxigênio, ozônio, dióxido de cloro dentre outros. A polpa de celulose pode seguir para o processo de fabricação de papel ou ser então comercializada.

3.2 O processo de recuperação química dos produtos

Este processo tem a finalidade de recuperar produtos químicos envolvidos no processo de fabricação da celulose, através da queima do concentrado de licor negro. A recuperação é possível mediante a queima do concentrado em um equipamento chamado *Caldeira de Recuperação Química*, ou caldeira Tomlison. Com isso, pode-se efetuar a geração de vapor, o que torna o processo vantajoso do ponto de vista técnico, energético e ambiental, uma vez que o vapor é necessário ao processo produtivo e para a geração de energia eletromecânica; a recuperação química possibilita uma economia de matéria prima utilizada no processo, uma vez que recupera boa parte dos produtos químicos que compõem o licor branco. No quesito ambiental, tal processo trata um efluente industrial com alto poder de poluição, além de promover uma redução nos índices de consumo de combustíveis de origem fóssil.

Primeiramente o licor branco, que é a solução aquosa de hidróxido de sódio, NaOH, e sulfeto de sódio, Na₂S, é utilizado para o cozimento dos cavacos, que visa a separação das fibras de celulose da lignina, que está retida entre as fibras. Quando se atinge o maior grau possível de dissociação das fibras celulósicas dos materiais não aproveitáveis, o processo é interrompido. Ao atingir este ponto, o produto resultante passa por um processo de lavagem em sistema de contracorrente fechado, que resulta no licor negro. Este, por sua vez é enviado à unidade de evaporação, onde ocorre a concentração do resíduo.

Posteriormente à evaporação, o licor negro concentrado é queimado na caldeira de recuperação química, onde vapor é gerado a 4,2 MPa para o caso analisado. Os produtos desta combustão são



além do licor verde. Este novo resíduo vai para o processo de calcinação, do qual se obtém matéria-prima para o licor branco, que é o produto que será reenviado ao início do processo de obtenção das fibras de celulose. Assim temos o ciclo dos produtos químicos envolvidos no processo de fabricação da celulose.

3.3 O setor de papel e celulose no Brasil

O setor de celulose e papel é um dos grandes contribuintes para o setor de cogeração no Brasil, conjuntamente com o setor de açúcar e álcool. Segundo a Bracelpa, as unidades do setor se subdividem em:

- Categoria A, indústrias exclusivas de celulose;
- Categoria B, indústrias exclusivas de papel;
- Categoria C, indústrias de papel para fins sanitários;
- Categoria D, indústrias de fabricação de celulose e papel, também chamadas de unidades integradas;

Cada categoria tem um índice próprio de geração de eletricidade devido às características do processo. Em unidades integradas, a geração de energia elétrica chega a corresponder a 60% do total consumido enquanto nas unidades

exclusivamente de celulose atingem índices de até 85%. Já as fábricas de papel, por não possuírem resíduos aproveitáveis energeticamente, não conseguem suprir mais do que 10% do total de energia elétrica requerida (Velázquez, 2000).

Atualmente o Brasil possui 220 empresas, localizadas em 450 cidades de 16 Estados, das quais 35 exportam corriqueiramente, contando com mais de 108 mil empregados diretos. Em 2004 foram produzidos 9,6 milhões de toneladas de celulose (todos os tipos) e 8,5 milhões de toneladas de papel que geram um faturamento de R\$ 23,3 bilhões. Com esses valores, o Brasil ocupa a 11ª maior produtor de papel e o 7º maior produtor de celulose (BRACELPA 2004).

4. Estudo de caso

Este estudo de caso baseia-se numa indústria de celulose e papel, situada no interior do Estado de São Paulo. Por produzir simultaneamente celulose e papel esta se encaixa na categoria D, segundo classificação da ABTCP. Atualmente a indústria conta com duas unidades geradoras de vapor, sendo uma caldeira de biomassa e uma caldeira de recuperação química. A capacidade total de produção de vapor superaquecido é de 26,4 kg/s (95 t/h) a uma pressão média de 4,3 MPa e a uma temperatura média 440 °C.

