



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CA TCC/UNICAMP P658e
IE – INSTITUTO DE ECONOMIA



1290001121



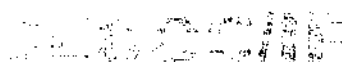
**“ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DA UTILIZAÇÃO DE
RESÍDUOS DA CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL”**

CARLOS EDUARDO SCHUCH PINTO

ORIENTADOR: Prof. Dr. ADEMAR RIBEIRO ROMEIRO

Campinas/SP

Novembro de 2003





**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
IE – INSTITUTO DE ECONOMIA**

**“ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DA UTILIZAÇÃO DE
RESÍDUOS DA CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL”**

CARLOS EDUARDO SCHUCH PINTO

ORIENTADOR: Prof. Dr. ADEMAR RIBEIRO ROMEIRO

Relatório Final de Monografia, apresentado
com fins de aproveitamento de créditos da
disciplina CE 851 – Monografia II, do
Instituto de Economia da Unicamp.

Área: Economia do Meio Ambiente

Campinas/SP

Novembro de 2003

“Se há uma síntese possível para este final de século, pode-se caracterizá-la como o esgotamento de um estilo de desenvolvimento que mostrou-se ecologicamente predatório, socialmente perverso e politicamente injusto. É, de certa forma, surpreendente que a ciência econômica não tenha levado em conta até hoje essa verdade tão familiar às ciências naturais, resumida na célebre frase de Lavoisier: “Nada se cria. Nada se perde. Tudo se transforma”

Celso Furtado

RESUMO

As vantagens da produção de eletricidade a partir da biomassa – inclusive a venda de excedentes de eletricidade por cogeneradores – já foram estudados em inúmeros trabalhos, que analisam seus benefícios para os setores envolvidos e para a sociedade em geral, principalmente os aspectos ambientais e estratégicos. No entanto, ainda não se verificou a implementação de um programa amplo de cogeração no setor sucroalcooleiro, devido à existência de inúmeras barreiras no país. Diante desse cenário, pretende-se com esse estudo dar uma contribuição no que tange à produção de energia elétrica a partir de resíduos de biomassa – no caso, da cana-de-açúcar – mostrando que esta é viável economicamente, apesar dos entraves comerciais e institucionais, e da própria natureza de risco que um investimento nesse tipo de negócio implica.

O estudo foi dividido em duas etapas. Na primeira, foi realizada uma caracterização do setor sucroalcooleiro brasileiro, destacando o levantamento total da quantidade de resíduos disponível nesta lavoura. Na segunda, foi realizado um estudo de caso com uma usina de porte médio paulista, onde foi aplicado o cálculo econômico da viabilidade de se implementar este tipo de cogeração de eletricidade, destacando também os impactos ambientais deste processo.

Palavras-chave: Cogeração – Cana-de-Açúcar – Externalidades

AGRADECIMENTOS

Ao Programa Institucional de Bolsas de Iniciação Científica, fomentado pelo CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, e pelo SAE/UNICAMP – Serviço de Apoio ao Estudante, que propiciaram o desenvolvimento desta pesquisa;

Ao Professor Ademar Ribeiro Romeiro, que, apesar das inúmeras atribuições e responsabilidades, sempre esteve disponível para a orientação necessária ao desenvolvimento deste trabalho, incentivando e apoiando sua execução;

Ao Professor Pedro Ramos, pelos conselhos e sugestões de correção em diversos pontos deste trabalho;

Aos Professores Arnaldo César da Silva Walter e Isaías Macedo, pelas valiosas contribuições dadas à época da realização do projeto desta pesquisa;

Ao Engenheiro Eletricista Barsanulfo Jacinto Xavier Filho, especialista em Planejamento Energético e Cogeração da CPFL e ao Engenheiro Elétrico Antônio Alves dos Santos, responsável pela área de planejamento energético da Usina Ester, pela ajuda à época das pesquisas de campo e pelas valiosas contribuições dadas a essa pesquisa,

Aos amigos e colegas de curso que me incentivaram a realizar esse trabalho, em especial, a Rogério Frediani, pesquisador do NEIT - Núcleo de Economia Industrial e da Tecnologia da UNICAMP, pela amizade, conselhos e pelo apoio sempre presente desde os primeiros passos na pesquisa acadêmica,

E por fim, e não menos importante, aos meus familiares, em especial, aos meus pais, que me apoiaram desde o início quando resolvi me dedicar à pesquisa acadêmica, o meu especial agradecimento pelos incentivos e pela compreensão sempre presente.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	7
Introdução – A Produção de Cana-de-Açúcar e o Setor Elétrico Brasileiro	8
Capítulo 1 – Levantamento da Quantidade de Resíduos do Setor Sucro-Alcooleiro.....	20
Capítulo 2 – Barreiras à Implementação de Projetos de Cogeração.....	27
2.1 – Barreiras Tecnológicas	27
2.2 – Barreiras Econômicas e Financeiras.....	28
2.2.1 – Processo de Financiamento	28
2.2.2 – Processo de Comercialização	32
2.3 – Barreiras Político-Institucionais (Regulatórias)	33
2.3.1 – O Ponto de Vista do Setor Elétrico.....	34
2.3.2 – O Ponto de Vista do Setor Sucro-Alcooleiro	38
2.3.3 – O Ponto de Vista dos Agentes Econômicos Privados	39
2.4 – Conclusões Preliminares	40
Capítulo 3 – Estudos de Caso e Cálculo de Viabilidade Econômica	42
3.1 – Estudo de Caso I: A CPFL e os Programas de Incentivo a fontes	42
3.2 – Estudo de Caso II – Usina Ester	46
3.2.1 – Breve Histórico e Alguns Dados Gerais.....	46
3.2.2 – A co-geração e a comercialização de excedentes na Usina Ester	48
3.2.3 – Cálculo da Viabilidade Econômica	49
3.2.3.1 – Metodologia e Principais Conceitos.....	49
3.2.3.2 – Levantamento do Fluxo de Caixa e o Cálculo da TIR e VPL	50
3.2.4 – Conclusões Preliminares	56
Capítulo 4 – As Externalidades no Setor Sucro-Alcooleiro	57
4.1 – Alguns Conceitos Básicos	57
4.2 – Barreiras à introdução de taxas ambientais	61
4.3 – Técnicas para a estimação de Externalidades.....	62
4.4 – A Avaliação de Externalidades	63
4.5 – Impactos Ambientais no setor sucro-alcooleiro – As Externalidades	65
4.5.1 – Fase Agrícola.....	65
4.5.2 – Fase Industrial	68
4.6 – Conclusões Preliminares	69
Capítulo 5 – Conclusões Finais	72
BIBLIOGRAFIA	76
ANEXO	78

APRESENTAÇÃO

A presente monografia pretende contribuir para o debate sobre a viabilidade econômica da produção de energia elétrica a partir de resíduos do cultivo da cana-de-açúcar no Brasil. Para tanto, analisa a literatura existente sobre este assunto e tenta mostrar quais são os impasses que impedem que esse tipo de energia seja utilizado em larga escala no país.

A fim de que esse estudo fosse mais bem realizado, foi feita a divisão do projeto em duas partes. A primeira parte compreende a escolha de uma usina paulista de tamanho médio – que processa em torno de 1,5 milhão de toneladas de cana-de-açúcar por ano – além de um panorama geral sobre o setor sucroalcooleiro. A segunda parte mostra o cálculo de viabilidade econômica de se implementar melhoramentos técnicos no processo de co-geração, que permitam a produção de um excedente maior de eletricidade.

A metodologia utilizada para a realização da pesquisa foi, numa primeira etapa, a reunião de material bibliográfico encontrado tanto em bibliotecas como na Internet, em *sites* específicos sobre o assunto. Ou seja, foram coletados dados diversos e organizados de forma sistemática para que fossem aproveitados ou não numa outra ocasião.

A segunda etapa compreendeu a leitura detalhada do material pré-selecionado, onde foi feita a escolha da bibliografia já tendo em vista o trabalho preliminar a ser desenvolvido, qual seja: mostrar um panorama geral do setor sucro-alcooleiro, caracterizando-o e levantando o real potencial da cogeração por resíduos de cana-de-açúcar no Brasil.

A terceira e última etapa consistiu em iniciar a redigir este relatório de monografia, onde serão apresentados sinteticamente os resultados obtidos durante a pesquisa. A redação foi feita com base numa revisão crítica da bibliografia reunida e selecionada, condensando os principais pontos referentes ao assunto tratado.

Introdução – A Produção de Cana-de-Açúcar e o Setor Elétrico Brasileiro: Uma Perspectiva Histórica

Esta etapa introdutória de contextualização inclui uma breve análise histórica da produção de cana-de-açúcar no Brasil (com ênfase à constituição da agroindústria canavieira) e do setor elétrico no Brasil, com ênfase na participação da biomassa no planejamento do sistema elétrico nacional, em particular, destacando a questão da reduzida participação da cogeração e das energias renováveis no planejamento.

1. Raízes da Produção e da Agroindústria Canavieira no Brasil e sua Consolidação

Desde que teve início a ocupação do território brasileiro no século XVI, podemos observar a sua inserção econômica voltada para a produção de caráter eminentemente mercantil. Ou seja, desde o seu início, sua função no contexto internacional era fornecer produtos para os mercados da sua metrópole, Portugal.

E foi com esse objetivo que os portugueses instalaram no território brasileiro a lavoura de cana-de-açúcar, que era na época uma planta de alto valor comercial na Europa, aproveitando o largo conhecimento já acumulado na exploração comercial de outras áreas de seu domínio.

A cultura da cana-de-açúcar tornou-se, assim, a primeira explorada comercialmente no Brasil, visto que a cultura do pau-brasil, anterior à da cana-de-açúcar, tinha um caráter extrativo apenas, não sendo efetivado o seu plantio em larga escala. Seguiu-se à cultura da cana outras que tiveram o mesmo propósito: o de gerarem produtos para os mercados metropolitanos.

Daí se depreende o sentido geral de nossa colonização: o de ter sido uma ocupação mercantil-econômica, e não de povoamento. Mas, como bem lembra Ramos (1999), isso não quer dizer que, em algumas áreas, não tenha sido feita uma colonização com interesses distintos, como a de ocupar uma área única e simplesmente. A ocupação ocorrida na região Sul, de clima temperado e semelhante ao da metrópole, teve objetivos apenas de ocupar a área que estava sendo preterida pela metrópole concorrente, Espanha.

Dado que a cana-de-açúcar se desenvolve melhor em regiões de clima quente, a primeira região onde se instalou essa cultura foi a região Nordeste (embora haja controvérsias entre alguns historiadores, que defendem que a primeira região onde a

cultura se desenvolveu foi a Sudeste, mais especificamente na capitania de São Vicente). A implantação da agroindústria canaveira no Nordeste, então, teve, desde o início, um claro sentido comercial: o de reduzir o tempo e o risco envolvidos nas viagens marítimas envolvidas entre colônia e metrópole, visto que o Nordeste é a região geograficamente mais próxima de Portugal.

Ramos (1999) aponta em seu trabalho três elementos estruturais em que se assentou a produção açucareira no Brasil, os quais passaram a fazer parte da nossa formação econômica: a constituição de latifúndios, o trabalho escravo e a monocultura. Segundo Diegues Jr.¹ comenta, quanto maior o estoque de terras disponível para o plantio de cana, melhor essa cultura se desenvolveria, visto que uma maior quantidade de cana seria colhida. Além disso, a grande disponibilidade de terras para a agroindústria garantia o fornecimento de lenha e madeira, insumos fundamentais para o “mundo dos engenhos”.

Os grandes latifúndios eram assentados em mão-de-obra escrava, fato esse economicamente justificado e não sendo novidade e nem particularidade da exploração colonial brasileira. O fato é que esse tipo de exploração fazia sentido, seja pela própria natureza da exploração mercantil da nova terra, seja por que se tornou a forma mais adequada de exploração, nas condições de produção aqui instauradas.

A monocultura se justifica por dois motivos. Em primeiro lugar, a exploração colonial era exclusivista por princípio, não cabendo dispensar recursos na produção de outros bens. Esse fato marcou o início de uma série de ciclos de bens no Brasil. Em segundo lugar, a produção de cana-de-açúcar se diferencia de outras de clima quente, como a do café, por exemplo. A cana exige germinação e crescimento isolados, sendo uma cultura “solteira” desde a sua introdução no país, porque não convive com outras no mesmo espaço. Da mesma forma, ela é um produto que exige um processamento fabril para ser comercializada, podendo ser, nesse aspecto, qualificada como matéria-prima, e o seu processamento sendo feito no próprio local ou nas proximidades.

Ainda há duas características importantes a serem ressaltadas na ocupação agrícola do território: ela é itinerante e predatória, assentando a sua racionalidade econômica nos mecanismos que exigem menor desembolso de recursos financeiros. Portanto, quando as condições de realização da produção de cana se esgotavam em determinada região, esta se transferia de local, situando-se sempre nas proximidades de portos oceânicos, a fim de minimizar os custos de transporte.

¹ Diegues Jr, Manuel *População e Açúcar no Brasil*. São Paulo: Ed. Comissão Nacional de Alimentação, 1954.

É importante ressaltar uma especificidade da produção açucareira, que era vista como algo vinculado à atividade agrícola, escapando as restrições legais impostas às manufaturas coloniais no final do século XVIII.

Assentada nos elementos sinteticamente descritos acima, a lavoura e o processamento da cana no Brasil tiveram um bom período de expansão até meados do século XVII (conforme Furtado (1965) cita, o ciclo da cana-de-açúcar compreendeu o período 1530-1650). A partir da segunda metade daquele século, o açúcar brasileiro passou a enfrentar a concorrência do açúcar provindo das Antilhas da América Central e do açúcar de beterraba europeu, subsidiado e com preços mais atraentes, pondo fim ao monopólio brasileiro constituído até então e dando fim ao ciclo.

Porém, não é porque o ciclo conheceu a sua decadência que a agroindústria canavieira teve seu fim decretado. Segundo Furtado (1965), apesar do rápido ciclo do ouro de 1700 a 1780 e da pujança da expansão cafeeira de 1840 a 1930, a produção de açúcar e álcool para o mercado interno manteve patamares não desprezíveis. Entretanto, a produção açucareira de São Paulo ficou praticamente estagnada a partir da Segunda metade do século XIX, já que sofreu a concorrência interna do café, produto de rentabilidade difícil de se bater. Então, por esse motivo, São Paulo começou a importar produtos da cana-de-açúcar de outras regiões do país, reforçando a tendência para o surgimento de um mercado interno cativo.

Portanto, no início dos anos 30, a agroindústria canavieira chegou a uma situação conflituosa. Em primeiro lugar, por causa da perda do mercado externo, teve sua expansão dependente do mercado interno em ampliação e assim, as produções regionais passaram a disputar uma mesma possibilidade de colocação de seus produtos, ou seja, um mesmo espaço de realização. Em segundo lugar, por causa da flutuação dos preços do açúcar no mercado externo, houve necessidade da intervenção estatal (que fora imprescindível para o surgimento das usinas de açúcar e álcool do Sudeste), para que houvesse uma estabilização dos preços, controlando as produções dos estados (instalando estoques reguladores e afins) através do recém criado IAA (Instituto do Açúcar e do Alcool). Porém, como já dito anteriormente, a concorrência com o açúcar antilhano pôs a baixo qualquer tentativa brasileira de reação, pondo fim ao ciclo do açúcar e dando início, mais adiante, ao do café.

O IAA teve uma importância fundamental na época da Segunda Guerra Mundial (1939-1945), a qual certamente teve importantes conseqüências no desenvolvimento da agroindústria canavieira no país. O transporte de açúcar de Pernambuco para São Paulo

fazia-se pelo mar. Com a guerra submarina, esse transporte foi dificultado e o IAA teve que encontrar maneiras de resolver o problema, como a constituição de novas usinas.

Com a criação do IAA deu-se a introdução de um elemento novo no processo de concorrência entre os capitais do complexo agroindustrial canavieiro. Isto aconteceu dadas as possibilidades de ganho que passavam a depender também da fixação dos preços e da distribuição das quotas de produção, algo que foi feito no interior do aparelho estatal. Ou seja, introduziu-se a possibilidade de obtenção de “ganhos institucionais”. Então, conseguir preços remuneradores e garantir a ampliação das quotas de produção era, desde logo, algo que beneficiava tanto os usineiros como os fornecedores de todos os estados. E isto passou a ser tão importante como conquistar mais terras.

Diante do que foi dito, podemos compreender que a evolução da agroindústria canavieira no Brasil entre 1930 e 1958 se deu num processo de formação do complexo canavieiro que teve origem na manutenção, feito via Estado (entenda-se IAA), do complexo rural açucareiro no período anterior a 1930. Essa manutenção foi feita com o intuito de proteger uma produção regional e acabou por viabilizar uma outra produção concorrente. Ou seja, os esforços desenvolvidos pelo IAA para resguardar a produção pernambucana, diante da expansão paulista, estabilizando preços e impedindo um processo de expropriação no interior do complexo regional, acabou sedimentando o modo de produção agroindustrial paulista, que se assentou nos mesmos moldes de seu congêneres.

