

BARREIRAS E MECANISMOS DE IMPLEMENTAÇÃO À COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE BIOMASSA

Suani Teixeira Coelho

IEE/USP - CENBIO/Centro Nacional de Referência em Biomassa

David Zylbersztajn

Agência Nacional de Petróleo

RESUMO

Em vista das características sazonais da geração predominantemente hidrelétrica existente no país, a cogeração a partir do bagaço de cana poderia ser uma opção para complementação no período seco, com as correspondentes vantagens ambientais. O potencial de excedentes é significativo, principalmente a partir de novas tecnologias, mas os preços ainda não são atraentes quando comparados com os preços convencionais de mercado. Além disso há barreiras relacionadas com a legislação e a regulamentação da venda de excedentes. Este trabalho analisa estas barreiras e propõe mecanismos para auxiliar o planejamento do setor elétrico brasileiro na correta avaliação da bioenergia quando comparada com outras alternativas.

SUMMARY

Brazilian generation system presents highly seasonal characteristics due to its hydroelectric origin and sugar cane-origin electricity could be used as complementation for the dry period, with the corresponding environmental advantages. The potential for such surplus is significant, moreover with the introduction of more efficient technologies, but prices are not yet attractive, besides the existing barriers related to the current legislation and regulation. This paper analyzes barriers and mechanisms to help the planning of Brazilian electric sector in the correct evaluation of bioenergy use and production faced to other alternatives.

INTRODUÇÃO

A profunda reestruturação que o setor elétrico brasileiro atravessa, envolvendo não apenas as mudanças na legislação como também a privatização de suas empresas, é conseqüência, principalmente, da crise financeira que impossibilita os investimentos necessários para garantir a oferta de energia. Os riscos de déficit são

cada vez mais elevados e, apesar da tradicional tendência do setor em superestimar a demanda [1], nos últimos anos este crescimento vem superando todas as previsões existentes [2, 3,4].

Dentro desse contexto, a compra de excedentes de eletricidade gerados pelo setor industrial em processos de cogeração, como por exemplo aqueles produzidos pelas usinas de açúcar e álcool, seria uma opção viável para complementar a oferta de energia, principalmente no Estado de São Paulo e, em particular, no período seco.

Por outro lado, também para o setor sucroalcooleiro são conhecidas as vantagens da venda de excedentes de eletricidade, em vista de suas dificuldades econômicas e de sua necessidade de diversificação. Os inúmeros trabalhos que analisam o setor e o Proálcool, suas dificuldades e vantagens, destacam os diferentes aspectos e os benefícios da cogeração no setor. Entretanto, apesar da unanimidade de opiniões quanto aos seus benefícios, ainda não existem mecanismos especiais para a implementação de um programa de cogeração em larga escala no país.

Assim, o presente estudo analisa as barreiras existentes à viabilização da cogeração, em particular a partir de biomassa, bem como a discussão de mecanismos que viabilizem este processo no setor industrial, como por exemplo no caso das usinas de açúcar e álcool. Estes mecanismos incluem não apenas propostas de modificações na legislação e na regulamentação atualmente em vigor, mas também a inclusão dos custos ambientais na comparação dos custos de geração.

OS SETORES ENVOLVIDOS

O SETOR ELÉTRICO

Segundo a própria Eletrobrás [2], a insuficiência de recursos financeiros para investimentos na expansão dos sistemas elétricos vem provocando uma reprogramação sistemática das diversas obras de geração e de transmissão. Nos últimos três anos, o investimento total médio situou-se em cerca de R\$ 4 bilhões anuais, diante de uma necessidade de R\$ 6 bilhões.

Por outro lado, o consumo de energia elétrica vem apresentando um crescimento significativo principalmente a partir de 1994. Para o período 1994/96, este aumento foi de quase 6% a.a., bem superior ao crescimento no PIB (3,6% a.a.) e da população (2% a.a.), contra previsões de menos de 5%. Desta forma, os riscos de déficit são cada vez mais elevados, como mostra a Tabela 1, superando os limites de 5% definidos no próprio planejamento e atingindo o patamar de 15% em 1998 [2].