Para a produção de energia elétrica, a unidade conta com duas turbinas, sendo a primeira de contrapressão (Turbina 1) e extração e a segunda puramente de contrapressão (Turbina 2). Os dados técnicos relativos a tais equipamentos encontram-se disponível na tabela 3.

Tabela 3– Dados técnicos referentes às turbinas a vapor existentes na empresa

Equipamento	Turbina 1	Turbina 2
Potência (kW)	7900/8600	3400
Pressão de admissão (MPa)	4,2 ~ 4,5	4,5
Temperatura de admissão (°C)	420 ~ 450	450
Rotação (rpm)	8000	6000
Consumo máximo de vapor (t/h)	85	Não disponível
Extração máxima a 1200 kPa (t/h)	38,25	Não possui

A configuração básica da unidade está apresentada na Fig. 4, onde se observa o coletor de alta pressão que distribui o vapor para as turbinas e, quando necessário, retransmite-o, através de uma válvula redutora de pressão, ao coletor de média pressão. O coletor de média pressão recebe o vapor extraído da turbina a 1,2 MPa, do qual é distribuído para os sopradores e digestores. Já o coletor de baixa pressão recebe o vapor de escape da turbina a 500 kPa, em média. Deste coletor, o vapor é enviado para os processos de celulose, evaporadores e papel, além do vapor utilizado para processos auxiliares.

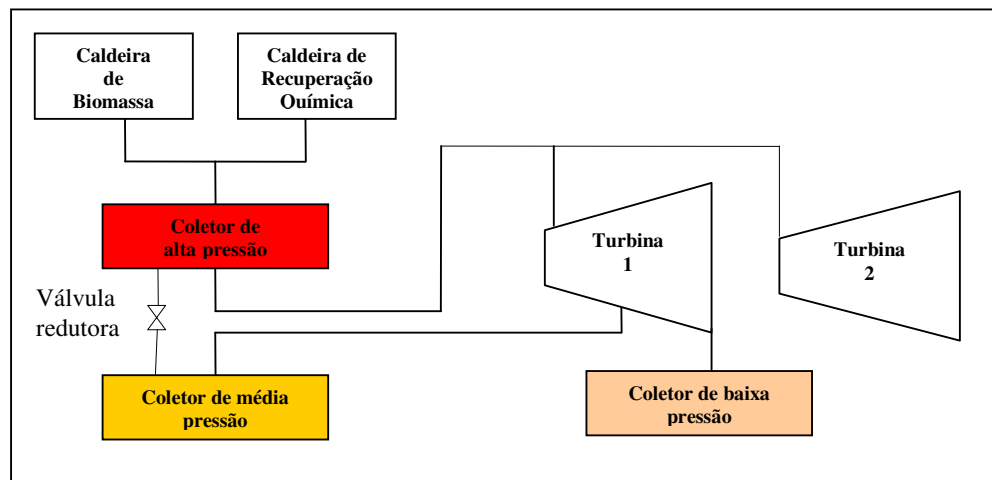


Figura 4 – Configuração atual da unidade

Atualmente, somente a turbina 1 encontra-se em operação devido a constantes falhas e paradas na unidade 2, a qual é acionada somente em ocasiões de emergência. Neste cenário, a empresa consegue uma produção de energia elétrica da ordem de 60% do total consumido. Para tal, há um consumo de pouco mais de 19,83 kg/s de vapor.