Vale ressaltar que essa produção paulista é chamada de “modernização sem mudança” posto que essa produção emergente e concorrente não era mais eficiente em termos internacionais, mas era mais eficiente do que a anterior, pernambucana. Assim, ao tentar proteger uma produção ineficiente, o Estado Brasileiro viabilizou o surgimento de uma outra que não era competitiva em termos internacionais, mas sim em termos nacionais.

Na década de 60, podemos observar uma nova injeção de ânimos para a agroindústria canavieira brasileira. O fato desencadeante foi a Revolução Cubana que afastou Cuba do mercado cativo norte-americano. Este afastamento abriu as portas deste mercado para países tradicionalmente produtores de açúcar e vizinhos dos EUA como a República Dominicana, o Peru e o Brasil. Pela primeira vez em muitas décadas o setor açucareiro pode gerar contínuos lucros com as exportações.

O excedente que se acumulou com a exportação de açúcar durante os anos 60 foi integralmente aplicado no setor açucareiro. Nos anos 70, tais recursos foram aplicados fundamentalmente em três programas, criados pelo IAA, de modernização e ampliação do setor açucareiro: o Programa de Racionalização da Agroindústria Açucareira, o Programa de Apoio a Agroindústria Açucareira e o Programa Nacional de Melhoramentos da Agroindústria Açucareira (PLANALSUCAR).

Então, criou-se todo um esquema de financiamento subsidiado ao complexo agroindustrial canavieiro a fim de que ele pudesse colocar uma grande parte de sua produção no mercado mundial. Isto aconteceu porque governo e usineiros esperavam que os preços do açúcar fossem continuar elevados por muito tempo, dada a escassez do produto e a projeção de oferta a longo prazo realizada. Hoje, é fato notório que o advento do Proálcool, no final de 1975 deveu-se fundamentalmente à pressão de produtores do complexo que, dada a superação da crise de abastecimento do produto, não conseguiam vender açúcar no mercado internacional.

Então, o Proálcool foi, segundo Ramos (1999) a “tábua de salvação” do complexo que, de outra forma, teria entrado em séria crise após a queda dos preços do açúcar no mercado internacional. O plano governamental alterou de forma drástica a produção de álcool no país. Veja os dados abaixo (dados do IAA, de 1983):

Período de 1970 a 1977 – Média das Safras

Cana moída pelas usinas para açúcar: 69.617.174 toneladas.

Cana moída pelas usinas para álcool: 665.588 toneladas.

Período de 1978 a 1981 – Média das Safras

Cana moída pelas usinas para açúcar: 93.138.969 toneladas.

Cana moída pelas usinas para álcool: 19.008.330 toneladas.

Como se pode observar pelos dados apresentados, a produção de álcool aumentou drasticamente no final da década de 70. Isto se deveu a dois principais motivos. O primeiro, já explicitado, foi a grande quantidade de incentivos governamentais (pelo Proálcool e abertura de outras linhas de crédito) na geração de combustíveis alternativos. O segundo, mais conjuntural, foram os dois choques do petróleo que tivemos nesta década, fazendo um a pressão altista no que diz respeito ao preço deste produto, levando ao governo brasileiro a utilizar o Proálcool também como uma espécie de “tábua de salvação”

para as Contas Nacionais, ante a escassez e a alta generalizada do petróleo no mercado internacional.

Com o Proálcool ativo nos anos 80, o dinamismo do setor agroindustrial canavieiro paulista suplantou o nordestino definitivamente. Conforme Sicsú (2001) afirma, jogou a favor do setor agroindustrial paulista tanto fatos físicos e climáticos, como solos férteis e planos e clima propício, como também o ambiente econômico mais estimulador de mudanças tecnológicas, com maior esforço de pesquisas, que se traduzem na adaptação e introdução de variedades de cana mais produtivas, menores custos agrícolas, entre outras vantagens. A maior lucratividade do segmento, por sua vez, encoraja mais investimentos em busca de maior eficiência, fechando o círculo que leva ao crescimento.

No Nordeste, as condições físicas apresentam-se menos favoráveis, com solos em declive e quantidade de chuvas às vezes insatisfatória. A presença de condições de solo e de chuvas é por vezes desconhecida. Onde há maior pluviosidade observam-se solos mais íngremes, havendo nas regiões mais planas, muitas vezes, falta de chuvas. Mesmo assim, estes fatores não explicam tudo. O conservadorismo dos usineiros nordestinos e a menor preocupação com a adoção de avanços tecnológicos dirigidos à redução de custos também têm sua parcela de culpa nesse quadro de estagnação. Esse quadro, então, resultou em boa parte do paternalismo e protecionismo da política oficial dominante durante décadas de intervencionismo, como já explicitado anteriormente.

O início da década de 90 marca a estagnação do Proálcool e de lavouras, sobretudo Nordestinas, de cana-de-açúcar. O Governo Federal, querendo dar mais eficiência econômica, mudou acentuadamente sua atuação no setor, efetuando mudanças estruturais na condução da Política Agrícola, extinguindo uma grande parte dos financiamentos e tentando estruturar uma nova forma de fomento agrícola via mercado (sendo exemplo claro disto a criação da CPR – Cédula do Produtor Rural). Depois de algumas tentativas frustradas, foi extinto o IAA e, junto com ele, acabou-se a reserva do mercado nordestino para a indústria sucro-alcooleira regional. Além disso, extinguiu-se o subsídio de equalização de custos que compensava os custos maiores do Norte/Nordeste, substituindo-o por um regime de alíquotas diferenciadas do IPI (18,0% em São Paulo, 9,0% para o restante do Centro/Sul e 0% para o Nordeste) mais o pagamento de um adicional de 25% sobre o álcool produzido no Nordeste. Houve ainda a flexibilização do regime de quotas de produção, inclusive quanto ao mercado externo de açúcar. Com isso o açúcar do

Centro/Sul passa a ocupar não só parte do mercado nordestino, mas também o mercado externo, antes praticamente cativo ao produtor do Nordeste.

Cabe ressaltar ainda que a extinção do IAA também implicou no fechamento do PLANALSÚCAR que, bem ou mal, desenvolvia novas variedades de cana e novos métodos de cultivo adaptados às condições nordestinas. O impacto da extinção, vale ressaltar, foi menor no Centro/Sul por já dispor seus produtores, através da Coopersúcar, de uma estrutura de pesquisa bastante desenvolvida. O avanço tecnológico no Nordeste ficou assim mais dificultado pelo ambiente empresarial pouco propício e pela ausência de estímulo governamental via Política de Integração Regional eficiente, além do sucateamento dos institutos de pesquisa².

Parte da equipe que compunha o PLANALSUCAR acabou se transferindo para a UFSCar – Universidade Federal de São Carlos – segundo dados apurados³. Nesses cerca de 11 anos que se passaram desde o fim do PLANALSUCAR, foram desenvolvidas centenas de novas espécies de cana que hoje ocupam 60% da área cultivada no centro-sul do Brasil. Porém, a universidade não possuía recursos para desenvolver em larga escala a pesquisa agrícola neste setor e, então, o setor privado tratou de suprir o espaço antes ocupado pelo Governo, criando empresas de biotecnologia. O exemplo claro disto é a recente criação da Canavialis, resultado da associação da Votorantim Ventures, que forneceu o capital inicial, no valor de R\$ 25 milhões, e cinco pesquisadores da UFSCar, que entraram com seus conhecimentos em biologia molecular e melhoramentos genético da cana-de-açúcar.

2. A Constituição do Setor Elétrico Brasileiro

O início da constituição do setor elétrico brasileiro deve-se, num primeiro instante, a uma iniciativa inteiramente privada. No começo dos anos 20, era comum observar a presença de capital privado na constituição das usinas geradoras de energia e distribuidoras. O exemplo da CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz – é bem ilustrativo, já que nasceu a partir de investimentos de pessoas físicas que se tornaram empreendedores de um negócio que, à época, era tido como mirabolante, dada a árdua

² Observe-se que as demais instituições de pesquisa no Nordeste não se envolviam com a cana por estar o PLANALSÚCAR aparelhado e dirigido para esta cultura. Aliás, de uma maneira geral, os demais órgãos federais e a estrutura governamental de estados e municípios pouco interagiam com o setor, uma vez que o IAA era o órgão específico para onde se dirigiam as energias dos atores do segmento.

³ Jornal "O Estado de São Paulo" de 26/03/03

tarefa de iluminar ruas, casas e a movimentar motores com a eletricidade gerada nas usinas hidrelétricas.

Mais tarde, nos anos 30, o controle acionário da CPFL foi para o grupo AMFORP (subsidiário da Electric Bond & Share Corporation, pertencente à General Eletric). Porém, com o crescimento econômico e populacional urbano desencadeado nas décadas subseqüentes, a empresa começou a sofrer sérios problemas financeiros e técnicos, criando uma série de dificuldades de coordenação.

Nos anos 40 e 50, ficou marcante porém, a carência de recursos para o setor elétrico. A redução de investimentos no setor acarretou entre outras coisas um lento crescimento da capacidade instalada e da oferta do produto. O desenvolvimento industrial pós-guerra também contribuiu decisivamente para aumentar a deficiência no setor elétrico que já era evidente, inclusive com racionamentos institucionalizados. Nessa época e início dos anos 60, têm início no Brasil algumas manifestações nacionalistas, contrárias aos interesses norte-americanos. Um debate nacionalista acabaria explodindo em todo País e as empresas pertencentes ao grupo AMFORP acabariam sendo nacionalizadas, dentre elas a CPFL.

Pode-se dizer então que, a partir de 1964, durante o regime militar, a atuação no setor elétrico brasileiro foi feita através da Eletrobrás, holding do setor. Esta empresa possuía a responsabilidade pelo planejamento, operação e expansão do setor, que possuía desafios a serem enfrentados imediatamente, sendo o principal deles a insuficiente oferta de eletricidade a longo prazo, item esse constante de uma complexa política nacional de energia elétrica.

Conforme Coelho (1999), o aproveitamento dos recursos hidrelétricos no país teve início em 1951, passando de 1,5 GW (1950) para 41,8 GW (1992) e atingindo 50 GW em 1995. Este grande crescimento da capacidade instalada ocorreu durante as décadas de 60, 70 e início de 80, onde a média do crescimento era de 10 % a.a. Após esse período, a média de crescimento ficou aquém deste patamar, pelos motivos que serão apresentados ainda neste capítulo introdutório.

Ainda durante as décadas de 30 a 60 foi criado e estruturado o DNAEE, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, com base no Código de Águas. Cabia a este departamento a outorga e fiscalização das concessões do setor elétrico, bem como o

zelo pelo equilíbrio econômico-financeiro das várias empresas do setor, além de ser o responsável pelo estabelecimento da política tarifária. Dadas as grandes tarefas a serem desempenhadas, podemos verificar que várias não foram realizadas, principalmente no que tangia a questão da fiscalização e do equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor. Conforme aponta Zylbersztajn (1997), era realmente impossível que essa superposição de papéis surtisse resultados positivos.

Durante a década de 60 e 70, houve uma expansão inigualável no setor, onde podemos verificar a construção das mais importantes hidrelétricas no país. Conforme aponta Walter (1994), os critérios utilizados para que a construção dessas hidrelétricas fosse além da capacidade demandada, foram nebulosos. Ou seja, foram financiados pelo Estado (que tomava cada vez mais emprestado aportes internacionais) mais projetos de hidrelétricas do que o país fosse realmente utilizar durante dez anos, utilizando o Estado para tomar esta decisão de critérios técnicos obscuros.

Foram atendidos aqui, segundo Zylbersztajn (1997), os interesses dos empreiteiros e dos agentes de planejamento do próprio setor, bem como dos governos estaduais. Conforme este mesmo autor, “sabe-se que, durante muito tempo, as empresas do setor elétrico não foram usadas em nome do interesse público, mas em função de interesses particulares (fabricantes de turbinas, empreiteiras e consultorias)”.

A partir da década de 70, teve início um difícil período conjuntural macroeconômico, com a elevação da taxa de juros em consequência dos choques do Petróleo, altos índices de inflação e escassez de crédito internacional, fatos esses que acabaram por resultar num período de grandes dificuldades para o setor. Mas, devido aos problemas já mencionados anteriormente, relacionados aos interesses de empreiteiras envolvidas nas construções de hidrelétricas, o Governo Federal manteve os programas de expansão, apesar da demanda não apresentar o crescimento previsto e do crédito cada vez mais caro e escasso no exterior.

Além disso, conforme Walter (1994), no programa de controle da inflação do Governo, constavam medidas de controle das tarifas dos serviços públicos, que foram declinando no período de 1974 a 1992, do forma que, no início da década de 90, o custo da dívida das empresas do setor representava quase 60% da receita tarifária. As consequências disso são conhecidas e sentidas no momento atual: obras paralisadas, comprometimento da saúde financeira das empresas e conseqüente déficit na oferta de eletricidade.

A partir de 1991, iniciando um processo de liberalização da economia, o Estado apresentou uma proposta de reestruturação do setor elétrico, também em consequência de uma pressão de organismos financeiros internacionais. A partir deste ano, foram feitas várias alterações na legislação do setor, visando atrair a participação do capital privado, dada a carência financeira do Estado em relação a este tipo de investimento. Então, isto abrirá, segundo o Governo, espaço para a geração descentralizada de energia, na qual se inclui a figura do Produtor Independente de Energia (PIE) e o Auto-Produtor.

O PIE pode ser entendido como a pessoa jurídica ou o consórcio que tenha recebido concessão ou autorização da União, representada pela figura da ANEEL, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia gerada, por sua conta e risco. Difere-se, portanto, do caso do produtor que gera eletricidade para Serviços Públicos (SP) e do Auto-Produtor (AP), visto que este último também difere dos anteriores por gerar eletricidade para consumo próprio, não obstante possa ser autorizado pela ANEEL a comercializar eventualmente parte da eletricidade gerada.

A reestruturação do setor, que contém a inclusão do PIE e do autoprodutor, foi proposta pelo Ministério das Minas e Energia (MME) e propõe a criação de um novo Modelo Institucional que inclui não apenas modificações na sua legislação, mas também um processo de privatização através do BNDES, dentro da política definida pelo Governo.

O atual Modelo Institucional propõe a desverticalização do setor, através da venda das concessionárias de energia elétrica (Light, CERJ, Excelsa), incentivando a participação do capital privado na geração. Também a distribuição foi privatizada, com a venda da CPFL, primeira concessionária do Estado de São Paulo a ser vendida, em 1997. Apenas a transmissão continua nas mãos do Governo, garantindo a transparência dentro do mercado competitivo de geração e distribuição.

Conforme já citado, são de peculiar importância a introdução do PIE e a criação da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – em substituição ao DNAEE. Cabe a esta agência portanto, regular e fiscalizar a produção, transmissão e distribuição de eletricidade, sem a superposição de funções que possuía o DNAEE.

Coube então à recém-criada CSPE – Comissão de Serviços Públicos de Energia – o papel de órgão formulador de políticas de expansão da geração, distribuição e transmissão elétrica, entre outros papéis complementares à ação da ANEEL.

O PIE e, se tiver interesse num futuro próximo, o AP, passarão então, com esse novo ambiente institucional, a ter acesso garantido às linhas de transmissão, porém ainda

persistem uma série de dificuldades (barreiras) que serão tratadas oportunamente no capítulo 2 deste trabalho.

Podemos adiantar que uma destas dificuldades é a ausência de regulamentação que determine especificamente o acesso à rede destes novos agentes e sua comercialização. Ou seja, é necessário que se definam as tarifas de “pedágio”, para que o produtor possa vender a eletricidade produzida a terceiros, independentemente das concessionárias locais.

Quanto à ampliação do fornecimento de eletricidade, podemos observar uma acentuada crise financeira, em consequência das tarifas (principalmente as industriais) mantidas em patamares reduzidos, entre outros motivos, como a política de combate à inflação dos governos anteriores (FHC, Collor e Sarney principalmente). Ficaram impossibilitados os investimentos necessários para garantir a oferta de energia a longo prazo, culminando numa crise de abastecimento já no início de 2001.

A causa desta crise, segundo a própria Eletrobrás admitiu em seu Plano Decenal de expansão 1997-2006, advém da “insuficiência de recursos financeiros para investimentos na expansão dos sistemas elétricos que provocaram, ao longo dos ciclos de planejamento, uma reprogramação das obras de geração e transmissão” (ELETROBRÁS, 1997). Outra causa é o aumento da demanda por eletricidade, que foi acentuada desde 1990, principalmente após 1994, com o Plano Real.

No Estado de São Paulo, o mais rico do país, foi o que sofreu mais com o aumento da demanda por energia elétrica. O Estado “importa” mais de 35% do seu consumo de eletricidade, situação que tende a se agravar ainda mais, dado o esgotamento do aproveitamento hidráulico do território paulista.

A solução desta crise seria uma maior diversificação na estratégia do planejamento elétrico nacional, dando menor prioridade para as usinas hidrelétricas (dado o seu esgotamento relativo e seu impacto ecológico negativo) e aumentar a quantidade de usinas termelétricas a carvão, gás natural e biomassa. Após a realização da conferência das Nações Unidas de Joanesburgo, África do Sul em 2002, a chamada Rio +10, ficou clara a posição brasileira de utilizar, até 2012, pelo menos 10% da matriz energética, apesar desta proposta de impor essas metas para todos os países participantes da conferência não ter sido ratificada. O argumento dos que não ratificaram foi o de que cada região tem sua matriz energética específica, como, por exemplo, os países do Oriente Médio, que certamente teriam perdas econômicas com a aprovação deste tratado. Sendo assim, o Brasil

sinalizou com a possibilidade de aceitar, numa outra oportunidade, um compromisso na linha proposta pelo Irã: de metas diferenciadas por região.