Tabela 1

Riscos anuais de déficit para o sistema interligado S/SE/CO		
Ano	Plano 1996/2005	Plano 1997/2006
1997	8%	5%
1998	10%	15%
1999	11%	13%
2000	6%	8%

Fonte: [2].

No Estado de São Paulo, importador de mais de 35% de seu consumo de energia elétrica, a situação é particularmente preocupante, principalmente durante o período seco. O consumo do estado cresceu quase 20% no período 1991/96, atingindo em 1996 90.695 GWh.

Também o Programa Decenal de Transmissão prevê dificuldades, em vista das restrições econômico-financeiras que limitam os investimentos, “com sérios reflexos no comportamento do sistema, através do aumento de perdas, deterioração nos níveis de tensão, sobrecargas em equipamentos e instalações, redução dos níveis de confiabilidade e, até mesmo, da situação extrema de não atendimento a determinadas cargas” [2].

O SETOR SUCRO-ALCOOLEIRO

São conhecidas as vantagens estratégicas e ambientais do Proálcool, bem como suas dificuldades econômicas, sendo freqüentemente discutidas suas perspectivas e eventuais mecanismos de fomento ao álcool como combustível para que seja competitivo com a gasolina. Entretanto, apesar dos diversos estudos existentes que analisam os custos de produção [5],[6], as perspectivas não parecem muito promissoras para os níveis atuais dos preços da gasolina. Mesmo incorporando-se as reduções potenciais previstas [5], de aproximadamente 8% sobre a parte agrícola e 22% sobre a parte industrial, os resultados não parecem indicar valores competitivos [7].

Há também as dificuldades relativas aos subsídios para o Proálcool visando sua manutenção. Mesmo considerando que a economia de divisas permitida pelo Proálcool, desde o início do Programa (1975) até 1996, é estimada entre 28 e 50 bilhões de dólares (dependendo da inclusão ou não de juros) [8, 9] não parece provável que este subsídio seja mantido. Assim sendo, permanece a questão sobre a possibilidade de ser o álcool competitivo com a gasolina, motivo pelo qual ainda estão sendo estudados vários mecanismos de incentivo ao Programa pela CIMA (Comissão Inter-ministerial do Álcool).

Portanto, nesta situação do setor sucro-alcooleiro são importantes os benefícios aportados pela venda de excedentes de eletricidade gerados a partir dos subprodutos do processo, principalmente pelo enorme potencial existente. Apesar de representar pequena influência sobre os custos de produção do álcool nas condições atuais de preço pago aos produtores pelos excedentes de eletricidade, a venda de excedentes teria a vantagem de permitir a diversificação do setor, dando condições de estabilidade econômica para o setor [10].

A SOCIEDADE

Também para a sociedade a cogeração de eletricidade a partir de biomassa apresenta vantagens. Os benefícios ambientais da bioenergia já são conhecidos, em particular pelo balanço quase nulo das emissões de carbono. Somente no Estado de São Paulo, em 1996, as emissões de CO₂ foram de 64,79 Mt, originadas pela queima de combustíveis fósseis, correspondendo a um aumento de mais de 50% com relação a 1982, sendo o setor industrial responsável por mais de 30% das emissões [4].

Para a sociedade há também os aspectos positivos de um programa de geração de excedentes em larga escala, com a dinamização do setor de bens de capital e aumento da demanda de serviços especializados, aumento na arrecadação de impostos, aumento e/ou estabilização de empregos na zona rural [10].

Com relação aos empregos na zona rural, há que ser considerada uma outra questão emergente, particularmente no Estado de São Paulo, que é a mecanização da colheita de cana crua. Sua implantação aparece como uma realidade bastante próxima, em consequência não apenas dos impactos ambientais das queimadas e da legislação ambiental em vigor no estado, como também pelos seus aspectos econômicos [11]. Apesar de mais cara, a colheita de cana crua permite o aproveitamento de palhas e pontas, com um conteúdo energético correspondente ao dobro do bagaço de cana [12]. Desta forma, torna-se cada vez mais necessária uma política social que analise a situação do desemprego gerado por este processo, com a implementação de políticas especiais [13].