5.1 Disponibilidade de vapor e seleção do equipamento

A partir das informações técnicas dos equipamentos e da condição operacional típica da unidade de produção de vapor e sistema de geração de potência (Fig. 5), foi possível realizar um balanço de energia sobre a central de utilidades da empresa. Assim, obtiveram-se valores de produção de vapor de 22,8 kg/s de vapor superaquecido a 4,1 MPa e 425 °C pelo conjunto das caldeiras. Da totalidade de vapor produzido, 19,8 kg/s são expandidos na turbina 1, gerando 7111 kW de potência elétrica, e o restante é repassado para o coletor de média pressão. Também foi verificado o consumo de combustível em ambas as caldeiras, da ordem de 3,55 kg/s de lixo (PCI de 12540 kJ/kg) e 4,2 kg/s de resíduos (PCI de 11035 kJ/kg).

Com base nesses dados, verificou-se o rendimento da geração de energia elétrica e o rendimento global do sistema, para os quais se obtiveram valores de 7,82% e 59,62%, respectivamente. Em tal situação, a unidade não se encaixa como uma unidade de cogeração.

Na turbina 1, uma vazão de 8,9 kg/s de vapor a 1,2 MPa é extraída e direcionada ao coletor de média pressão, onde se encontra com o vapor que não foi expandido na turbina, o que resulta numa totalidade de 11,9 kg/s de vapor. Para os processos de média pressão, são disponibilizados 9 kg/s de vapor, restando cerca de 3 kg/s de vapor de média pressão, o qual possui um potencial de geração elétrica da ordem de 1200 kW se expandido até condições de condensação.

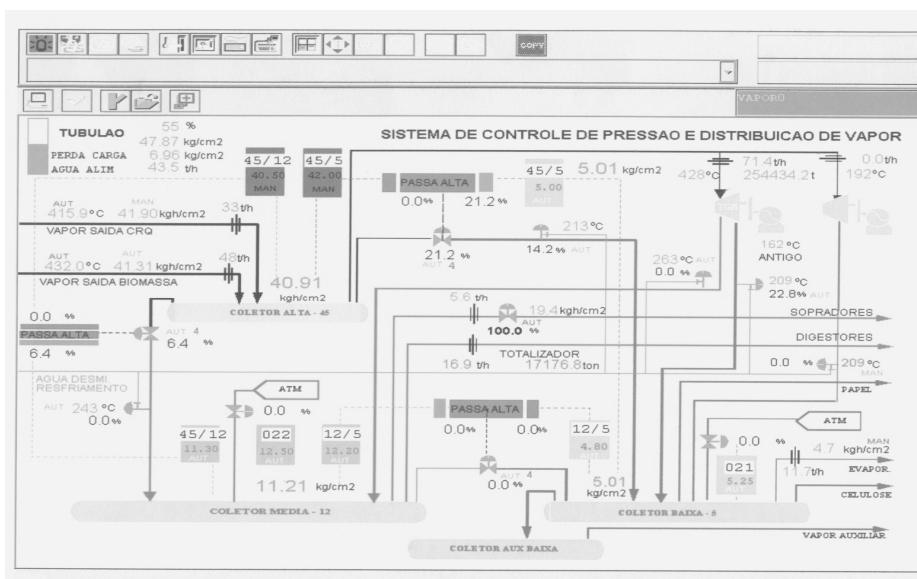


Figura 5 - Fluxograma da condição típica de operação

Foi realizado um estudo acerca do cenário de máxima produção de vapor pelas caldeiras, o que resultaria numa produção de 26,4 kg/s de vapor nas mesmas condições já citadas. Com isso, a turbina 1 poderia receber a vazão máxima de vapor (23,6 kg/s), gerando uma potência elétrica da ordem de 8500 kW, com uma extração de 10,6 kg/s de vapor a 1,2 MPa. Considerando os 2,8 kg/s de vapor que não seriam encaminhados à turbina 1, somados ao vapor extraído que não seria utilizado em processo, tem-se uma disponibilidade de pouco mais de 7,0 kg/s de vapor, oferecendo um potencial de geração elétrica da ordem de 2830 kW. Sendo assim, o potencial total da unidade chega a 11330 kW, atingindo assim a auto-suficiência em energia elétrica, uma vez que a potência requerida pela unidade encontra-se nesta ordem de grandeza.