Porém, uma importante contribuição foi dada, pelo menos nacionalmente, para a nossa matriz energética: a da valorização da energia renovável, sobretudo a advinda da biomassa, apesar da postura ainda conservadora, voltada para a geração essencialmente hidráulica, por parte das concessionárias, o que faz com que ainda a participação da energia renovável de biomassa seja pouco expressiva. Diante de uma perspectiva de uma crise maior do que a que houve em 2001, o Governo Federal sinaliza com a possibilidade de introduzir mecanismos para sua viabilização a longo prazo.⁴Vamos aguardar.

⁴ Diversas notícias veiculadas na mídia eletrônica e impressa (MME)

Capítulo 1 – Levantamento da Quantidade de Resíduos do Setor Sucroalcooleiro

O intuito deste capítulo é o de introduzir o debate sobre a viabilidade econômica de se gerar energia elétrica a partir de resíduos de cana-de-açúcar no Brasil. Pretende-se levantar o real potencial de cogeração a partir de excedentes do cultivo da cana-de-açúcar, fornecendo subsídios para o estabelecimento de políticas de implementação de uma matriz energética renovável.

Antes de entrar no levantamento propriamente dito, podemos sintetizar e recuperar alguns argumentos, já ressaltados na justificativa do projeto da presente pesquisa. O conceito de cogeração está associado à geração combinada de energia térmica (vapor, água quente e gelada) e eletromecânica a partir de uma mesma fonte primária (em geral, um combustível fóssil).

Seu uso vem apresentando, especialmente nas duas últimas décadas, forte tendência de crescimento e sua origem está associada ao desenvolvimento de sistemas para o conforto térmico de ambientes (os *districts heatings*).

Com as crises do petróleo em 1973/74 e em 1979/80, e as resistências à geração nuclear por parte de grupos de defesa do meio ambiente, os sistemas de cogeração e aquecimento central receberam grande impulso em diversos países, especialmente nos EUA, com a publicação em 78 do PURPA (Public Utilities Regulatory Policy Act), cuja seção 210 impôs às concessionárias comprar energia a preço não discriminatório, baseado nos custos evitados de geração, assim como atender às necessidades energéticas de cogeneradores que atendessem às qualificações estabelecidas nesse mesmo conjunto de leis. O PURPA abriu novos horizontes na indústria de geração na medida em que introduziu a noção de competição em mercado aberto de energia elétrica e rompeu a estrutura verticalmente integrada das concessionárias públicas.

O Brasil vive agora esse momento:

- Com a crise de energia que o país vive, sujeito a cortes e “apagões”, a cogeração é uma (e talvez a melhor) das alternativas para a superação da crise;
- Com a desregulação dos mercados e criação da ANEEL, a competitividade passou a ser buscada numa melhor estrutura. A criação do Mercado Aberto de Energia permitiu às empresas não apenas lidar com seu produto-fim, mas também comercializar a energia excedente que possuíam (no Brasil

particularmente, restrito à energia elétrica por dificuldades de se caracterizar um mercado para a energia térmica);

- E, por fim, as deficiências da expansão do setor de geração elétrica no país fazem com que o crescimento econômico esteja limitado pela baixa capacidade de oferta de energia.

É importante observar que o processo de cogeração é, antes de tudo, uma ação de conservação de energia, uma vez que o rendimento do processo de geração de vapor é elevado devido à produção combinada, dando-se um melhor aproveitamento ao conteúdo energético do combustível básico.

Nos sistemas de cogeração, todo o vapor superaquecido é gerado a alta pressão e temperatura e destinado para o acionamento de turbinas que produzirão energia mecânica e elétrica. A configuração atual destas indústrias mostra que aproximadamente 54% do vapor produzido vai para o turbocogerador e os 46% restantes para o acionamento direto de equipamentos na preparação da cana como as moendas, facas e desfibradores.

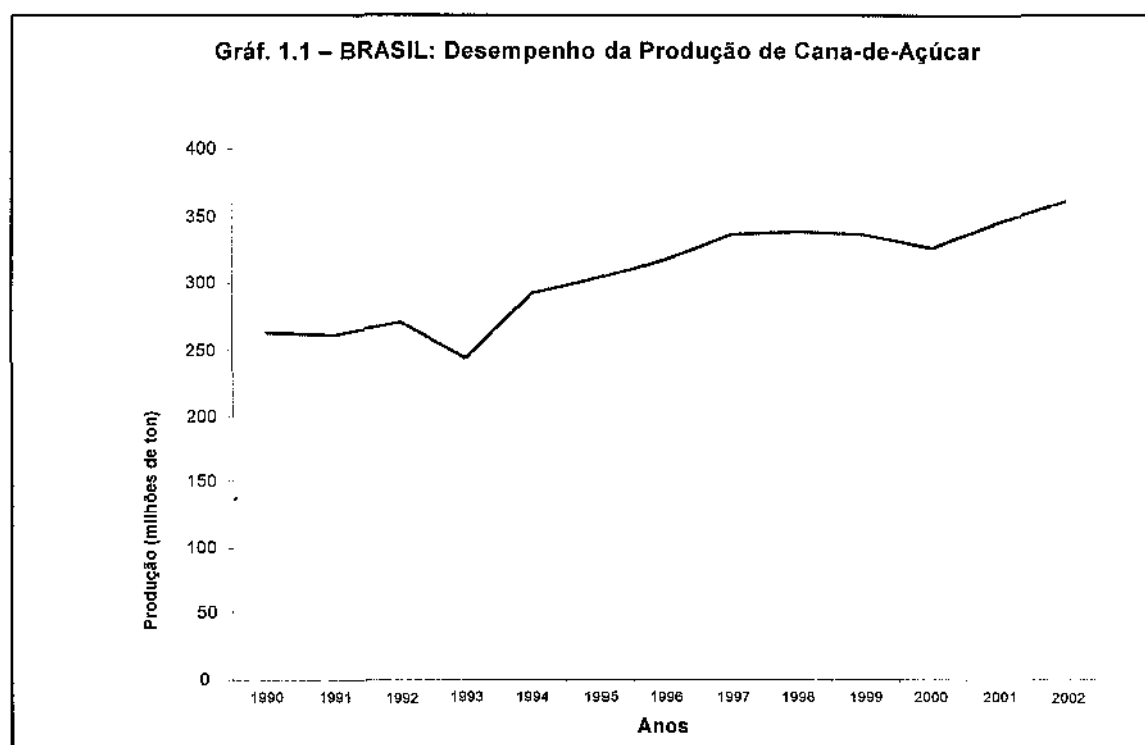
A cogeração é a forma mais racional de as empresas participarem do mercado de energia por ser eficiente, competitiva e dotada de forte apelo ecológico, na medida em que desloca o consumo de novas fontes primárias de energia. Particularmente, a cogeração feita através de resíduos da biomassa (materiais de origem vegetal renovável ou obtido pela decomposição de dejetos), especificamente os que provêm da cana-de-açúcar para gerar eletricidade possui ainda vantagens adicionais (CENBIO, 2001):

- *Vantagens Econômicas:* Combustível e equipamentos 100% nacionais, dinamização no setor de máquinas e equipamentos com o conseqüente aumento na geração de impostos;
- *Vantagens Estratégicas:* Geração descentralizada, próxima aos pontos de carga. No caso particular da geração na região Sudeste, ela ocorre durante o período seco, podendo complementar de forma eficiente a geração hidrelétrica;
- *Vantagens Sociais:* Geração de empregos, maior fixação da população na zona rural;
- *Vantagens Ambientais:* Combustível limpo e renovável, com balanço nulo de carbono (CO₂), um dos gases que produzem o efeito estufa.

Passaremos agora para o levantamento propriamente dito. Através de dados coletados em estudos realizados pela CENBIO (Centro Nacional de Referência em

Biomassa), MAPA (Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento), IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística) e outros centros de pesquisa, foi possível levantar dados referentes à safra de cana-de-açúcar de 2001/2002, quantidade de resíduo produzido, consumo médio de energia cogerada, excedente comercializado e respectivos preços de venda do MWH, entre outros indicadores relevantes.

Inicialmente, podemos dizer que o Brasil possui uma ampla gama de disponibilidades de recursos naturais que propiciam o cultivo da cana-de-açúcar em larga escala (grande quantidade de terras aráveis e em bom clima, disponibilidade de mão-de-obra, entre outros fatores relevantes). Verificamos através de dados colhidos no IBGE que a produção de cana-de-açúcar tem aumentado a cada ano, sendo o Brasil um dos maiores produtores mundiais e o que possui maior vantagem comparativa estática, juntamente com a Índia. Veja o gráfico abaixo:



Fonte: IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

Conforme podemos ver no gráfico 1.1, a produção de cana-de-açúcar mostra um bom desempenho ao longo dos anos, podendo bater o recorde segundo as projeções para 2002, sendo isoladamente o maior produtor de açúcar e de álcool e o maior exportador mundial.

Com o intuito de poder aprofundar a análise, iremos dar destaque à Região Centro-Sul do país, especificamente o estado de São Paulo, responsável por pouco mais de 60% da produção nacional. Veja a tabela abaixo que mostra o acompanhamento da produção sucroalcooleira da safra 2001/2002 e comprova a afirmação acima:

Tab. 1.1 – BRASIL: Produção Sucroalcooleira Safra 2001/2002

Regiões UF	Produção Sucroalcooleira (ton)			Total Região/UF	Participação Total Brasil
	Cana Moída	Açúcar	Alcool		
AL	23.124.558	1.678.235	562.286	25.365.079	7,33%
AM	201.036	14.188	2.666	217.890	0,06%
BA	2.048.475	143.448	54.632	2.246.555	0,65%
CE	73.637	6.220	2.041	81.898	0,02%
MA	1.094.115	12.406	75.097	1.181.618	0,34%
PA	283.406	0	25.879	309.285	0,09%
PB	4.001.051	114.539	226.606	4.342.196	1,26%
PE	16.351.060	1.104.199	261.933	17.717.192	5,12%
PI	273.691	0	18.676	292.367	0,08%
RN	2.064.515	116.952	79.865	2.261.332	0,65%
SE	1.316.925	55.662	52.024	1.424.611	0,41%
TO, AC, AP, RO, RR	0	0	0	0	0,00%
N/NE	50.832.469	3.245.849	1.361.705	55.440.023	16,03%
ES	2.010.903	22.953	131.020	2.164.876	0,63%
GO	8.882.275	505.843	380.155	9.768.273	2,82%
MG	17.230.820	747.053	524.441	18.502.314	5,35%
MS	7.798.913	327.854	396.521	8.523.288	2,46%
MT	12.673.433	448.750	580.187	13.702.370	3,96%
PR	23.868.767	1.338.013	948.598	26.155.378	7,56%
RJ	2.947.423	212.669	63.855	3.223.947	0,93%
RS	80.262	0	5.306	85.568	0,02%
SC, DF	0	0	0	0	0,00%
SP	189.152.315	12.145.392	7.077.748	208.375.455	60,23%
Centro/Sul	264.645.111	15.748.527	10.107.831	290.501.469	83,97%
Total Brasil	315.477.580	18.994.376	11.469.536	345.941.492	100,00%

Fonte: Ministério Agricultura, Pecuária e Abastecimento

Os dados da tab. 1.1 comprovam que o peso da Região Centro-Sul é nitidamente superior ao das outras regiões e tendo São Paulo a maior concentração de lavouras de cana-de-açúcar do país, também é neste estado em que se concentra a maior parte das usinas sucroalcooleiras. Os dados do estudo da CENBIO, iniciado em julho de 2001, onde se encontra um levantamento das usinas produtoras de cana-de-açúcar cobrindo todo o território nacional, podem demonstrar o quão elevado é o potencial técnico de geração de eletricidade deste setor, podendo atingir até 3.852 MW com as tecnologias disponíveis no país (caldeiras de pressão de 80 bar, turbinas de condensação/extração).

Atualmente, o potencial instalado é de aproximadamente 1.540 MW, sendo este setor, juntamente com o de papel e celulose (1.000MW), o de arroz e madeira (serrarias e

movelarias), corresponde ao maior potencial de participação da biomassa no setor elétrico. Além da possibilidade de aumento na geração de energia nesses setores com expressivos potenciais, há também a possibilidade de geração de energia com resíduos agrícolas, podendo atingir a marca de 18.000 MW de potencial elétrico disponível teoricamente.

Este potencial foi levantado tendo em base as 304 usinas e destilarias no país, sendo 140 apenas no estado de São Paulo. Apenas a título de ilustração, segundo estudo da FIESP (2001), o setor sucroalcooleiro gera atualmente mais de 900.000 empregos diretos no país (500.000 em São Paulo) e indiretos mais de 3,5 milhão (2 milhões em São Paulo). Segundo essas mesmas estimativas, o setor movimenta anualmente cerca de US\$ 12 bilhões distribuídos da seguinte maneira: 7% em insumos, 32% na produção agrícola, 21% na produção industrial, 16% em distribuição e vendas e 24% em arrecadação de impostos. Somente no estado de São Paulo, o setor sucroalcooleiro movimentou 7,1 bilhão de reais, na safra 01/02 (cuja produção foi explicitada na tabela 1.2 acima), representando 2,2% do PIB do estado.

Não foi à toa que se levantou inicialmente esses dados sobre produção e concentração do setor sucroalcooleiro, visto que a quantidade de resíduos disponíveis para a cogeração tem relação direta com a definição do tamanho dos mercados de açúcar e álcool e estes dependem da definição da matriz energética do país. Um plano de cogeração precisa necessariamente estar associado a um plano estratégico para o setor que defina o tamanho do canavial e dos mercados para seus produtos.

A biomassa que provém da cana-de-açúcar constitui basicamente o bagaço utilizado na caldeira e a palha que é queimada na lavoura. A palha ou palhada, como matéria-prima, é normalmente utilizada na adubação das próprias lavouras, porém também pode ser utilizada na geração de vapor ou substituindo o óleo combustível em processos de aquecimento industrial. A quantidade que pode ser gerada deste tipo de resíduo (folhas secas, folhas verdes e ponteiros), varia em função de fatores como: altura de corte dos ponteiros, variedade, idade da cultura, estágio de corte, situação climática, entre outros. No caso da colheita manual, entretanto, este resíduo é queimado para facilitar o corte da cana. Por sua vez, a quantidade de energia a ser gerada por unidade de resíduos depende do estado de conservação de moendas, da temperatura, e dos demais fatores de eficiência do processo.

O bagaço de cana pode ser utilizado como matéria-prima industrial na produção de papel e celulose, na produção do próprio álcool, na produção de furfural (aldeído tóxico,

farináceo, que se encontra nos álcoois em geral) e álcool furfurílico, de carvão siderúrgico e conglomerado. Como nutriente, pode ser usado na engorda do gado, dadas suas qualidades como ração animal e, por fim, como insumo energético, pode ser usado na geração de vapor ou substituindo o óleo combustível em processos de aquecimento industrial.

Levantando o total de resíduos gerados no setor, no ano de 2000, temos a seguinte tabela:

Tabela 1.2 - Geração de Resíduos de palha e bagaço da cana (milhões ton)

	Palha	Bagaço	Total
BRASIL	48,3	66,7	115
SÃO PAULO	28,3	46,9	75,2

Fonte: Fiesp set/2001

De acordo com Souza e Burnquist (2000), cada tonelada de cana-de-açúcar moída produz aproximadamente 260 quilos de bagaço, considerando um teor de fibra médio de 13% e cerca de 50% de umidade. Por sua vez, cada quilo de fibra seca produz 5 quilos de vapor quando queimado (dados da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, 1997). O teor de fibra do bagaço é um fator importante, pois a quantidade de bagaço que se obtém por unidade de massa de cana depende do teor de fibra. Nas usinas pesquisadas pela CENBIO, a porcentagem de fibra se encontra entre 10,8% e 15%. Este valor varia muito em função da espécie de cana-de-açúcar, do número de cortes efetuados e de condições climáticas.

As usinas entrevistadas pela CENBIO possuem um consumo específico de vapor no processo de cogeração na faixa entre 450 a 560 kg por tonelada de cana moída. Esse padrão de consumo é considerado elevado em comparação ao que se poderia consumir se fossem empregadas melhorias tecnológicas no processo de cogeração, sendo que há predomínio de caldeiras de baixa pressão, pouco eficientes e que levam ao desperdício no uso de resíduos. Todas as usinas utilizam caldeiras de 21 bar e algumas de 42 bar. Somente 7% utilizam caldeira com pressão maior, como de 63 bar, que poderiam consumir menos vapor para produzir a mesma quantidade de energia.

Com relação à capacidade instalada da usina, esta variou entre 8,2 MW e 45 MW, enquanto o consumo de energia esteve entre 6,4 MW e 17,0 MW. Percebe-se, portanto que há um excesso de capacidade instalada, que poderia ser aproveitada para a cogeração. De fato, a maioria das usinas pesquisada pela CENBIO possui excedente de capacidade

instalada. Isto não significa, entretanto, que a usina gera toda esta quantidade de energia, mas somente aquilo que é necessário para suas atividades.