AS BARREIRAS EXISTENTES À COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE NO SETOR SUCRO-ALCOOLEIRO

BARREIRAS ECONÔMICAS

Apesar do enorme potencial e do Protocolo de Cogeração existente entre o setor sucro-alcooleiro e as concessionárias do Estado de São Paulo, o excedente de eletricidade comprado das usinas de açúcar e álcool ainda é bastante reduzido (26 MW excedentes, 96 GWh comprados

na safra de 1996/97, menos de 1% do consumo do estado). Um dos motivos deste fato é a falta de consenso entre as partes com relação ao preço de venda dos excedentes, em virtude das várias reduções na referência tarifária estabelecida pela Eletrobrás.

Este preço de compra é limitado pelo custo marginal de expansão da região, tradicionalmente estabelecido pelo GCPS, Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos da Eletrobrás. No Plano 1997/2006, este valor para o sistema interligado foi estimado em US\$ 40/MWh, contra US\$ 38/MWh para o ano anterior [2]. Na verdade, desde a assinatura do Protocolo, as estimativas dos custos de expansão desta região, estabelecidos pela Eletrobrás, têm decrescido significativamente, desde US\$ 45/MWh em 1993 (dólares de 1993) até US\$ 38/MWh em 1995 (dólares de 1995). O valor estabelecido para 1996, US\$ 40/MWh, foi “recomendado” pelo GCPS [2], considerando que o custo marginal de expansão estaria na faixa de US\$ 35 a 45/MWh. Entretanto, para os estados de Mato Grosso do Sul e Mato Grosso as estimativas [2] indicam US\$ 45/MWh. Já para o Estado de São Paulo existem avaliações indicando para o custo de geração local (“area specific cost”) valores de R\$ 53/MWh [14].

Há, portanto, dois aspectos a serem analisados. O primeiro é a não inclusão dos custos de transmissão no preço de compra dos excedentes, uma vez que a geração de excedentes é efetuada diretamente na tensão da rede de distribuição, sem custos de transmissão. O outro aspecto é a possibilidade de venda de eletricidade a terceiros, através da figura do produtor independente de energia (PIE), recentemente introduzida na legislação do setor.

Neste último caso, deve-se observar que apenas em 11/11/97 foi publicada a Portaria 459/97 com a “Regulamentação do Acesso à Rede Elétrica”, o que deveria viabilizar as operações dos cogeneradores como PIE. Entretanto, a questão parece ser mais política do que técnica ou econômica; em algumas ocasiões a própria Eletrobrás [15] havia antecipado que a tarifa de pedágio seria aproximadamente US\$12/MWh e, no entanto, simulações preliminares efetuadas [7] indicam valores de quase US\$ 40/MWh para os custos de transmissão e distribuição num estudo de caso considerado, o que claramente dificulta a venda a terceiros.

Também não é levado em conta que a geração de excedentes do setor sucro-alcooleiro ocorre no período seco, correspondente às maiores dificuldades para oferta de energia na região Sudeste devido à hidrologia da região. Frequentemente a geração apenas durante a safra é encarada como uma desvantagem pelo setor elétrico, quando na verdade ocorre o contrário.

BARREIRAS INSTITUCIONAIS E LEGISLATIVAS

O Plano 1997-2006 da Eletrobrás [2] não inclui nenhuma referência específica à compra de excedentes de eletricidade, nem à utilização de biomassa como fonte renovável, limitando-se a incentivar de forma geral a auto-

produção e a cogeração. Aliás, nem mesmo o Plano 2015 da Eletrobrás faz maiores referências à geração a partir de biomassa, exceto com relação à planta de gaseificação de madeira do projeto SIGAME/CHSESF [16], em implantação.

Além da questão de preço de compra dos excedentes, há as exigências técnicas para regularização das unidades de cogeração e para interligação e venda de excedentes, bem como as dificuldades burocráticas impostas pela legislação, em particular para venda de eletricidade a terceiros. Apesar da lei do PIE em vigor e da regulamentação ocorrida em 1997, a própria Eletrobrás reconhece que ainda há dificuldades para sua utilização [17].