Para a proposição de uma configuração que permitisse utilizar a disponibilidade energética prevista com a expansão da unidade de celulose, foi realizada uma cotação de turbinas a vapor. Em conformidade com as expectativas de aumento de produção a partir da ampliação da unidade de produção de celulose e pela aquisição de mais uma unidade geradora de vapor, considerou-se a seleção de uma turbina a vapor de condensação e extração que tivesse como capacidade máxima de consumo de vapor da ordem de 13,8 kg/s, com admissão do vapor a 4,3 MPa e 430 °C. Para as condições propostas, foram obtidas duas alternativas, as quais são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Descrição das turbinas a vapor sugeridas para o projeto

Características	Modelo 1	Modelo 2
Temperatura de admissão (°C)	430	430
Pressão de admissão (MPa)	4,1	4,1
Extração (kg/s)	5 a 3 kPa para aquecimento do condensado	45% da vazão para os coletores MP e BP
Potência (kW)	10000	7000
Custo (R\$ 1.000.000,00)	5,55	6,20

5.2 Análise econômica do projeto

Para que o projeto possa ser implementado, faz-se necessário que seja aprovado em relação aos quesitos econômicos de rentabilidade e retorno do capital investido. Primeiramente, foram calculados os custos associados ao combustível necessário para a geração da parcela extra de vapor. O custo da biomassa foi variado dentro de uma faixa de 0,007 (segundo Shchaeffer e Szkelo, 2001) a 0,014 US\$/kg (segundo Rodrigues, Walter e Faaij, 2003). Sendo assim, o custo da biomassa, para a cotação do dólar de R\$ 2,20, ficou entre R\$ 2.122.695,00 a R\$ 4.245.390,00.

Para a aquisição dos equipamentos, consideraram-se as condições para empréstimo a partir do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Social), com uma taxa de juros baseada na TJLP (Taxa de Juros a Longo Prazo), taxa essa vigente para financiamentos nesta instituição de fomento. A parcela anualizada para a quitação do investimento junto ao banco para cada modelo será de:

$$A_1 = 1.454.737,00 \text{ R\$/ano para o modelo 1;}$$

$$A_2 = 1.625.112 \text{ R\$/ano para o modelo 2.}$$

Outro fator a ser considerado na análise econômica de uma central de cogeração é o custo da energia de *back-up*. Esta tarifa refere-se ao custo da energia adquirida pela unidade no momento em que ela estiver parada, ou seja, a unidade consumirá energia da rede e não fornecerá excedente para a venda. Essa tarifa representa um tipo de “multa” da concessionária, uma vez que ela possui contrato de compra de excedente com a empresa. Segundo Melo (2002), o valor da energia de *back-up* tem um custo de até 137% do valor da energia comercializada normalmente. Este custo seria da ordem de 2.811.370,00 R\$/ano.

Os demais dados para a análise econômica seriam a economia gerada pelo fato de não ser mais necessária a compra de energia elétrica e a receita oriunda da comercialização da energia elétrica excedente. O custo da energia adquirida da rede de distribuição da concessionária local é de 139,36 R\$/MWh, e o preço de venda da energia excedente foi assumido como sendo de 104,39 R\$/MWh (CPFL, 2005).

Na Tabela 5 são apresentados os valores totalizados para a análise dos dois modelos de turbinas considerados na avaliação, bem como se apresentam a Taxa Interna de Retorno e o Valor Presente Líquido para cada situação a partir de uma análise que levou em conta um fluxo de caixa referente a 20 anos e taxa de juros anuais de 9,75%.

Para a composição dos cenários de análise, consideraram-se os seguintes fluxos de caixa:

- F_{11} : turbina de condensação Modelo 1 com custo menor para a biomassa
- F_{21} : turbina de condensação Modelo 1 com custo maior para a biomassa
- F_{12} : turbina de condensação Modelo 2 com custo menor para a biomassa

A combinação do segundo modelo de turbina na situação do maior custo do combustível (F_{22}) não é disponibilizada na Tabela 5 por não alcançar atratividade econômica na avaliação realizada.