No capítulo 3 (que será tema integrante do relatório final desta pesquisa), iremos demonstrar se é viável economicamente gerar maior quantidade de energia através do processo de cogeração, seja produzindo até atingir a capacidade instalada, seja substituindo as caldeiras de baixa pressão por caldeiras mais eficientes, visando celebrar contratos de fornecimento de energia com concessionárias. A condição básica para que isso ocorra é que o fator rentabilidade *versus* risco seja atraente, contanto que o preço pago pela concessionária pelo MWh cubra os custos totais de geração (tais como impostos, depreciação e amortização, custos operacionais, juros de financiamento, entre outros) e dê condições de gerar um excedente pelo qual a usina esteja disposta a investir. Atualmente, o PPA (*Power Purchase Agreement*), uma espécie de contrato entre a concessionária e o cogrador, estabelece um valor de aproximadamente R\$ 65,00 pelo MWh.

Por fim, depreende-se da análise contida nesse capítulo, que a quantidade potencial de resíduos (palha e bagaço de cana-de-açúcar) disponível para o processo de cogeração é crescente, dada a evolução da produção de cana-de-açúcar no Brasil, especialmente no Estado de São Paulo, onde se concentra a maior parte da produção sucroalcooleira. Foram mostradas também algumas vantagens econômicas, estratégicas, sociais e ambientais do processo de cogeração da cana-de-açúcar, dadas as suas características de ser um processo eficiente, competitivo e dotado de forte apelo ecológico, na medida em que desloca o consumo de novas fontes primárias de energia. Vimos que há um desperdício de energia excedente nas usinas que já utilizam caldeiras para produzir energia elétrica e que estas poderiam produzir ainda mais eletricidade se substituíssem as atuais caldeiras por outras de alta pressão. Os impasses que as impedem de fazerem essa substituição, além de outros problemas, serão tratados no próximo capítulo.

Capítulo 2 – Barreiras à Implementação de Projetos de Cogeração

Este capítulo tem por finalidade analisar, de forma sintética, as principais barreiras encontradas por aqueles que pretendem se lançar à implementação de uma unidade cogeradora.

As dificuldades para desenvolver plenamente o potencial de cogeração são inerentes a qualquer grande transformação de mercado onde, mesmo que os sinais sejam claros, é preciso vencer a inércia e a resistência naturais para assumir os riscos de um novo negócio.

Neste caso, existem problemas adicionais tais como:

- Alguns sinais de mercado ainda não estão suficientemente claros para os que não são especialistas;
- A nova estrutura/regulação do setor de energia elétrica ainda é objeto de interpretações, sob a influência de conceitos do modelo monopolista e centralizado do passado recente.

Levando-se em conta esses problemas, podemos enumerar as seguintes barreiras:

2.1 – Barreiras Tecnológicas

Conforme o estudo da CENBIO (2001), não há barreiras tecnológicas à geração de excedentes no setor, pois é sabido que o Brasil dispõe de tecnologias eficientes comercialmente disponíveis. Seu parque industrial é capaz de atender às necessidades de todos os projetos que utilizam biomassa para geração de eletricidade.

Entretanto, alguns pontos de estrangulamento podem ser ressaltados:

- A capacidade das linhas de transmissão é insuficiente para atender à oferta de geração de excedentes em algumas regiões do país;
- A existência de dificuldades de interligação com a rede de transmissão local, tanto na conexão à subestação quanto ao paralelismo, havendo necessidade de rebaixamento e oscilação da tensão nominal. Apesar de não serem grandes as dificuldades técnicas, é necessária a definição de regras claras que viabilizem a solução do problema, visto que o investimento necessário para viabilizar a

interligação do produtor de energia à rede de transmissão pode vir a inviabilizar o projeto. Atualmente, a maioria dos concessionários locais de distribuição de energia, com algumas exceções, alega que o interesse da venda de eletricidade é do produtor e, deste modo, o ônus dos investimentos necessários também o deve ser, acabando por inviabilizar os investimentos.

Porém, conforme aponta Coelho (1999), a maior parte das empresas do setor sucroalcooleiro utiliza ainda equipamentos arcaicos para cogeração de energia, apesar da disponibilidade comercial de equipamentos mais eficientes. A maior parte das caldeiras existentes é de baixa pressão (22 bar, 300° C); mesmo no Estado de São Paulo, objeto desse estudo, são poucas as empresas operando com caldeiras de 40 a 60 bar. Quando há necessidade de trocar os equipamentos, não ocorre a mudança para caldeiras de pressão mais elevadas (por conservadorismo, desconhecimento ou mesmo falta de interesse em gerar excedentes de eletricidade e de políticas de incentivos por parte do Estado), o que seria uma forma de elevar a eficiência do processo.

2.2 – Barreiras Econômicas e Financeiras

Com relação às barreiras econômicas e financeiras, podemos destacar dois subgrupos principais, onde existem barreiras quanto ao processo de financiamento e quanto à comercialização de energia.

2.2.1 – Processo de Financiamento

a) O BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – criou em 1999, diante do cenário de insuficiência de oferta de energia elétrica e sua repercussão negativa na economia, o *Programa de Apoio de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico – PPE*. O programa aplica-se, exclusivamente, a projetos pré-identificados como prioritários pelo Ministério de Minas e Energia e é restrito a projetos de geração – usinas hidroelétricas (inclusive Pequenas Centrais Hidroelétricas) e usinas termelétricas (gás natural, carvão e xisto), cogeração (gás natural, carvão, resíduos de petróleo e biomassa) e transmissão de energia. Posteriormente, esse projeto sofreu dois desdobramentos, sendo que um deles compreende a “*Operação Programa para Empreendimentos à Cogeração de Energia Elétrica a partir de Resíduos de cana-de-açúcar*”. A Operação-Programa destina-se a repassar recursos às usinas de açúcar e álcool

para a implantação de projetos de cogeração de energia elétrica que utilizem resíduos de cana-de-açúcar e que tenham por objetivo a venda de energia elétrica excedente à concessionária de distribuição ou à comercializadora de energia elétrica. As condições aplicáveis permitem um nível de participação do Banco de até 80% do investimento total e inovam ao adequar o pagamento do serviço da dívida ao fluxo de receitas da usina (pagamento no período de safra). O outro é o “*Programa de Projetos de Modernização e Ampliação de Plantas Industriais*” (BNDES Automático) que tem por objetivo analisar projetos de ampliação industriais, dentre eles, os que contemplem a ampliação da capacidade de produção nas indústrias, concedendo financiamentos de até R\$ 10 milhões, para investimentos em projetos industriais, incluindo aquisição de máquinas e equipamentos novos nacionais e estrangeiros. Os dois programas são considerados excelentes, porém a crítica que se faz é que poderiam ser mais eficientes se fossem analisados em conjunto pelo BNDES, devido à superposição de objetivos no caso da geração de excedentes, qual seja: “contribuir efetivamente para o estímulo à implantação, em curtíssimo prazo, dos projetos de expansão da capacidade instalada do setor elétrico e garantir a modernização dos equipamentos agro-industriais”.

b) Uma importante restrição está sendo imposta pelo BNDES: a usina que se candidate a receber o financiamento não deve estar vinculada a um outro programa público de fomento, o qual possua restrições à concessão de novos financiamentos. Ou seja, o BNDES exige que não se deve possuir débitos pendentes com outras entidades federais que também concedem empréstimos. Como exemplo, citamos o programa PESA – *Programa Especial de Saneamento de Ativos* – que há quatro anos foi instituído pelo Tesouro Nacional. Este programa disponibiliza recursos, através do Banco do Brasil, às indústrias, para o saneamento de seus ativos. Tal programa prevê uma restrição a novos financiamentos provindos de outras instituições públicas durante vinte anos às indústrias participantes, sob o risco de interrupção do auxílio, fato esse que impossibilitará a muitas indústrias conseguir novos financiamentos para projetos de cogeração. Atualmente no setor sucroalcooleiro, segundo dados da FIESP, 59 usinas estão inadimplentes e 29 encontram-se em dificuldades em quitar seus débitos referentes ao PESA.

c) O estudo da CENBIO (2001) garante que há no Banco do Brasil uma linha de crédito CPR – *Crédito ao Produtor Rural* – para a cana-de-açúcar, mas não se confirmou se esta linha está operante, o que seria oportuno para viabilizar o montante de capital próprio

(cerca de 20% do valor do investimento) necessário nos financiamentos junto ao BNDES, visto que a maioria das usinas não tem condições de viabilizar esta contrapartida.

d) E, por fim, Swisher (1997) considera ainda alguns pontos adicionais:

1. *O pequeno tamanho dos projetos*: estas são as principais dificuldades do ponto de vista dos bancos privados. Além do custo de instalação elevado, existe ainda uma elevada componente de custo fixo (pessoal especializado); estes custos não podem ser absorvidos pelo projeto econômico global.

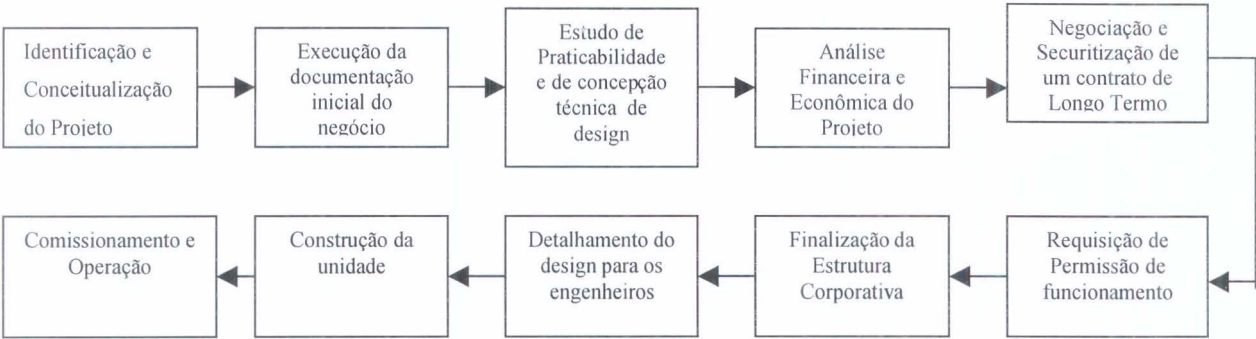
2. *A falta de contratos de longo prazo e falta de garantias para os contratos*: tradicionalmente os projetos de infra-estrutura se beneficiavam de contratos de longo prazo com os consumidores (governos ou agências governamentais), o que não ocorre na presente situação, após a privatização do setor.

4. *A falta de garantias*: além das garantias técnicas, indispensáveis para a realização do projeto, os investidores requerem garantias comerciais. Como analisa Swisher (1997), na verdade ocorre um paradoxo. Por um lado, os países em desenvolvimento são incentivados a introduzir a privatização dos setores estatais e reformar suas economias na direção de uma estrutura baseada no mercado. Por outro lado, os bancos continuam a solicitar garantias do Governo Federal para assegurar os investimentos de longo prazo no setor privado.

5. *A falta de financiamento local*: este aspecto é particularmente importante para os pequenos projetos no setor energético, devido às taxas de juros praticadas pelo Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico do BNDES, taxas essas que são consideradas elevadas para os pequenos empreendedores que não tem como conseguir os 20% de recursos que não lhes são financiáveis pelo banco.

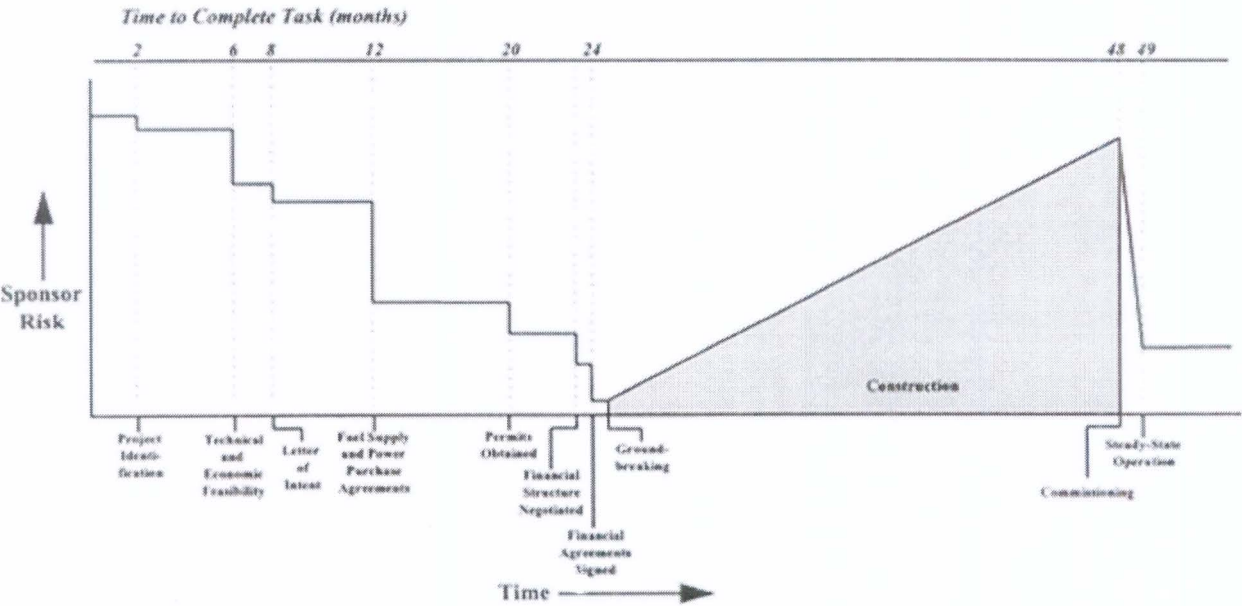
Há ainda, segundo Swisher (1997), que se ponderar os riscos referentes ao desenvolvimento do projeto. Durante a fase de desenvolvimento, cada etapa realizada corresponde a uma redução do risco do investidor; quando se inicia a construção, o risco recomeça a aumentar, uma vez que o investimento é maior e ainda não há receita. Quando o projeto é comissionado, o risco é de novo reduzido significativamente e atinge uma certa estabilidade, dependendo da operação do projeto. Veja a figura 2.1 (que mostra as etapas de realização do projeto de cogeração) e a figura 2.2 (que mostra os riscos do financiador em cada etapa da instalação do sistema cogeração por resíduos de cana):

Figura 2.1 – Etapas de implementação de um projeto de uma unidade cogeradora



Fonte: SWISHER, 1997.

Figura 2.2 – Risco do Financiador para uma instalação de Cogeração



Fonte: SWISHER, 1997.

Então, o que podemos concluir é que as principais barreiras econômicas são simplesmente devidas aos custos elevados envolvidos em muitos casos, devido ao tamanho dos projetos, o que requer a participação de agentes financeiros. Entretanto, não se verifica maior interesse dos bancos de investimentos em financiar instalações de geração a partir de biomassa. Experiências recentes mostraram que, apesar da insistência da ANEEL, mesmo o BNDES não demonstra interesse neste investimento, apresentando algumas exigências de garantias que acabam por inviabilizar o financiamento. Uma dessas exigências, por exemplo, pode ser verificada no item b, onde a usina que se candidata a receber o financiamento não deve estar vinculada a um outro programa público de fomento que possua restrições à concessão de novos financiamentos.

2.2.2 – Processo de Comercialização

Quanto ao processo de comercialização de energia elétrica gerada a partir de resíduos de cana-de-açúcar, as principais barreiras encontradas são:

a) Falta de garantia de compra da energia gerada, em contratos de longo prazo, não apenas para viabilizar o investimento como também para atender às exigências do BNDES;

b) Necessidade de pagamento de tarifa de transmissão (“pedágio”), ao contrário do que ocorre com a energia de PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas (isenção de até 100%).

c) Preço não competitivo sendo oferecido pelas concessionárias: para contratos de curto e longo prazo, o preço oferecido não viabiliza a venda de excedentes. O valor normativo (limite máximo dado pelo custo marginal de expansão do setor, estabelecido pela Eletrobrás anualmente⁵) fixado pela ANEEL para repasse dos preços de compra de energia elétrica a partir de biomassa é de R\$ 94,33 por MWh. Entretanto, as concessionárias oferecem no máximo 70% desse valor. Por outro lado, a Resolução 170 de 04 de maio de 2001 da ANEEL estabelece que no caso de geração com óleo diesel, o limite de repasse é de R\$ 250,00 por MWh. Ao menos durante períodos de crise de abastecimento, como medida conjuntural, o mesmo valor deveria ser ofertado à eletricidade de biomassa.

⁵ O DNAEE – Departamento Nacional de Energia Elétrica (antiga ANEEL) estabeleceu em 1988 que o preço de compra da eletricidade excedente “não poderá ser superior ao valor do custo marginal de longo prazo da geração, para os sistemas interligados” (Portaria DNAEE Nº 246).