Assim, várias usinas que poderiam gerar excedentes - ou aumentar sua geração - optam por não assumir maiores responsabilidades. No Estado de São Paulo, através da Agência para Aplicação de Energia (AAE), existe um esforço no sentido de viabilizar a cogeração de excedentes, bem como para auxiliar as usinas [18,19] em atender às exigências então estabelecidas pelo então DNAEE (antes da criação da ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica). Esta política existente, entretanto, não impede que, dentro das próprias concessionárias, se verifiquem resistências em escalões inferiores, que encaram a compra de excedentes como “perda de poder” ou “perda de clientes”, considerando-a “desnecessária”.

Na ocasião em que este trabalho estava sendo editado, encontrava-se em fase final de elaboração uma proposta de lei obrigando as concessionárias a comprar excedentes de eletricidade de cogeneradores (pelo menos 50 % da expansão, até um total de 50 MW de cada cogenerador), com uma tarifa de compra privilegiando a energia renovável. Entretanto, até então esta proposta não foi assinada, principalmente pela resistência oposta por parte de algumas concessionárias.

Por sua vez, grande parte das empresas do setor sucro-alcooleiro também encara com reservas e conservadorismo a cogeração de eletricidade, considerando que seus produtos principais são o açúcar e o álcool, e não a eletricidade. Assim, em muitos casos, mesmo quando há necessidade de troca de equipamentos antigos e obsoletos, a opção por tecnologias mais eficientes (caldeiras de alta pressão, por exemplo) acaba por não se viabilizar, apesar das mesmas serem comercializadas há longo tempo no país.

MECANISMOS DE FOMENTO À COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE BIOMASSA

CRITÉRIOS PARA DETERMINAÇÃO DO CUSTO DA ELETRICIDADE E DO VAPOR EM PROCESSOS DE COGERAÇÃO

Para permitir a definição adequada do custo de geração dos excedentes de eletricidade, a metodologia mais adequada é a da análise termoeconômica. Esta é a única metodologia que permite uma avaliação exata dos custos da eletricidade e do vapor de processo por se basear no conceito de exergia, que combina as duas leis da Termodinâmica [20]. Este método é o mais adequado para avaliação econômica de processos de cogeração [21], porque permite avaliar rigorosamente os custos de produção tanto do vapor de processo como da eletricidade.

Neste contexto, estudos preliminares foram desenvolvidos [22,23], aplicando a metodologia para avaliação dos custos dos excedentes para uma usina padrão, a partir de dados levantados por [24]. Levando em conta a necessidade de serem atualizados os investimentos mencionados em [24], estão atualmente em desenvolvimento estudos [7] com este objetivo.

Esta metodologia, com suas diferentes opções (métodos de partição de custos, [21]), poderia ser utilizada como referência para as negociações do preço de venda dos excedentes pelas próprias usinas que, neste caso, teriam condições de estabelecer seu custo real de geração tanto da eletricidade como do vapor de processo.

LEGISLAÇÃO DE INCENTIVO À COGERAÇÃO

Na proposta de Decreto-lei atualmente em discussão, apesar da intenção de viabilizar a cogeração, impondo a compra da eletricidade produzida em processos de cogeração, há ainda alguns aspectos a serem considerados:

- o preço de compra dos excedentes de eletricidade pelas concessionárias continua tomando por base o custo marginal de geração, sem incluir o custo de transmissão. Uma outra opção, mais adequada, seria a utilização do custo evitado, como ocorre em países da União Européia e nos Estados Unidos [10].
- um outro aspecto é a questão do “bônus”: é proposto um acréscimo de 10% para eletricidade gerada a partir de biomassa e de 20% para eletricidade gerada no setor terciário. Ora, considerando-se que na maior parte dos casos a geração no setor terciário se dará a partir de gás natural, verifica-se que o maior “bônus” está sendo oferecido aos combustíveis fósseis e não à biomassa...

Um outro exemplo internacional que poderia ser adaptado ao caso brasileiro é o programa “NFFO - Non

Fossil Fuel Obligations”, desenvolvido na Inglaterra [25], onde uma tarifa mais elevada é efetivamente ofertada às energias renováveis, porém com a cláusula especial de ser decrescente ao longo do tempo, obrigando os geradores a serem competitivos.