Tabela 5 – Dados referentes à análise econômica

	Cenário 11	Cenário 12	Cenário 21
Custo do combustível(R\$/ano)	2.122.695,00	2.122.695,00	4.245.390,00
Parcela Anualizada do investimento (R\$/ano)	1.454.737	1.454.737	1.625.112
Energia de <i>back-up</i> (R\$/ano)	2.811.370	2.811.370	2.811.370
Energia economizada (R\$/ano)	3.010.176	3.010.176	3.010.176
Comercialização de energia (R\$/ano)	6.096.376	6.096.376	3.591.016
Taxa interna de retorno alcançada (% a.a.)	32	14	10
Valor presente líquido (R\$)	13.771.529,38	1.507.471,05	R\$ 79.999,03

5.3 Análise legal

A análise da central de geração do ponto de vista institucional consistiu em verificar se, nas novas condições operacionais decorrentes da expansão da unidade de celulose, a mesma poderia ser caracterizada legalmente como cogeneradora. Em caso positivo, a mesma poderia fazer uso de certas vantagens legais, bem como participar da comercialização de energia elétrica no mercado atacadista com tal qualificação.

Ao realizar-se a verificação referente à Resolução 21 da ANEEL, referente à regulamentação de centrais de cogeração, observou-se que a restrição térmica é alcançada com a inclusão de quaisquer das turbinas de condensação consideradas. Para a observância da segunda inequação, consideraram-se as adições de potência elétrica correspondentes a cada um dos modelos apresentados de turbinas de condensação e extração, bem como a parcela adicional de combustível que deverá ser consumida para a operação do novo equipamento. Em ambos os casos, não se configuram como satisfatórias as inequações, uma vez que o aumento no consumo de combustíveis renováveis é significativamente maior que o adicional de potência elétrica gerado.

A partir das análises realizadas, a empresa pode ser qualificada como produtora independente de energia tomando por base a turbina a vapor modelo 1, com taxa interna de retorno variando entre 14 e 32 % a.a., de acordo com os custos

máximo e mínimo considerados para a biomassa, caso seja do seu interesse comercializar o excedente eventualmente produzido na nova condição de projeto.

Os cálculos referentes à análise legal, contudo, não levam em consideração a expansão da capacidade produtiva; conseqüentemente, não foi considerado o incremento de energia térmica que o processo consumiria. Neste cenário futuro, provavelmente a unidade caracterizar-se-ia como uma central de cogeração baseada no amparo legal, podendo assim desfrutar dos incentivos oferecidos pelo Estado.

6. Conclusões

Em relação à escolha de qual das duas possibilidades a ser adotada (conjunto 1 combinado com o menor custo de combustível ou o segundo conjunto, desde que o valor do combustível seja bem próximo do menor valor), deve-se levar em conta o seguinte aspecto: o primeiro conjunto não oferece a oportunidade de flexibilidade em relação à disponibilidade de vapor para processo, nos patamares de pressão de 1,2 MPa e 500 kPa, uma vez que esta se trata de uma turbina puramente de condensação, com extração de vapor somente para o aquecimento da água do ciclo; já a segunda opção, mesmo apresentando menor atratividade econômica, com valor de TIR na casa dos 10% e VPL de R\$80.000,00, aproximadamente, pode oferecer disponibilidade de até 25 t/h de vapor nos patamares de pressão de processo, possibilitando assim, uma maior expansão da capacidade produtiva da unidade e, conseqüentemente, aumentando a possibilidade de maiores ganhos com o produto principal da referida indústria.