Há ainda mais dois aspectos a serem analisados. O primeiro aspecto é a não inclusão dos custos de transmissão no preço de compra dos excedentes, inviabilizando a venda dos mesmos. A CESP (Centrais Elétricas de São Paulo), por exemplo, compra energia de Itaipu a R\$ 39,84/MWh (valores de 1997), sem incluir custos de transmissão. Estes custos devem ser incluídos na comparação, uma vez que a geração de excedentes pelo setor sucro-alcooleiro é efetuada diretamente na tensão da rede de distribuição, sem custos de transmissão. Portanto, a empresa concessionária de energia elétrica poderia se beneficiar de oportunidades de não efetuar investimentos, optando pela compra da eletricidade de cogeradores, dentro de um planejamento integrado. Então, conclui-se que por não haver custos de transmissão, a energia gerada no esquema de co-geração por resíduo de cana possui um bom diferencial de preço.

O segundo aspecto analisado é o da 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 1997 foi feita a “Regulamentação do Acesso à Rede Elétrica”, o que deveria viabilizar as operações dos cogeradores como PIE. Entretanto, a questão parece ser mais política do que técnica ou econômica: em algumas ocasiões a própria Eletrobrás havia antecipado que a tarifa de pedágio seria aproximadamente US\$12/MWh e, no entanto, simulações preliminares efetuadas indicam valores de quase US\$ 40/MWh para o pedágio. Claramente isto 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.

2.3 – Barreiras Político-Institucionais (Regulatórias)

Podemos sintetizar as barreiras institucionais que são pertinentes ao setor sucroalcooleiro praticamente em dois gargalos. Em primeiro lugar, há a necessidade de um maior suporte da ANEEL e do BNDES no esclarecimento de dúvidas pertinentes à implementação ou expansão de plantas de geração de eletricidade, podendo viabilizar com esse intuito, um canal de comunicação permanente com as usinas. Em segundo lugar, há a necessidade imediata de que as concessionárias cumpram o disposto na Resolução 170 da

ANEEL, de 04/05/2001, que reza que a concessionária deve obrigatoriamente atender à solicitação de acesso à rede por parte do cogrador num determinado prazo limite. Tal cumprimento raramente acontece, principalmente pelo fato de que a resolução não prevê sanções para a concessionária que não cumpra-la. E também veremos as reais razões das concessionárias (e do setor sucro-alcooleiro) que levam ao desinteresse pela cogeração.

Para facilitar a análise, vamos segmentar as barreiras político-institucionais em três blocos, levando-se em conta o: 1) O Ponto de Vista do Setor Elétrico; 2) O Ponto de Vista do Setor Sucro-Alcooleiro; 3) O Ponto de Vista dos Agentes Econômicos Privados.

Veremos que mesmo após a privatização do setor e da introdução da figura do produtor independente, ainda existem dificuldades, como será discutido. As tarifas de pedágio para o acesso à rede não colaboram para viabilizar a venda de excedentes às concessionárias (agora privatizadas) não se interessam pela compra de eletricidade dos cogradores.

2.3.1 – O Ponto de Vista do Setor Elétrico

Dentro da arraigada cultura do setor elétrico, que sempre privilegiou a expansão hidráulica no processo de planejamento, a cogeração é encarada pelas concessionárias com reservas, como “perda de poder”. Observam-se, inclusive, comportamentos de não aceitação do risco de déficit e das dificuldades na oferta, com afirmações de que “o sistema interligado opera perfeitamente, conforme o período hidrológico as diferentes regiões” e de que “não há problemas na oferta de energia”. Dizem ainda que não adquirem energia cogorada por resíduo de cana por motivos técnicos, já que “não há oferta de energia firme⁶”. Porém, o que se observa no relatório da Eletrobrás de 2000 é que de fato, entre 1994 e 1999 houve um crescimento inesperado no consumo de eletricidade, fato esse que perdurou até 2001, onde tivemos a crise do abastecimento e o racionamento de energia elétrica, não corroborando a afirmação de que não havia problemas de abastecimento no Brasil.

Na verdade, é freqüente (nas concessionárias) o receio de “perder” os seus maiores clientes (grandes consumidores) para produtores independentes. Também não se interessam em que os mesmos sejam autoprodutores. Em vista do poder político do setor

⁶ Energia firme é um termo utilizado para designar a oferta de energia elétrica durante o ano todo.

elétrico, esta “perda” não representa apenas uma “perda econômica”⁷ na ótica do setor elétrico, mas também a perda de poder político, o que não deixa de ser uma questão interessante num momento em que as empresas do setor estão sendo privatizadas.

A própria CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz, maior concessionária de energia elétrica do Estado de São Paulo), que tradicionalmente desempenhou papel relevante na compra de excedentes do setor sucroalcooleiro (veja a figura 2.3 a seguir que corrobora a afirmação), ainda não definiu sua política neste aspecto, após a privatização. Aliás, é interessante observar que, em outubro de 2002⁸, em função da elevação abrupta da taxa de câmbio, a CPFL “adiou (...) qualquer decisão de investimentos em geração de energia a partir do gás natural da Bolívia”. Segundo o presidente da empresa, o câmbio nesta época (quase R\$4/US\$) inviabiliza a geração termelétrica a partir de gás natural da Bolívia, uma vez que todos os bens importados sofreram considerável elevação de preços. Ainda segundo a mesma fonte, os investimentos em uma térmica de 900 MW e outros projetos de cogeração foram postergados, pelo mesmo motivo: há a excessiva elevação de preços dos equipamentos necessários (turbinas a gás), todos importados⁹.

Um outro aspecto, que é apontado em Walter (1994), é a existência de um Protocolo que exime as concessionárias de qualquer obrigatoriedade legal para compra de excedentes de cogeneradores. Porém, estão em tramitação no Poder Legislativo Federal propostas para a regulamentação de fontes alternativas de energia, impulsionadas pela boa repercussão que o assunto obteve na Conferência Rio+10 na África do Sul.

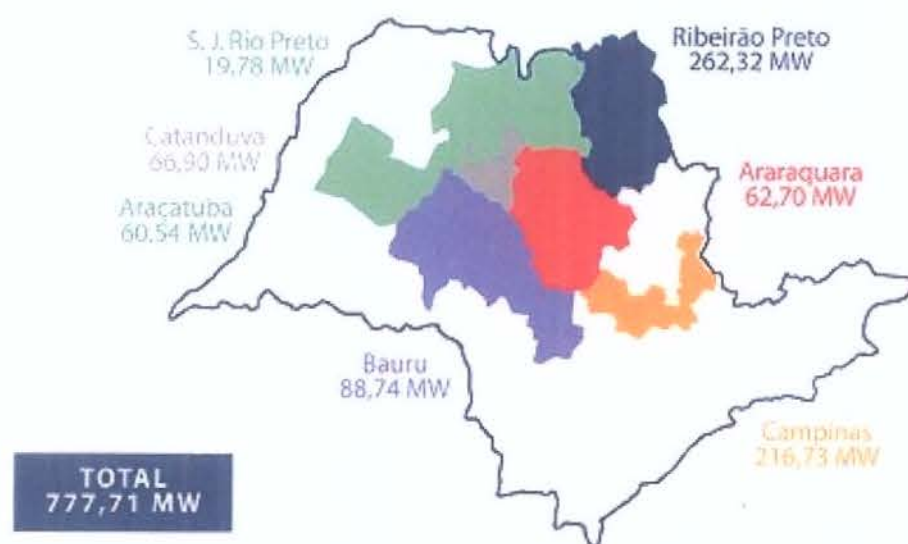
⁷ Este comportamento merece uma séria reflexão, em vista do momento de dificuldades que o setor elétrico atravessa, dadas as perspectivas futuras de não atendimento da demanda por eletricidade por parte das concessionárias.

⁸ Jornal “O Estado de São Paulo” 23/10/02

⁹ Ocorre também a elevação das tarifas de Itaipu que, sendo cotadas em dólares, ficaram sujeitas às mesmas variações cambiais. Vale refletir.

Figura 2.3 – Potencial Energético via cogeração por resíduo de cana instalado pela CPFL

POTENCIAL ENERGÉTICO INSTALADO NA ÁREA DE ATUAÇÃO DA CPFL



Fonte: CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz – Informativo (2002)

Coelho (1999) aponta que, na ocasião em que seu 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 posta por parte de algumas concessionárias. Por sua vez, grande parte das empresas do setor sucroalcooleiro 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 (veremos o assunto com mais detalhes no item 2.3.2 a seguir). 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.

Ainda em Coelho (1999), podemos apontar outra barreira de cunho político-institucional: a não referência específica no Plano Decenal (1997-2006) de expansão da

Eletrobrás à compra de excedentes de eletricidade, nem à utilização de biomassa como fonte renovável, limitando-se a incentivar de forma generalizada a autoprodução e a cogeração, realmente limita o horizonte de possibilidades de investimento no setor, por falta de claros incentivos do Governo Federal. Coelho diz ainda que nem mesmo o Plano 2015 da Eletrobrás faz maiores referências à geração a partir de biomassa, exceto com relação à gaseificação da madeira.

Além da questão da compra dos excedentes, há as exigências técnicas para regularização, como já dito no item 2.1, das unidades de cogeração e para interligação à rede, bem como dificuldades burocráticas impostas pela legislação, em particular para venda de eletricidade a terceiros. Apesar da lei do PIE (Produtor Independente de Energia) em vigor e da regulamentação ocorrida em 1997, a própria Eletrobrás reconhece que ainda há dificuldades para sua utilização.

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 a atender às exigências então estabelecidas pela ANEEL.

Então, podemos dizer a princípio, diante do que foi dito, que há uma excessiva valorização do potencial hidrelétrico dentro do planejamento do setor e de descaso pelo Governo Federal no que tange a uma política de claros incentivos a cogeração por resíduos de cana. Dentro das concessionárias, em escalões inferiores, a compra de excedentes de autoprodutores é vista com muitas reservas, por conservadorismo e preconceito, mesmo que não existam prejuízos para a empresa. Conforme Walter (1994) aponta, essa resistência ocorre, dentro de uma área inferior da concessionária, operacional, em nome da qualidade do serviço prestado pela empresa, muitas vezes com exigências técnicas que a própria empresa não utiliza.

Vale ser feita a reflexão: Será que não é adequado repensar-se a opção da compra de energia elétrica excedente do setor sucroalcooleiro? Será que não valeria a pena lembrar que o combustível utilizado pelas mesmas, o bagaço de cana, é nacional, não depende das flutuações da taxa de câmbio e, em termos macroeconômicos, faz parte de um processo integrado de produção, no qual também é produzido o álcool combustível, substituto nacional de parte do combustível importado, bem como o açúcar, que é produto importante de exportação do Brasil?

2.3.2 – O Ponto de Vista do Setor Sucroalcooleiro

Do ponto de vista do setor sucroalcooleiro observa-se uma postura claramente conservadora, que encara os investimentos em cogeração com grandes reservas. Resguardadas algumas poucas exceções, a maioria das usinas considera que o seu objetivo não é vender excedentes de eletricidade, não demonstrando interesse nesse tipo de investimento.

Pela própria história do setor, verifica-se que o setor costumava contar com a proteção dos governos e dispunha de grande força política. Desta forma, mesmo no novo contexto político, não parece haver motivação para que investir num processo que o mesmo vê com desconfiança, sem garantias de que o produto (excedente de eletricidade) terá um mercado seguro. Na verdade a maior preocupação do setor é com os preços do açúcar no mercado internacional, bem como a situação do Programa do Alcool no país. Conseqüentemente, os empresários ficam hesitantes em realizar novos investimentos para explorar esta nova oportunidade, apesar do enorme potencial (4 GW como foi levantado no capítulo 1 desse trabalho).

Conforme aponta Macedo (2002), como a maioria das empresas possui uma administração de caráter familiar, pouco aberta para o mercado de capitais, ficando limitada a participação das agências internacionais de fomento e de bancos privados como eventuais financiadoras do processo, realizando “joint-ventures”.

Walter (1994) aponta que, em vários países foram criadas condições para a formação de “joint-ventures”, através de iniciativas políticas por parte do Estados, voltadas especificamente à produção e comercialização de eletricidade excedente. Foram também criadas agências, com o objetivo de auxiliar a definição de projetos, a compreensão de leis e normas técnicas, facilitar o relacionamento entre investidores e fornecedores de equipamentos e o relacionamento entre empreendedores e concessionárias de eletricidade. Porém, a cultura empresarial nesses países é distinta da brasileira, sendo mais aberta para o mercado de ações, além da existência elevado tamanho da poupança interna que estimula o aparecimento de investidores, o que aqui não ocorre. Juntam-se a essas barreiras, as econômicas já apontadas nesse trabalho, principalmente no que tange às restrições a concessão de financiamentos pelo BNDES (item 2.2.1).

Em resumo, podemos observar que existe uma pequena parcela do setor que está decidida a investir em cogeração, mas que espera melhores condições institucionais para

tal. O setor reivindica principalmente a estabilização das tarifas para a compra de eletricidade excedente e uma nova legislação para viabilizar o PIE (Produtor Independente de Energia), ponto esse já analisado no item 2.2.2.

2.3.3 – O Ponto de Vista dos Agentes Econômicos Privados

Dado o recente processo de privatização do setor elétrico, é evidente o interesse dos agentes financeiros internacionais (como exemplo, temos a compra de parte da CESP – Centrais Elétricas de São Paulo – pela Enron, empresa norte-americana do ramo de energia, criando a Elektro, outra grande distribuidora de eletricidade do Estado de São Paulo).

Também se observa que um grande número de empresas internacionais de consultoria e fabricantes de equipamentos (turbinas) está acompanhando de perto o processo, em busca de boas oportunidades de investimento. Porém, se observa que as intenções de correr riscos não existem, visto que os investidores desejam definições precisas relativas à política de preços antes de tomar decisões. Também os potenciais investidores internacionais consideram elevado o risco associado à volatilidade da indústria sucroalcooleira no Brasil, em particular as incertezas do Programa Nacional do Alcool.

Em particular verifica-se que o maior interesse dos investidores internacionais se restringe à construção de grandes termelétricas a gás natural (e às hidrelétricas convencionais) as quais, por se tratar de tecnologia amplamente comercializada e com investimentos inferiores aos da geração a partir da biomassa, são encaradas como situações mais seguras de retorno do investimento. Tomamos como exemplo a compra do gasoduto Bolívia-Brasil pela Enron, em parceria com a Petrobrás.

Por outro lado, conforme Goldemberg (2002), apesar da grande preocupação mundial referente aos aspectos ambientais, em particular ao “efeito estufa”, não se verifica um maior interesse dos organismos internacionais em iniciar um processo de “joint implementation” com países em desenvolvimento¹⁰, o que poderia ser um mecanismo de incentivo a cogeração com biomassa (em particular, bagaço de cana).

Por fim, os potenciais investidores consideram que, sem uma clara regulamentação, o risco dos investimentos em projetos de cogeração permanece elevado.

¹⁰ Este processo, de forma simplificada, significa que os países desenvolvidos investiriam em tecnologias mais eficientes e menos poluentes, a serem implantadas em países em desenvolvimento, reduzindo a emissão de carbono nesses países. A redução de emissões nesses países daria então um “crédito” aos países desenvolvidos que não conseguissem mais reduzir as suas próprias emissões, conforme discutido na Conferência de Quioto (1997).

2.4 – Conclusões Preliminares

Percebemos que, embora existam diversas barreiras à entrada de novos agentes no setor de cogeração de eletricidade por resíduos de cana-de-açúcar, as mais significativas são, sem dúvida, as de cunho político-institucional e econômico.

Se considerarmos as recentes linhas de financiamento abertas pelo BNDES que dinamizaram o investimento em cogeração, as barreiras econômicas são menos significativas em relação às políticas-institucionais. Mas há que se ter em mente que o preço de aquisição do excedente de eletricidade não é competitivo: continua limitado ao preço máximo de suprimento da concessionária, sem considerar os custos totais de geração, preço esse que inviabiliza a produção de excedentes por parte dos usineiros.

Como iniciativas políticas propostas, a constituição de "joint-ventures" talvez seja realmente um bom caminho para o Brasil, desde que haja uma postura efetiva de se terminar com a relutância por parte das concessionárias quanto à aquisição da energia elétrica em larga escala a partir de resíduos de cana-de-açúcar. Embora os setores envolvidos reconheçam a excelente oportunidade que essa alternativa representa, existem pontos não devidamente solucionados que podem inviabilizar a utilização desse potencial no país, já tratados neste capítulo.

Conforme vimos no item anterior, e segundo Coelho (1999) a constituição de "joint-ventures" é uma das melhores saídas para aqueles que desejam investir neste negócio. Isto posto dado o evidente interesse por parte de agentes financeiros internacionais no processo de privatização do setor elétrico brasileiro, dentro de um contexto favorável de atração de IDE deflagrado desde o início da década de 90. Porém, temos os problemas quanto ao caráter conservador e familiar do setor sucroalcooleiro, conforme já foi dito.

Também se observa que um grande número de empresas internacionais de consultoria e fabricantes de equipamentos está acompanhando de perto o processo, em busca de oportunidades de investimento, fazendo com que barreiras tecnológicas que existiam até o início da década de 90 desapareçam por completo.