Já para a viabilização de tecnologias mais eficientes (como, por exemplo, gaseificação de biomassa/turbina a gás), com custos mais elevados, existe o mecanismo de incorporação dos custos ambientais aos custos de geração.

INCORPORAÇÃO DE CUSTOS AMBIENTAIS

Como, em geral, os custos ambientais (e/ou sociais), também chamados “custos externos” ou “externalidades”, não são incluídos nos custos de geração de eletricidade, os resultados obtidos para os processos convencionais são inferiores aos custos de geração a partir de biomassa que, desta forma, não parece ser viável em termos econômicos [26, 27, 28].

São, como se sabe, significativos os impactos sociais e ambientais, bem como seus custos, referentes às hidrelétricas de grande porte, que correspondem à forma mais tradicional de geração elétrica no país [29], inclusive em termos de emissão de gases de efeito estufa, em consequência da decomposição de matéria orgânica submersa [30]. Evidentemente, também são significativos os custos ambientais referentes às emissões poluentes em sistemas termelétricos [27].

Estes custos são extremamente elevados quando comparados aos custos de geração a partir de bagaço de cana [31,32], demonstrando as vantagens ambientais da biomassa. Mesmo incluindo as emissões de poluentes na fase agrícola (produção da cana), provenientes dos combustíveis fósseis usados, obteve-se um valor (preliminar) de externalidades inferior a 0,4 US\$/MWh.

Por outro lado, a literatura existente indica custos ambientais de até 11 US\$/MWh para ciclos combinados a gás natural, de até 79 US\$/MWh para ciclos a vapor com óleo combustível [26], de 28,7 a 78,4 US\$/MWh para termelétricas a carvão [33].

A tabela 2 apresenta os resultados obtidos [27] para o caso brasileiro, avaliando as externalidades pelo método do custo do dano e comparando os resultados com os custos ambientais oficiais, obtidos pelo método do custo de controle.

Tabela 2: Comparação dos custos ambientais de formas convencionais de geração de eletricidade no Brasil:

(US\$/MWh, 1994)			
Custos	Belo Monte (UHE)	Candiota III (UTE)	Angra II (UN)
Custos de geração	35	52	70
Custos de controle ^a	0,8	6,2-13,6	21,0-28,0
Total	35,8	58,2-65,6	91-98
Custo do dano ^b	3,7-7,9	13,0-27,3	28,9-57,9
Total	38,7-42,9	65,0-79,3	98,9-127,9

Fontes: [27]. Notas: (a) Custos oficiais de controle; (b) Pesquisa WTP - "willing to pay" [27].

Observe-se que nas termelétricas com combustíveis fósseis não estão consideradas as taxas de carbono correspondentes às emissões de CO₂. No caso das emissões de carbono responsáveis pelo efeito estufa, o balanço no caso da biomassa, como se sabe, é praticamente nulo. Apenas quando se considera o ciclo completo da biomassa, incluindo o consumo direto e indireto de fósseis verifica-se a emissão de CO₂, mas mesmo neste caso extremamente inferior ao caso das termelétricas a combustíveis fósseis como mostra a tabela 3.

Tabela 3: Comparação das emissões de CO₂ na geração de eletricidade a partir de biomassa, com as emissões a partir de combustíveis fósseis.

Referências	Combustível	Emissões - kg CO ₂ /kWh
Preliminar[7]	cana de açúcar ¹	0,057 - 0,11 ⁴
NREL (EUA) ³	madeira ²	0,046 ⁵
UTE [7]	OC ⁶	0,87 ⁷ (somente da queima do combustível)
UTE [7]	GN ⁸	0,38 ⁷ (somente da queima do combustível)

Notas: (1) Avaliação preliminar do ciclo completo (LCA), incluindo a energia indireta contida nos equipamentos e insumos dos processos agrícolas e industrial [35]. (2) Ciclo completo (LCA), incluindo energia indireta contida nos equipamentos e insumos; (3) [34]; (4) Ciclo Rankine / sistema de gaseificação de bagaço/turbina a gás. Eficiência de cogeração de 100 a 300 kWh/tc. Partição entre vapor e eletricidade efetuada em base exergética [7]; (5) Gaseificador/turbina a gás, sem cogeração; (6) Ciclo Rankine convencional, eficiência 30%, emissões do OC [4]; (7) Emissões correspondentes apenas à queima do combustível, sem considerar energia indireta; (8) Ciclo combinado, eficiência 50%, emissões de GN [4].