Sendo assim, a opção por qual dos dois modelos a ser adotado deve-se pautar nos aspectos econômico e produtivo. Caso a unidade tenha interesse em adentrar ao comércio de energia elétrica, visando ampliar seu leque de negócios, deve-se optar pelo primeiro conjunto. Já se a unidade primar pela manutenção de ramo único de atuação, a segunda opção de conjunto é mais viável pelos fatores supracitados.

Outro aspecto a salientar em relação à escolha das configurações é o custo da energia de *back-up*. O custo anual de tal tarifa supera o patamar de R\$ 2,8 milhões, valor considerável no contexto do projeto em análise. Caso a unidade não se interesse em adentrar no mercado de energia elétrica e sim conseguir a sua auto-suficiência energética, mantendo apenas um vínculo com a concessionária, a segunda opção é a mais recomendável, uma vez que garante disponibilidade de vapor e auto-suficiência energética.

7. Referências

- Balestieri, J. A. P. **Cogeração geração combinada de eletricidade e calor**. ed. Florianópolis: da UFSC, 2002. 279p.
- COGEN EUROPE. **Educogen**: 2nd., 2001. 176p. Disponível em: <http://www.cogen.org/downloadableas/project/EDUCOGEN_Tool.pdf>. Acesso em: 26 set. 2003.
- BRACELPA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PAPEL E CELULOSE. O setor Brasileiro de Papel e Celulose, 2004. Disponível em <http://www.bracelpa.org.br>. Acesso em: 07/09/2005.
- COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. Taxas e Tarifas 2005. Disponível em http://agencia.cpfl.com.br/portal-servicos/paulista/taxas_tarifas.asp. Acesso em 02/12/2005
- Schaeffer, R., Szklo, A.S. Future electric power technology choices of Brazil: a possible conflict between local pollution and global climate change. *Energy Policy*, v. 29, n. 5, p. 355-369, 2001.
- Rodrigues, M., Walter, A., Faaij, A. Co-firing of natural gas and Biomass gas in biomass integrated gasification/combined cycle systems. *Energy*, v. 28, n. 11, 2003, pp. 1115-1131, 2003.
- Melo, A.C.G. et.al. Pricing energy back up contracts of thermal plants in hydrothermal systems. Sevilha, Espanha. 14th PSCC (Sessions 15, Paper 5) 5p. 2.002. Disponível em: <<http://www.psc02.org/papers/s15p05.pdf>>. Acesso em: 02/12/2005
- Velásquez, S.M.S.G. A cogeração de energia no segmento de papel e celulose: contribuição à matriz energética do Brasil. Dissertação (Mestrado em Energia). São Paulo, Programa Interunidades de Pós Graduação, Universidade de São Paulo. 2000.

TECHNICAL, ECONOMIC AND LEGAL ANALYSIS FOR INSTALLING A CONDENSING STEAM TURBINE IN A PULP AND PAPER INDUSTRY

Rafael Rodrigues Terra Neto

Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia, Campus de Guaratinguetá. Av. Ariberto Pereira da Cunha 333, Pedregulho. Guaratinguetá – SP.
terra_net@yahoo.com.br

José Antônio Perrella Balestieri

Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia, Campus de Guaratinguetá. Av. Ariberto Pereira da Cunha 333, Pedregulho. Guaratinguetá – SP.
perrella@feg.unesp.br

Rubens Alves Dias

Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia, Campus de Guaratinguetá. Av. Ariberto Pereira da Cunha 333, Pedregulho. Guaratinguetá – SP.
rubdias@zipmail.com.br

Abstract

In this paper, a technical, economic and institutional analysis for the installation of a condensing steam turbine in a pulp and paper industry is presented. The data relative to the existing steam generating system was identified. A technical analysis was developed by using the basic tools of Thermodynamics. In the sequence, the economic and institutional analyses were developed based on steam turbines costs of a national manufacturer. It was considered the energetic needs of a future capacity expansion of the pulp and paper industry taken as a case study for selecting the steam turbines, and consequently the availability of steam to be expanded in the turbines.

Keywords: Cogeneration, Energy Efficiency, Economic feasibility.