Conforme já discutimos, as concessionárias possuem certa reserva quanto à compra de energia elétrica excedente cogorada pelo setor sucroalcooleiro. A questão central é o conservadorismo, a "perda de poder" e o preconceito que praticamente reina em todas as áreas – construção, operação, financeiro, engenharia – que são de alguma forma afetadas com a inclusão desses empreendimentos, mesmo que não exista qualquer identificação de

prejuízos para a empresa. Segundo dissemos, dentre todos os focos de resistência, o maior deles é na área de operação das concessionárias que, em nome da preservação da qualidade do serviço prestado pela empresa, impõe restrições técnicas como se a interferência do autoprodutor sobre o sistema pudesse ser comparável com a de uma central de grande porte.

Vale a pena ressaltar que dentro das concessionárias ainda reina a visão do papel clássico de uma empresa elétrica, que torna difícil a flexibilização de sua organização funcional. Além disso, conforme aponta Walter (1994), algumas delas, como a CPFL¹¹, ainda nutrem o desejo de construir grandes obras de geração, mesmo aquelas em processo de privatização e as distribuidoras, sendo um motivo claro de falta de vontade política para a efetiva viabilização de um maior espaço à autoprodução e à produção independente¹². Verifica-se, portanto, a mudança de planos da CPFL, que sempre teve destacado papel na compra de excedentes energéticos do setor sucroalcooleiro, pelo simples fato de que, a partir de 1999, a distribuidora se dispunha a comprar mais 50 MW de usinas, segundo uma licitação definida em 1997, o que representa um indicador significativo, apesar de estar muito aquém do potencial estimado. Porém, após a privatização da empresa, não se verificaram maiores demonstrações de interesse, em parte devido aos motivos já apresentados neste capítulo.

Enfim, em resumo, ainda segundo Walter (1994), “a legislação do setor é genérica (...) quanto à importância (...) da autoprodução (...) e da cogeração”. Como foi visto neste capítulo, mesmo com as recentes modificações introduzidas, com a lei do Produtor independente e a Regulamentação do Acesso à Rede Elétrica, ainda assim não parece viável um programa de cogeração de eletricidade a partir de biomassa, em particular no setor sucroalcooleiro. Então, a atuação do Estado seria crucial, fundamental para o equilíbrio das “forças de mercado, através de legislações e incentivos, sobretudo ao fomento da geração descentralizada”.

¹¹ Informativo CPFL, 2000

¹² Mesmo quando esses pontos fazem parte do programa de gestão de sua diretoria, como o que ocorre com a da CPFL.

Capítulo 3 – Estudos de Caso e Cálculo de Viabilidade Econômica

O objetivo deste capítulo é o de realizar o cálculo de viabilidade econômica, através de instrumentos de economia matemática e gestão financeiros aplicados a estudos de caso, tendo em vista as modificações ocorridas no setor elétrico até a presente data e as barreiras à entrada discutidas no capítulo anterior.

Para este intuito, foi realizada uma pesquisa junto a uma usina do Estado de São Paulo que processa mais de um milhão e meio de toneladas de cana por ano. Aplicou-se um questionário com perguntas relacionadas ao assunto, abordando temas que estariam direta ou indiretamente influenciando na co-geração de energia, tais como: tipo de colheita, comercialização do bagaço, processo de co-geração e custos operacionais.

O item 3.2 mostra o cálculo de viabilidade econômica realizado na usina escolhida. Por motivos de proximidade física e de conveniência, foi escolhida a Usina Ester, localizada em Cosmópolis – SP, pioneira no Estado a utilizar o processo de cogeração de energia. Porém, a usina atualmente parou de comercializar os seus excedentes junto à concessionária CPFL. Vejamos os motivos disso e um estudo da empresa no item 3.1 a seguir.

O item 3.1 apresenta um estudo de caso que é, na verdade, um complemento ao capítulo anterior, posto que trata dos programas de incentivo à utilização de biomassa de cana-de-açúcar no estado.

3.1 – Estudo de Caso I: A CPFL e seus Programas de Incentivo a fontes alternativas de energia

A CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz – desde o início da década de 90, desenvolve um trabalho pioneiro na criação e apoio à co-geração de energia, que foi implementado, basicamente, no setor sucro-alcooleiro, com resultados altamente positivos, dando uma alternativa de suprimento de energia elétrica nos períodos de seca, complementando a matriz hidroelétrica, tal como foi dito no capítulo 1 deste trabalho.¹³ Através de planos de instalação elaborados pela empresa, que visam orientar a especificação dos equipamentos e no melhor arranjo que a subestação lhe trará melhor

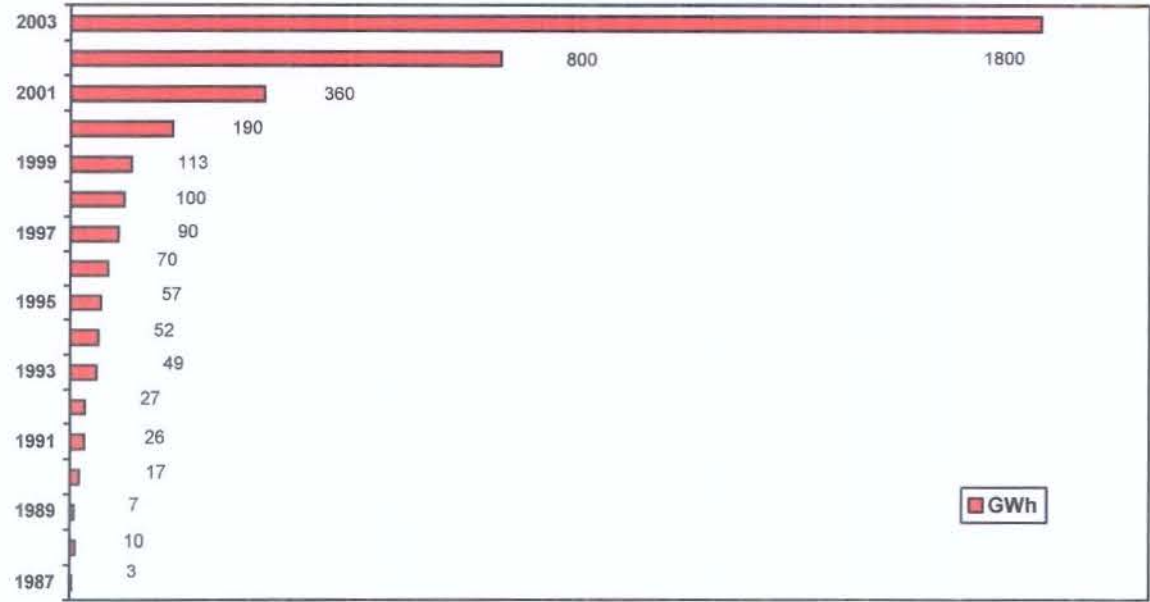
¹³ Dados fornecidos em diversos contatos pessoais com Eng. Eletricista Barsanulfo Jacinto Xavier Filho, especialista em Planejamento Energético e Cogeração da CPFL.

relação custo-benefício, oferece desde 1991 um pormenorizado estudo de viabilidade técnica na área em que atuam. Além disso, fornecem assessoria financeira para crédito do BNDES, assessoria comercial, assessoria para estudos de viabilidade do projeto, assessoria técnica para a conexão ao sistema e um suporte de pesquisa e desenvolvimento (como será explicado logo mais, com a criação da CPFL Holding). No início desta década, a empresa, que estava sendo controlada pelo Estado de São Paulo, possuía um claro objetivo de aumentar a oferta de energia elétrica a partir de biomassa, principalmente, através do bagaço da cana.

Em 1997, a empresa foi privatizada, sendo adquirida em leilão pelo consórcio VBL (Grupo Votorantim, Bradespar e Camargo Corrêa), Previ e Bonaire. Num espaço de cinco anos, o processo de transição da ex-estatal para empresa de capital privado atinge sua maturidade, exibindo alguns importantes modificações, tal como foi o aprimoramento dos serviços e diminuição dos casos de interrupção nos serviços de energia. E outra importante modificação, a que interessa a esta análise, foi no tratamento dado ao incentivo à compra de eletricidade provinda de fontes alternativas, que foi deixado num segundo plano dentro das estratégias da empresa. Prioritariamente, pretendem aumentar a geração hidrelétrica própria, ou seja, construir ou adquirir usinas hidrelétricas. Entretanto, a compra de energia co-gerada por usinas de cana-de-açúcar ainda está dentro das metas, visto que o interesse das concessionárias concorrentes pela compra deste tipo de energia é crescente e podem perder mercado para esta concorrência no que diz respeito à parceria de negócios (implementada pela CPFL Business), como será explicado logo adiante.

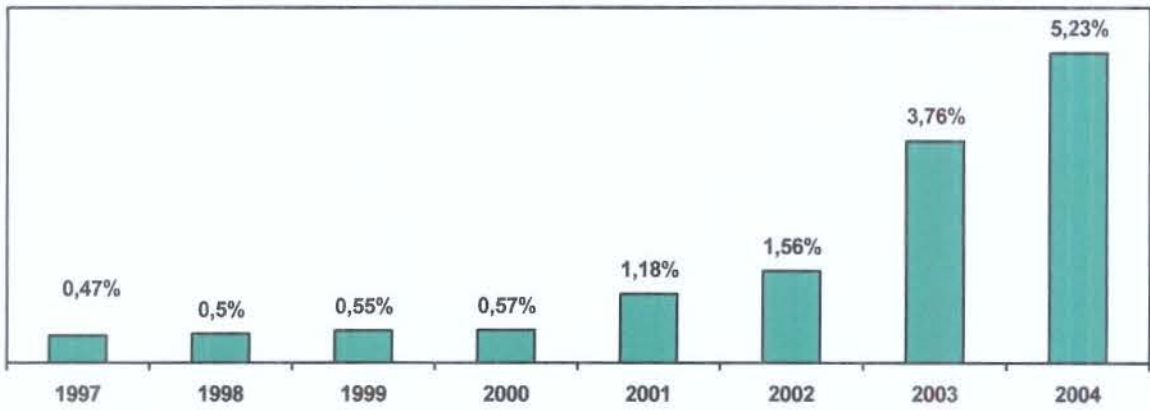
A compra de energia co-gerada possui duas modalidades contratuais: no curto prazo, os preços são adequados à conjuntura energética do período, sendo que a empresa faz uma espécie de intermediação no MAE – Mercado Atacadista de Energia – através de um contrato de opção. No médio e longo prazo, os preços são adequados ao mercado competitivo futuro, tendo a também a opção de intermediação no MAE ou a transação de compra diretamente (100%) via CPFL. Com esse plano, pretendem sair na frente da concorrência, expandindo até o final de 2003, a compra de energia co-gerada pelo setor sucro-alcooleiro para até 1800 GWH, sendo que o índice co-geração *versus* carga (que mede a participação deste tipo de energia no total de energia que a empresa adquire) aumentará para perto de 5,3%.

Gráfico 1 - Quantidade de Energia Co-gerada Adquirida pela CPFL



Fonte: CPFL

Gráfico 2 - Co-Geração x Carga CPFL



Fonte: CPFL

A empresa atualmente pretende aumentar em 20 vezes a geração de energia hidrelétrica própria, através do investimento em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). A reestruturação que a empresa sofreu em 2002, com a criação da holding CPFL Energia, deixa clara essa posição estratégica do grupo, visto que agora, uma outra empresa, a CPFL Geração, é dona de 19 PCH espalhadas na sua maioria pelas regiões Sul e Sudeste, mesmo sabendo da relativa escassez do potencial hídrico desses locais e do impacto ambiental que as usinas causam, apesar de alegarem senso de responsabilidade social e preocupação com reflorestamento.

A CPFL Business, outra participante da holding, possui um papel de agenciadora de projetos de cogeração no setor sucro-alcooleiro. Através de contratos específicos com fornecedores de turbinas e caldeiras, bancos de fomento, etc, promovem a interação entre usina-distribuidora-fornecedores, recebendo como contrapartida parte da lucratividade do negócio. Desde setembro de 2000, a empresa vem trabalhando, em conjunto com o BNDES e com o Banco do Brasil, no sentido de viabilizar linhas de crédito adequadas, que tornem possível a implantação e a expansão de projetos de co-geração de energia elétrica, através do bagaço de cana-de-açúcar. Como resultado deste trabalho, o BNDES aprovou a Operação-Programa para Empreendimentos de Co-geração de Energia Elétrica a partir de Resíduos da Cana-de-Açúcar (já analisado no capítulo 2 deste trabalho), que prevê prazos de até 10 (dez) anos, com amortizações durante as safras, a custos atrativos.

Com isso, a empresa espera incentivar o desenvolvimento de projetos de co-geração no Setor Sucro-alcooleiro, não importando se os produtores estejam em sua área de atuação ou em outras regiões do Brasil.

Enfim, diante do que foi dito, parece ser este o cenário do principal interesse da empresa atualmente. Através dos incentivos à co-geração, a CPFL Business pretende ganhar da concorrência no que se refere ao estabelecimento de negócios de co-geração. Por outro lado, por mais contraditório que isso pareça, a CPFL Geração pretende cada vez mais explorar o potencial hídrico paulista e brasileiro, mesmo sabendo que este é finito e superexplorado. As evidências estratégicas apontam que a prioridade é dada à geração própria, dados os entraves institucionais e regulatórios ainda existentes¹⁴ (maiores detalhes no capítulo 2 deste trabalho, particularmente em Walter (1994)), além da postura conservadora dos usineiros, muito avessos a investimentos de risco e a associações do tipo *joint ventures*, acabando por desestimular as atividades de parceria da holding.

Considerando o atual cenário, a empresa avalia como sendo de importância estratégica o aumento da participação da energia de biomassa dentro da carga total adquirida pela empresa, dado o potencial que esse tipo de energia terá num futuro próximo (espera-se que o PROINFA seja efetivamente regulamentado e, com isso, estimule a participação dos usineiros no processo de co-geração) e dado também, como já dito acima, o crescente interesse na compra de energia co-gerada pela concorrência (um exemplo é a Elektro) que já começa a querer entrar neste mercado.

¹⁴ Apesar do recente incentivo através do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Lei DOA Nº 10438 de 26/04/2002, que é considerada ainda insatisfatória, conforme afirma a CPFL, sendo que o programa ainda não foi regulamentado pelo Governo Federal.

3.2 – Estudo de Caso II – Usina Ester

3.2.1 – Breve Histórico e Alguns Dados Gerais

A Usina Ester, localizada em Cosmópolis-SP, possui 12.350 hectares de terras próprias e foi fundada em 1898 pelo Sr. Arthur Nogueira. É uma empresa que produz e vende açúcar e álcool, tendo participação no mercado externo (exporta e produz somente o açúcar da variedade cristal). Produz o álcool hidratado (que abastece os carros movidos a álcool), o álcool industrial (destinado ao uso industrial geral e à fabricação de bebidas) e, numa proporção maior, o álcool neutro (utilizado na fabricação de perfumes e cosméticos). Somente não produz o álcool anidro (que é misturado à gasolina), visto que as suas segmentações de mercado a serem atendidas são as indústrias de perfumes e bebidas. Seus principais parceiros são a Coca-Cola (vende a ela o açúcar cristal) e O Boticário (vende a ela o álcool neutro, praticamente toda a sua produção desta variedade) e a Indústria de Bebidas Campari (comercializa o álcool industrial).

A Usina Ester, empresa que praticamente impulsionou o desenvolvimento da região, hoje sofre com a pressão urbana cada vez maior, ocasionada principalmente pelo crescimento populacional das cidades vizinhas. Dessa forma, o crescimento das terras próprias é um indicador importante a ser considerado, em qualquer análise sobre o crescimento e desenvolvimento da empresa.

Sabemos que a produção de açúcar e álcool, nos dias atuais, tornou-se um desafio, que só será vencido por quem investir em qualidade, em melhoria genética da cana e em processos ágeis de produção. Neste aspecto, a Usina Ester conta com um Laboratório de Cultura de Tecidos que é tido como um centro de excelência mundial, permitindo melhorias genéticas que se refletem claramente em mais açúcar e álcool por tonelada de cana.

Hoje a empresa implanta progressivamente a colheita mecânica, para atender a legislação ambiental e o fim da queima da cana. Além disso, o transporte da cana até 1970, era através de caminhões de eixo simples (8 a 9 toneladas), hoje são composições com até 4 unidades de carga, totalizando até 50 toneladas de cana por composição. Na área industrial, houve importantes avanços: Nenhum efluente é lançado em cursos d'água. Através de um sistema fechado de circulação das águas servidas, as que não são recicladas,

são misturadas à vinhaça e lançados no canavial, seguindo as melhores técnicas agrícolas, voltadas para evitar problemas agrônômicos e ambientais.

Tabela 3.1 – Volume de Produção Comparado – Usina Ester

	Realizado 2001/02	Previsão 2002/03
Moagem de Cana	1.132.498 ton.	1.471.000 ton.
Açúcar Fabricado	1.395.000 sc 50Kg	1.750.000 sc 50kg
Álcool Fabricado	49.488.200 lt.	53.000.000 lt.

Fonte: Usina Ester – dados pesquisados e consolidados pelo autor.

A tabela anterior (Tabela 3.1) mostra a produção nos últimos dois anos. É preciso considerar ainda que se produz cerca de 42.862 toneladas de bagaço por safra (dados de 2001/2002), sendo que a maior parte deste bagaço é vendida para empresas da região que o utilizam para a fabricação de insumos agrícolas e ração animal. Uma outra parte é estocada para fornecer energia para a indústria nos períodos de entressafra, sendo que, nos dias atuais, não há geração de excedentes comercializados. Vejamos o porquê no próximo item.