Assim, dentro dos mecanismos de fomento à cogeração a partir de biomassa, a incorporação dos custos ambientais na comparação dos custos de geração permite que se possa determinar o potencial real da eletricidade gerada, com base nos custos reais para a sociedade.

Enfim, existem diversos mecanismos que podem colaborar para o fomento da cogeração de eletricidade a partir de biomassa, baseados em aspectos econômicos, político-institucionais e ambientais. Desta forma, pode-se complementar a matriz energética brasileira, garantindo a oferta de eletricidade e, ao mesmo tempo, colaborando para a manutenção do Programa Nacional do Álcool.

REFERÊNCIAS

- [1] -BÔA NOVA, A.C. **Energia e Classes Sociais no Brasil**. São Paulo, Ed. Loyola, 1985, pp. 105-149.
- [2] -ELETROBRÁS. **Plano Decenal de Expansão-1996-2005/1997-2006**. Brasília, 1995,1996.
- [3] -BEN. **Balço Energético Nacional**. Ministério de Minas e Energia, Brasília. Vários anos.
- [4] -BEESP. **Balço Energético do Estado de São Paulo**. Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, São Paulo. Vários anos
- [5] -MACEDO, I.C. A Tecnologia para o Setor Sucroalcooleiro: Situação Atual e Perspectivas. In: FERNANDES, E.S.L., COELHO, S.T. (org.) **Perspectivas do Álcool Combustível no Brasil**. IEE/USP, São Paulo, 1996, pp. 57-64
- [6] -GOLDEMBERG, J. The Evolution of Ethanol Costs in Brazil. **Energy Policy.**, V.24, N.12,1996, pp-1127-1128.
- [7] -COELHO, S.T. **Mecanismos para Implementação de um Programa de Cogeração de Eletricidade a Partir de Biomassa no Estado de São Paulo**. Tese de Doutorado (em desenvolvimento). Orientador: prof. Dr. D. Zylbersztajn. IEE/USP. São Paulo, 1998.
- [8] -MOREIRA, J.R., GOLDEMBERG, J. **The Alcohol Program**. Preparado para o Ministério de Ciência e Tecnologia (mimeografado), Brasília, 1997.
- [9] -DATAGRO - **Informativo Reservado Quinzenal sobre a Indústria Sucro-Alcooleira**. São Paulo, 1997.
- [10] -WALTER, A.C.S. **Viabilidade e Perspectivas da Co-geração e Geração Termelétrica no Setor Sucroalcooleiro**. (Tese de Doutorado). UNICAMP, Campinas, 1994.
- [11] -SACHS, R. C. **Eliminação das Queimadas e Valorização da Biomassa da Cana-de-açúcar** (mimeografado). UNICAMP, Campinas, 1996 .
- [12] -BRAUNBECK, O, BAUEN, A, ROSILLO-CALLE, F., CORTEZ, L. Prospects for Green Cane Harvesting and Cane Residues Valorisation in Brazil. **Biomass and Energy** (aceito para publicação), 1997.
- [13] -FREITAS, M.A V. **O Programa Nacional do Álcool**. Centro Nacional de Referência de Biomassa/USP, Nota Técnica (mimeografado), São Paulo, 1997.