Alguns dados adicionais coletados pelo autor sobre a usina no Quadro 1 a seguir:

Moagem	9.000 ton./dia
Consumo de Vapor no processo	530 Kg. vapor / ton. de cana.
Produção de Vapor no processo	180.000 kg/h
Duração da safra	180 dias – maio a novembro
Gerador	Siemens 6250 KVA 500V
Turbina	Contra-Pressão Dedini DN1560 6250KVA
Caldeiras	Dedini, 3: 100 ton/h; 80 ton/h; 40 ton/h.
Pressão caldeiras	21 bar (kg)
Temperatura	340° C
Tipo de resíduo	Bagaço
% uso do resíduo do bagaço	80,3%
Sobra resíduo do bagaço	19,7%
Fator de Conversão	3,38
Energia	21.125 MWH

3.2.2 – A co-geração e a comercialização de excedentes na Usina Ester

Nos últimos anos, muito se investiu para adequar os produtos da Usina às exigências do mercado. Foram realizadas reformulações importantes no sistema de preparo da cana, descarga, moagem. Todo o sistema de geração de vapor através de caldeiras mais eficientes permitiu uma economia de bagaço, cujo excedente é vendido, e graças às novas caldeiras, foi possível gerar e vender pequenos excedentes de energia elétrica.

A Usina Ester foi a pioneira na região, em 1990, a entrar em paralelo com uma concessionária de energia e vender excedentes. Sua produção de excedentes, na época, era de 1,2 MW, co-gerados por turbinas de baixa pressão (21 bar). Sua casa de força, com equipamentos da Siemens, data de 1988 (e persistem até hoje) produzindo energia firme, por todo ano.

Porém, os equipamentos de proteção da casa de força (relés mecânicos) são antigos e de baixa resistência a desemparelhamentos (causados por interrupções do fornecimento de energia à rede). A usina deveria, para se adequar à nova tecnologia vigente, modernizar seu sistema de proteção, visto que o sistema atual de religamento utilizado pela CPFL é feito via microondas, que permite a volta do fornecimento de energia em tempo real. O sistema de microondas da CPFL não permite que se utilizem relés mecânicos, logo, uma modernização custaria à usina em torno de US\$ 200.000, cifra esta não disponível pela empresa no momento.

Além do mais, o preço da tonelada de bagaço no mercado gira em torno de R\$ 50,00 a tonelada, mais ou menos o mesmo preço pago pela CPFL pelo MW co-gerado (em torno de R\$ 60,00). Torna-se mais atrativa a economia de bagaço e a venda deste para outros fins. Então, com esse intuito, a empresa trocou algumas turbinas de baixa pressão e exaustores/ventiladores de caldeiras por motores elétricos, mais eficientes do ponto de vista de utilização de bagaço, porém consomem um pouco mais de eletricidade que as turbinas antigas. Portanto, o pequeno excedente de energia, da ordem de 1,2 MW, atualmente não existe mais.

Segundo Antônio Alves dos Santos, Engenheiro Elétrico responsável pela área de planejamento energético, a empresa espera que haja um melhor cenário macroeconômico e

a efetiva regulamentação do PROINFA¹⁵, que fará com que o preço do MW gerado seja atraente, para voltar a investir no negócio, tomando recursos do BNDES para viabilizar a modernização de sua já antiga casa de força e dos seus equipamentos de segurança.

Enfim, como a empresa não possui interesse e nem tampouco produz excedentes comercializáveis, o cálculo de viabilidade econômica perde a sua finalidade, porém, ainda pode ser aplicado a este caso. No próximo subitem, faremos o cálculo de viabilidade da produção de energia elétrica para consumo próprio, avaliando o quanto se economiza ao não comprar da CPFL o montante de energia empregado no processo produtivo.

3.2.3 – Cálculo da Viabilidade Econômica

3.2.3.1 – Metodologia e Principais Conceitos

A metodologia de avaliação econômica, construída e aplicada neste item, tem por objetivo identificar a viabilidade econômica da implantação de um projeto de geração de energia elétrica utilizando a tecnologia mais antiga aplicada no Brasil, que utiliza turbinas de contra-pressão e estágio simples com válvula de contra-pressão em linha paralela à Caldeira/Turbina, também empregados na Usina Ester.

O objetivo deste cálculo é tão somente demonstrar se o investimento realizado com o intuito de se obter auto-suficiência em abastecimento de eletricidade realmente existe. Para tanto, foi utilizada uma certa metodologia de avaliação econômico-financeira, a qual já foi mencionada anteriormente e será detalhada a seguir.

Reportando-se ao método da taxa de retorno, que será empregado nesse estudo, a avaliação da rentabilidade de uma proposta de investimento é feita pela taxa de juros que torna equivalente o investimento inicial ao fluxo de caixa subsequente. Se a taxa de retorno for superior à taxa mínima de atratividade, o investimento é atrativo. Marim (1978), ao discorrer sobre o critério da taxa interna de retorno (TIR) de um projeto de investimento, a definiu como a taxa de juros que anula o valor presente das receitas líquidas, quando comparados com o valor presente líquido (VPL) dos desembolsos; ou seja, é uma técnica que consiste em anular o saldo dos valores atuais do fluxo de caixa líquido a determinada taxa. Já o VPL traz a valor presente cada um dos valores do fluxo de caixa, sendo que o projeto será viável se este valor for maior ou igual a zero.

¹⁵ Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia, – Lei DOA Nº 10438 de 26/04/2002.

Portanto, é necessário aplicar o VPL e a TIR para avaliar se é mais rentável investir neste negócio do que deixar este mesmo montante aplicado no mercado financeiro é claro, ponderando-se o grau de risco ou de incerteza de se investir em co-geração.

O VPL é um dos melhores métodos e o principal indicado como ferramenta para analisar projetos de investimentos, não apenas pela sua consistência matemática, mas também porque seu resultado é dado em moeda corrente. A TIR é muito útil para classificarmos diversas propostas de investimento, sendo que esse indicador as reduz a um denominador comum, facilitando a tomada de decisão, ao compararmos-la com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) a ser alcançada por um projeto. A TMA, como o próprio nome diz, é dada pelo rendimento mínimo esperado, variando de agente para agente, dependendo do seu perfil como investidor no mercado (na prática, é dada pela média de rentabilidade de fundos, cadernetas de poupança ou fundos de ações).

O valor da TIR obtido será comparado com os já calculados no estudo da CENBIO (2001), já utilizado no início deste trabalho. Esse estudo utiliza a TIR para avaliar propostas em usinas típicas (que possuem o mesmo volume de produção e mesmo nível tecnológico da Usina Ester, utilizada nesta pesquisa).

3.2.3.2 – Levantamento do Fluxo de Caixa e o Cálculo da TIR e VPL

Segundo Kassai (2000), a decisão de se avaliar projetos de investimentos com base em representações de dados por meio de fluxos de caixa, e não no lucro econômico, é devida a uma necessidade econômica, revelando a efetiva capacidade da empresa em remunerar o capital aplicado e reinvestir os benefícios gerados. Além disso, segundo o autor, é mais fácil se trabalhar com fluxos de caixas, dadas as dificuldades de se obter dados econômicos.

Inicialmente, como primeiro item do Fluxo de Caixa, foi requisitada à usina a sua estrutura de custos durante os anos de 2000 a 2002 para manter o processo de geração de eletricidade funcionando. É necessária uma série de pelo menos 3 anos a fim de que o cálculo seja feito da forma mais precisa possível.

Verificou-se, então, que a usina não considera os custos operacionais da co-geração de energia relevantes. Ou seja, segundo ela, o custo operacional do processo de co-geração é relativamente baixo, uma vez que são utilizados os mesmos equipamentos e mão-de-obra tanto na safra (“geração”) como na entressafra (“co-geração”), além da mesma estrutura

utilizada para a produção de açúcar e álcool, uma vez que o insumo único e básico (vapor saturado de alta pressão) é obtido do próprio processo produtivo, não sendo necessário a sua compra. Os principais itens (custos) operacionais e de mão-de-obra estimados anualmente e destacados foram:

- Custos de Manutenção Preventiva (limpeza feita na entressafra) – R\$ 30.000
- Custos de Manutenção Corretiva (Placas de Filtros, por exemplo) – R\$ 5.000.
- Custo Mão de Obra Técnica Especializada (Salários e Encargos) – R\$ 7.500

Foram também estimados os Custos de Investimento, que foram realizados a mais de quinze anos pela Usina. É necessário salientar que, como iremos avaliar um investimento já feito à cerca de 15 anos, este certamente já foi amortizado.

- 3 Caldeiras de 21 bar e 2 Turbinas de Contra-Pressão Dedini DN1560 – R\$ 1.300.000
- Gerador de 6250 KVA, 5MW – R\$ 500.000.
- Despesas com instalação da turbina e do gerador – R\$ 280.000
- Despesas com conexão com Sistema Elétrico CPFL – preço varia durante os anos pesquisados. Para maiores detalhes, ver a coluna (5) da Tabela 3.2..

E, por fim, foram obtidos alguns preços-chave que irão compor o cálculo de viabilidade:

- Preço do MWH pago/cobrado pela CPFL: preço varia durante os anos pesquisados. Ver as colunas (2) e (3) da Tabela 3.2.
- Receita (montante economizado): também varia durante os anos pesquisados. Ver a coluna (4) da Tabela 3.2.

Quanto ao segundo item (Receita), é necessário ressaltar que essa receita expressa a quantidade de energia que seria hipoteticamente vendida caso houvesse excedentes na Usina Ester. Ou seja, é o montante economizado pela empresa relativo aos kWh demandados no período de ponta (das 18:00 às 21:00 hs.) e no período fora de ponta (sendo que neste último período o preço do kWh possui um valor mais baixo do que no primeiro), conforme podemos observar na Tabela 3.2 a seguir.

Tabela 3.2 - Custo Geração de Energia Elétrica - Usina Ester

Mês	Demanda (1)	kWh Período Ponta (2)	kWh Fora Ponta (3)	Custo Energia(4)	Custo conta CPFL (5)
jan/00	2.040,00000	10.558,61240	7.201,44810	19.800,06	351,14
fev/00	2.550,00000	9.783,03270	6.978,15720	19.311,19	361,01
mar/00	2.550,00000	11.971,19560	7.323,43500	21.844,63	369,31
abr/00	2.707,50000	12.761,83754	8.440,88910	23.910,23	1.540,36
mai/00	22.890,00000	107.924,03370	76.509,11424	207.323,15	5.497,54
jun/00	27.250,00000	201.606,97650	138.998,00850	367.854,99	3.990,70
jul/00	27.250,00000	198.859,89000	140.645,66100	366.755,55	523,21
ago/00	27.250,00000	187.579,81800	132.461,04300	347.290,86	537,52
set/00	27.250,00000	179.897,70000	125.339,09700	332.486,80	3.912,36
out/00	27.250,00000	183.860,31150	128.989,47750	340.099,79	3.280,28
nov/00	16.350,00000	8.909,42490	5.639,46075	30.898,89	473,06
dez/00	2.725,00000	9.818,06190	6.819,90750	19.362,97	411,59
subtotal/00	188.062,50000	1.123.530,89474	785.345,69889	R\$2.096.939,09	R\$21.248,08
jan/01	2.180,00000	9.861,10260	7.019,69625	19.060,80	415,20
fev/01	2.725,00000	10.281,94500	6.883,11750	19.890,06	414,24
mar/01	2.725,00000	12.577,44900	7.853,39100	23.155,84	417,96
abr/01	3.123,66650	14.263,20779	9.936,90160	27.323,78	473,33
mai/01	29.302,00000	142.369,50860	96.912,56160	268.584,07	9.690,62
jun/01	30.576,00000	224.487,63700	155.538,01600	410.601,65	1.691,73
jul/01	31.850,00000	242.978,69530	165.940,83680	440.769,53	3.367,42
ago/01	31.850,00000	221.296,48860	151.535,75584	404.682,24	10.042,21
set/01	31.850,00000	226.758,91700	159.336,64800	417.945,57	529,39
out/01	31.850,00000	82.881,84630	57.984,01376	172.715,86	1.396,65
nov/01	3.185,00000	12.683,53500	8.251,45405	24.119,99	426,79
dez/01	3.251,66650	11.713,24310	7.739,24908	22.704,16	435,72
subtotal/01	204.468,33300	1.212.153,57529	834.931,64148	R\$ 2.251.553,55	R\$ 29.301,26
jan/02	3.435,00000	13.528,81900	9.104,28450	26.068,10	460,29
fev/02	3.435,00000	13.607,15960	8.446,23600	25.488,40	460,29
mar/02	3.435,00000	14.342,35600	9.552,37200	27.329,73	460,29
abr/02	3.770,48400	17.907,06878	12.400,89336	34.078,45	505,24
mai/02	35.282,00000	146.482,61380	102.335,92710	284.100,54	613,67
jun/02	38.350,00000	303.640,98650	215.545,88550	557.536,87	1.084,49
jul/02	38.350,00000	314.405,53930	225.632,38050	578.387,92	1.139,12
ago/02	38.350,00000	290.157,97430	204.939,63090	533.447,61	6.974,25
set/02	38.350,00000	280.759,48150	199.225,14690	518.334,63	1.118,36
out/02	38.350,00000	315.634,99330	223.339,40790	577.324,40	1.144,99
nov/02	38.350,00000	122.968,40405	81.954,09720	243.272,50	7.409,73
dez/02	3.835,00000	15.835,03310	10.680,97770	30.351,01	613,60
subtotal/02	283.292,48400	1.849.270,42923	1.303.157,23956	R\$3.435.720,15	R\$21.984,32
TOTAL	675.823,31700	4.184.954,89926	2.923.434,57993	R\$7.784.212,80	R\$72.533,66

Fonte: Usina Ester – dados consolidados pelo autor

Legenda:
(1) = kWh que a usina demanda x preço kWh CPFL
(2) = (1) * Quantidade Horas Utilizadas em Período de Ponta x Custo kWh
(3) = (1) * Quantidade Horas Utilizadas em Período Fora de Ponta x Custo kWh
(4) = (1) + (2) + (3) = Custo da energia caso fosse comprada
(5) = Custo de conexão com a distribuidora CPFL

Após o levantamento das informações e dos resultados da Tabela 3.2, foi elaborado um fluxo de caixa, conforme mostrado na Tabela 3.3 a seguir:

Tabela 3.3 - Fluxo de Caixa do Investimento e Cálculo dos Indicadores

Ano	Investimento	Receitas	Custos Operacionais	Custos Mão Obra	Fluxo Caixa Líquido
0 (1999)	(2.101.984,32)	0	0	0	(2.101.984,32)
1 (2000)	0	1.123.530,89	(35.000,00)	(7.500,00)	1.081.030,89
2 (2001)	0	1.212.153,58	(35.000,00)	(7.500,00)	1.169.653,58
3 (2002)	0	1.849.270,43	(35.000,00)	(7.500,00)	1.806.770,43

VPL	791.695,28
VPL corrigido	910.449,57
TIR	37%
TMA	15%

Fonte: Usina Ester – dados consolidados pelo autor

O Fluxo de Caixa Líquido foi obtido somando-se as linhas da Tabela 3.3, relativas aos anos pesquisados. As fórmulas do VPL e da TIR, utilizadas na planilha Excel, são as mesmas encontradas nas bibliografias pesquisadas, descritas abaixo:

$$VPL = \frac{FC_0}{(1+i)^0} + \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \frac{FC_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n}$$
$$ZERO = \frac{FC_0}{(1+TIR)^0} + \frac{FC_1}{(1+TIR)^1} + \frac{FC_2}{(1+TIR)^2} + \frac{FC_3}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{FC_n}{(1+TIR)^n}$$

Onde: FC = Fluxos de caixa esperados (positivos ou negativos).

i = Taxa de atratividade; é a TMA – Taxa Mínima de Atratividade. Para efeito de cálculos, consideramos uma TMA de 15% ao ano do investimento realizado. Pode ser chamado de Custo de Oportunidade Privado do Capital.

Quando trabalhamos com o Excel e a função VPL, a planilha acusa um resultado diferente do que é obtido pela fórmula descrita acima. Isso assim acontece posto que a planilha desconta os valores não para o período zero, mas para um período anterior (-1). Para corrigirmos esse problema, calculamos o VPL corrigido, trazemos o resultado para o ano zero, multiplicando o resultado por (1 + *i*). No cálculo da TIR, via Excel, também estimamos uma taxa inicial para dar partida ao processo iterativo. Por isso, utilizamos a taxa de 1%.

Vamos agora interpretar os resultados. O VPL corrigido obtido foi maior do que zero (910.449,27), evidenciando a viabilidade do projeto. Esse valor evidencia também o fato de que o projeto, num período equivalente ao analisado, além de pagar os valores

investidos, proporcionou um lucro acima do mínimo esperado (TMA=15%); e esse lucro é o *quantum* indicativo de riqueza que está sendo agregada, e pode ser calculado pela diferença entre a TIR e a TMA (neste caso, $37\% - 15\% = 22\%$).