- [14] - SWITCHER, J.N. et alii. **Using area-specific cost analysis to identify low incremental cost renewable options: a case study of co-generation using bagasse in the state of São Paulo.** GEF, Washington, 1997.
- [15] - CARRARO, B. Palestra proferida no seminário OPORTUNIDADES DE COGERAÇÃO NA INDÚSTRIA QUÍMICA (ABEQ) São Paulo, 1997.
- [16] - CARPENTIERI, A E., LARSON, E.D., WOODS, J. **Prospects for Sustainable Utility-scale Biomass-based Electricity Supply in Northeast Brazil.** Princeton University, PU/CEES Report N^o. 270, 1992.
- [17] - BAPTISTA, L.F. (Eletrobrás). Participação no I Encontro "Parcerias para Desenvolvimento Tecnológico e Industrial em Bioenergia, org. pelo CENBIO/NIPE, Campinas, 1998.
- [18] - PESSINE, R.T. et al., A Regularização de Unidades Termelétricas de Cogeração. In: XIV SNPTEE. **Anais.** Outubro de 1997, Belém.
- [19] - CURY, L. A B. et al., O Desenvolvimento e as Perspetivas da Cogeração no Estado de São Paulo. In: XIV SNPTEE. **Anais.** Belém, Outubro de 1997.
- [20] - KOTAS, T.J. **The Exergy Method of Thermal Plant Analysis.** Butterworths, Londres, 1985.
- [21] - BEJAN A., TSATSARONIS, G., MORAN, M. **Thermal design and optimization.** John Wiley & Sons, Inc., New York., 1996.
- [22] - COELHO, S. T., OLIVEIRA JR., S., ZYLBERSZTAJN, D. Thermoeconomic Analysis of Electricity Cogeneration from Sugarcane Origin. In: THIRD BIOMASS CONFERENCE OF THE AMERICAS. **Anais.** Montreal, Agosto de 1997. Vol. II, pp. 1631-1640.
- [23] - COELHO, S. T., OLIVEIRA JR., S., ZYLBERSZTAJN, D. Análise Termoeconômica da Cogeração de Eletricidade a partir do Bagaço de Cana em uma Usina de São Paulo. In: XIV COBEM - Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica - **Anais,** Bauru, dezembro de 1997.
- [24] - COPERSUCAR-ELETROBRÁS. **Geração de energia elétrica em usinas e destilarias. Relatório técnico,** pp.1-37. Copersucar, São Paulo, 1991.
- [25] - MITCHELL, C. The Renewables NFFO: a review. **Energy Policy.** Vol. 23, N. 12, pp. 1077-1091, 1995.
- [26] - OTTINGER, R.L. et al., **Environmental Costs of Electricity.** Pace University, Oceana Publ. 1991.
- [27] - FURTADO, R.C. **The Incorporation of Environmental Costs into Electric Power System Planning in Brazil.** (Tese de Doutorado) Imperial College, Londres, 1996.
- [28] - ExternE, **Externalities of Energy.** Comissão Européia (DG XVII), Bruxelas, 1995 (vários volumes)
- [29] - MOREIRA, J.R., POOLE, A.D. **Hydropower and its Constraints.** Secretaria de Ciência e Tecnologia, Brasília, 1991.
- [30] - ROSA, L.P., SCHAEFFER, R., SANTOS, M.A. Methane and Carbon Dioxide Emissions of Hydroelectric Power Plants in the Amazon Compared to Thermoelectric Equivalent. In: WORKSHOP AND LATIN AMERICAN SEMINAR ON GREENHOUSE GAS EMISSIONS OF ENERGY SECTOR AND THEIR IMPACTS. **Anais.** Rio, 1995.
- [31] - COELHO, S. T., ZYLBERSZTAJN, D. A preliminary analysis to improve electricity cogeneration from biomass origin in Brazil. In: **Biomass** (P. Chartier, G. L. Ferrero, U. M. Henius, S. Hultberg, J. Sachau, M. Wiinblad, ed.), Elsevier Science, Oxford. 1996. Vol.1, pp 446-458.
- [32] - COELHO, S. T., BOLOGNINI, M. F. Incorporation of externalities as a mechanism to improve electricity cogeneration in Brazilian sugar/alcohol plants. In: III CONFERENCIA DE TERMOENERGETICA INDUSTRIAL. Las Villas, 1996.
- [33] - TELLUS, Tellus Institute. **Valuation of Environmental Externalities for Energy Planning and Operations.** Boston, 1990.
- [34] - MANN, M. K., SPATH, P.L. **Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined Cycle Power System.** NREL, Colorado, 1997.
- [35] - MACEDO, I. C. **Greenhouse Gas Emissions and Bio-ethanol Production/utilization in Brazil.** Internal report CTC-05/97. pp. 3-14. Copersucar, São Paulo, 1997.