A TIR (=37%), também maior que zero, mostra o grande potencial deste tipo de projeto, tecnologicamente simples, já que não está sendo empregada a tecnologia de ponta. Porém, dada a obsolescência dos equipamentos e a não geração de excedentes comercializáveis, visto que toda a energia gerada no processo é consumida por ele mesmo, seria muito interessante que a usina substituísse suas caldeiras, geradores e turbinas por outros mais eficientes.

Aproveitando os cálculos obtidos acima, iremos agora utilizar os dados obtidos pelo estudo da CENBIO relativos à substituição dos equipamentos de cogeração de uma usina típica (com 1.500.000 ton. de cana de capacidade de moagem).

Foram estudadas pelo órgão várias possibilidades para o incremento de geração de vapor/energia, entre elas podem ser citadas: inclusão de novos equipamentos ou modernização dos existentes, geração de energia elétrica durante todo o ano mediante o uso de palha, estocagem de bagaço e investimento na fábrica com o intuito de reduzir o consumo de vapor. Veja um resumo dos 6 cenários estabelecidos pela CENBIO a seguir:

A situação 01 consiste em manter a fábrica nas condições atuais, em que a energia é cogerada somente durante a safra, para o uso próprio da usina e sem modificação de equipamentos e processo. Neste caso não há geração de excedente de energia. Essa situação é idêntica à calculada neste capítulo pelo autor. Portanto, serão utilizados os dados relativos à Usina Ester, para podermos obter uma avaliação real do cenário atual.

A situação 02 (Redução do Consumo/ Eficiência da Turbina) consiste em realizar os investimentos possíveis para maximizar a geração de energia elétrica, sem alterar a pressão da caldeira (21 bar) e o tipo de turbina (contra-pressão). Onde, encontra-se uma Válvula Redutora de Pressão, é instalado um novo turbogerador, ainda de Contrapressão, mas de múltiplos estágios, em vez de simples como os que se encontram em operação existentes. Os geradores da fábrica também são convertidos em múltiplos estágios.

A situação 03 (Bagaço Excedente), continua com 21 bar de pressão de caldeira, a instalação de Gerador de Extração Controlada e Condensação ao invés de Contrapressão. A caldeira é repotenciada. A geração de energia elétrica continua sendo realizada somente na safra.

A situação 04 observa-se a troca da caldeira para 42 bar, a instalação de gerador novo de Extração Controlada e Condensação e a desativação do turbogerador existente. A geração de energia continua a realizar-se somente na safra.

A situação 05 observa-se a troca da caldeira para 61 bar, a instalação de gerador novo de Extração Controlada e Condensação e a desativação do turbogerador existente. A geração de energia continua a realizar-se somente na safra. E por fim, a situação 06 contempla: Troca da caldeira também para 81 bar, a instalação de gerador de Extração e Condensação, bem como a desativação de turbogerador existente e investimentos na fábrica que implicariam a redução do consumo de vapor de 530 kg / t de cana processada para 450 kg / t. Além disto, com a utilização da palha como combustível, durante a safra, seria possível, mediante os investimentos pertinentes, a estocagem de parte do bagaço e a sua utilização no período de entressafra, tornando anual a geração de energia (safra e entressafra). Nesta situação 06, como existe a sobra de bagaço, cria-se a oportunidade de geração de energia elétrica no ano todo, devendo-se considerar como horas de geração no período da safra de 3.672 horas, e no período da entressafra 4.218 horas.

O Quadro 2 a seguir apresenta as informações principais das alternativas que tiveram modificações a partir da situação atual como componentes, custos e uma síntese dos resultados comparativos entre cada situação:

SITUAÇÃO	I	II	III	IV	V	VI
GERAÇÃO DE ENERGIA						
Potência Adicional (MW)	0,0	5,1	13,9	29,2	33,3	38,7
Energia Anual Excedente (GWh)	0,0	18,7	51,0	107,3	122,4	284,2
Período de Operação	Safra	Safra	Safra	Safra	Safra	Anual
INVESTIMENTOS INCREMENTAIS (R\$)						
Engenharia	0,0	0,1	0,5	1,0	1,0	1,7
Caldeiras Novas	0,0	0,0	0,0	9,9	16,4	16,2
Turbogeradores e Auxiliares	0,0	1,7	4,6	4,6	14,2	16,2
Melhoria de Eficiência da Fábrica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5
Conexão c/ Sistema Elétrico	0,0	1,0	1,5	2,0	2,0	2,0
Reforma de Turbinas	0,0	0,9	0,9	0,0	0,0	0,0
Reforma de Caldeiras	0,0	0,0	4,2	0,0	0,0	0,0
Armazenagem de Bagaço	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0
Venda de Equipamento	0,0	0,0	0,0	1,0	2,0	2,0
TOTAL	0,0	3,7	11,7	18,5	35,6	44,6
RESULTADOS						
Receita Líquida Anual (R\$ Milhões)	0,0	1,2	3,4	4,8	7,8	18,2
Geração de Caixa (R\$ Milhões) (1)	0,0	1,2	3,4	4,8	8,1	13,6
TIR (Taxa Interna de Retorno) (% aa)	37,0	25,1	15,5	13,0	18,6	19,8

Fonte: CENBIO (2001) e dados consolidados pelo autor (coluna I).

3.2.4 – Conclusões Preliminares

De acordo com os resultados obtidos, podemos observar que é viável economicamente manter o processo atual de cogeração na Usina Ester, dado o Valor Presente Líquido Positivo e a Taxa Interna de Retorno atrativa e maior do que a Taxa Mínima de Atratividade deste tipo de projeto.

Quanto às propostas estabelecidas pela CENBIO (2001) e o cenário demonstrado no Quadro 2, podemos dizer que, embora todas as tecnologias propostas estejam disponíveis no país, algumas ainda não foram amplamente implementadas devido à falta de viabilidade econômica, devido às barreiras a entradas já discutidas no capítulo 2. Podemos verificar que a TIR para os casos III, IV, V e VI (que correspondem aos casos onde há trocas de equipamentos antigos por mais eficientes, está num patamar muito inferior, próxima a TMA usual estabelecida).

Logo, os investidores optam por soluções usuais (como as estabelecidas nos casos I e II), comprovadamente de menor eficiência, porém rentáveis (a TIR é bem superior a TMA) e assim, deixam de ser implementados projetos mais eficientes, que economizariam bagaço para a geração na entressafra, aumentando substancialmente o potencial excedente de eletricidade a partir de biomassa de cana-de-açúcar no país.

A participação de autoridades governamentais, no que se refere à definição de políticas de incentivo às tecnologias mais eficientes, em particular, o PROINFA, seria de fundamental importância, não apenas diante da necessidade atual do país de aumento da oferta de energia elétrica, como também em termos permanentes, visando à implementação de uma matriz energética renovável e sustentável.

Capítulo 4 – As Externalidades no Setor Sucro-Alcooleiro

4.1 – Alguns Conceitos Básicos

Externalidades (ou “custos externos”), segundo Coelho (1999), são custos ou benefícios não incluídos no preço de um certo bem ou mercadoria, porém, acabam por serem pagos, de forma indireta, pela sociedade (degradação ambiental, de saúde, necessidade de mais impostos, etc.).

Em princípio, as externalidades não se limitam aos impactos ambientais e sobre a saúde humana; há também os impactos sobre o emprego, segurança de fornecimento de energia, entre outros. As externalidades tanto podem incluir efeitos negativos (danos) como positivos (benefícios), em particular quando se consideram os efeitos econômicos.

Varian (2000) divide o conceito em dois: existem externalidades de *consumo* se um consumidor se preocupa diretamente com a produção ou consumo de outro agente, podendo ser a externalidade negativa ou positiva. Podemos observar casos em que o agente tem preferências definidas sobre a quantidade de poluição produzida pelos automóveis de uma cidade ou sobre o prazer que há em observar o jardim de flores do meu vizinho, sendo exemplos, respectivamente, de externalidades de consumo negativas e positivas.

Do mesmo modo, existem externalidades de *produção*, que surgem quando as possibilidades de produção de uma empresa são influenciadas pelas escolhas de outra empresa ou consumidor. Um exemplo clássico é o de um pomar de maçãs localizado próximo a um apiário, onde há uma externalidade positiva na produção de ambos. Um outro exemplo clássico, mas agora de externalidade de produção negativa, é o da empresa siderúrgica que despeja seus detritos diretamente no rio sem nenhum tratamento prévio, prejudicando uma empresa de pesca que se situa nas margens deste mesmo rio.

Para identificá-las e avaliá-las são utilizados os conceitos e técnicas da Teoria do Bem Estar Econômico, de forma a atingir uma utilização ótima do Meio Ambiente, e de acordo com a Teoria Neoclássica, atingir o ótimo de Pareto, ou seja, alocações eficientes para ambos os agentes. Então, as alocações eficientes de Pareto são aquelas em que nenhum consumidor pode melhorar sua posição sem piorar a de outrem. Tal alocação irá se caracterizar pela condição de tangência onde que as taxas marginais de substituição entre um bem A e outro B devem ser iguais entre os dois agentes. Porém, conforme diz o Primeiro Teorema do Bem-Estar, em um mercado livre e competitivo, o resultado eficiente

de Pareto nas trocas só aparece na ausência de externalidades. Neste caso, o Estado, através de um Sistema Legal, pode assegurar a boa definição dos direitos de propriedade, de modo que se possam fazer as trocas que geram eficiência. Um sistema de “Certificados de Poluição”, estabelecendo um mercado para as externalidades negativas ou a inclusão da utilização de Impostos de Pigou¹⁶ seria de extrema necessidade, segundo a Teoria Neoclássica, para que a maximização dos lucros dos agentes aconteça. Os Impostos de Pigou, no caso, serviriam para corrigir a perda de eficiência criada pelas externalidades, criando ônus para o agente produtor de uma externalidade negativa. Voltando ao exemplo da siderúrgica e da empresa de pesca, a produção de poluição pela primeira não lhe custa nada, porém isso exclui os custos que a poluição acarreta para a segunda, sendo que a situação seria retificada se for assegurado que o poluidor enfrentará o custo de suas ações.

Temos também o exemplo do mercado de créditos de carbono, ou de permissões/direitos de se poluir (estabelecido no Protocolo de Quioto, em 1997), onde são negociadas quotas entre os agentes que possuem um balanço positivo de poluição e outro que polui em demasia e não pode (ou não quer) reduzir a quantidade de poluentes emitida. No caso do setor sucro-alcooleiro, objeto desta pesquisa, o sistema de co-geração de energia pode ser considerado ambientalmente otimizado e apto a participar dos mecanismos econômicos associados aos gases do efeito estufa. A plantação de cana é tida como sumidouro, há investimento em tecnologia mais limpa, busca-se a eficiência energética e a biomassa utilizada na geração de energia é renovável, podendo, portanto, ser comercializadora dessas permissões de poluir, gerando recursos altamente rentáveis para o setor.

No caso de externalidades positivas, é facilmente observada a internalização da produção dessas externalidades, sendo que, na maioria das vezes, é o próprio mercado que dá sinais para essa internalização. O caso do pomar de maçãs e do apiário, apresentado anteriormente, é típico. É bem provável que ambas percebam que podem maximizar seus lucros se coordenassem suas atividades, tanto por um acordo mútuo quanto pela venda de uma empresa a outra.

As dificuldades em avaliar determinados tipos de bens, principalmente recursos ambientais, que são objetos desse trabalho, são denominadas “falhas de mercado”. Estas falhas ocorrem quando o mercado não é capaz de alocar os recursos ambientais da melhor

¹⁶Arthur Pigou (1877 – 1959), economista da Universidade de Cambridge (USA).

forma porque seus custos ou benefícios não estão incluídos nos preços de mercado. Assim, um dos principais problemas é a avaliação do Meio Ambiente.

No caso dos processos de conversão de energia, na maior parte dos casos o valor econômico dos impactos ambientais relativos ao ciclo global não é incluído no seu custo total. No caso particular da construção e operação de usinas elétricas, são considerados apenas os custos de capital, de combustível (no caso de conversão termelétrica) e de operação e manutenção. Então, os custos externos (externalidades) não são incluídos nos custos de geração de eletricidade e, portanto, os custos de geração obtidos para as tecnologias convencionais são inferiores àqueles obtidos para produção de eletricidade a partir de fontes renováveis que, sendo vistos desta forma, não parece ser viável em termos econômicos.

Portanto, danos ambientais locais, como as chuvas ácidas, ou globais, como o efeito estufa responsável pela mudança do clima no planeta e a destruição da camada de ozônio, entre outros, representam riscos significativos para a vida humana, mas os seus custos não são incluídos na maioria das análises econômicas. Mesmo quando as concessionárias levam em conta os custos ambientais, são considerados apenas os custos para reduzir os impactos, conforme determinação da legislação do país, sendo ignorados os impactos remanescentes.

Coelho (1999) comenta que, na medida em que a legislação ambiental estabelece, por exemplo, padrões de emissões e, conseqüentemente, exige a instalação de um equipamento de limpeza de gases, ocorre de certa forma a internalização de uma parte das externalidades, mas na verdade a implementação destas políticas ainda não está bem estabelecida. Na verdade, a grande questão é a quantificação dos impactos ambientais de forma a chegar a uma definição do chamado “nível ótimo de poluição”.

No Brasil, a questão é crítica, pois a legislação não é adequada e não existem formas eficientes de controle. A geração de eletricidade no país ainda é predominantemente hidrelétrica, com aproximadamente 15% gerado em usinas termelétricas. Mesmo assim, pelo fato de não haver legislação adequada a respeito da emissão de poluentes em fontes estacionárias, o controle ambiental neste caso é muito reduzido e as emissões quase que ocorrem livremente. Assim sendo, os impactos sociais e ambientais são significativos, inclusive para as hidrelétricas existentes no país, ao contrário do que se admitia inicialmente.

Conforme discute Furtado (1996), a situação tende a se agravar ainda mais com as perspectivas de mudança na matriz energética, com a introdução de termelétricas a fósseis (carvão no Sul do país e gás natural proveniente da Bolívia). Então, torna-se de relevante importância a questão das emissões de óxidos de nitrogênio decorrentes da queima de gás natural, para as quais não existe legislação no país. Dentro deste panorama, podemos então avaliar “a importância e a magnitude dos impactos ambientais decorrentes da produção de eletricidade, evidenciando a necessidade da incorporação dos seus custos no planejamento energético”.

Conforme Ottinger *et al* (1991) mostra em seu trabalho, 29 estados americanos haviam solicitado às suas concessionárias de eletricidade que incluíssem as externalidades no planejamento, licitações ou qualquer outro procedimento de utilização de recursos. Estas empresas consideram a incorporação destes custos de diversas formas, por exemplo:

- *Quantitativa*: as comissões incorporam os custos (ou benefícios) ambientais em termos específicos (por kWh gerado), refletindo o custo do dano ambiental ou permitindo o crédito correspondente a um processo menos poluente;
- *Qualitativa*: as comissões exigem que as concessionárias considerem os impactos ambientais sem especificar os custos correspondentes;
- *Taxa de retorno*: as comissões permitem o uso de uma maior taxa de retorno para investimentos em tecnologias não poluentes. (Seria interessante incluir política parecida no Brasil);
- *Custo evitado*: as comissões elevam o custo evitado para levar em conta os custos ambientais.

Ottinger *et al.* (1991) argumentam que existem duas razões principais pelas quais as concessionárias e as comissões regulatórias devem considerar as externalidades no processo de seleção de recursos naturais. A primeira diz respeito à obrigatoriedade das concessionárias em servir o interesse público e esta responsabilidade inclui a proteção ambiental, e a segunda fala que, no futuro, é previsível que leis internacionais, federais e estaduais imponham controles ambientais estritos ao longo dos 30-40 anos que correspondem à vida útil da usina geradora de eletricidade, de forma que é imprudente investir em recursos que terão que ser abandonados ou que necessitarão de modificações de alto custo para atender aos padrões ambientais.

Desta forma, quando as comissões regulatórias exigem a inclusão das externalidades no planejamento das concessionárias, os custos destas externalidades não estão sendo

internalizados na estrutura existente de preços, mas apenas estão sendo usados de forma prudente os recursos naturais do país.

4.2 – Barreiras à Introdução de Taxas Ambientais

Segundo Coelho (1999), apesar dos argumentos a favor da introdução dos custos ambientais no planejamento do setor energético, verifica-se que ainda existem barreiras à incorporação dos custos ambientais, mesmo nos países desenvolvidos:

- impactos na competitividade e nos níveis de emprego;
- conflitos entre as taxas nacionais e as do comércio mundial;
- indícios de que as taxas devem ser elevadas para produzirem resultados;
- subsídios existentes e regulamentações que acabam por provocar efeitos ambientais perversos;
- políticas e culturas que neguem ou inibam as taxas ambientais.

O mesmo estudo considera que as barreiras acima podem ser superadas através dos seguintes mecanismos:

- remoção dos subsídios e das regulamentações que sejam ambientalmente negativos;
- desenvolvimento de um projeto cuidadoso das taxas e das medidas de mitigação;
- utilização e implementação gradual de taxas ambientais (e suas receitas correspondentes) como parte de uma política que inclui reformas de impostos ambientais já existentes;
- consultas aos setores envolvidos e à população;

De qualquer forma, conclui-se que já há conhecimento suficiente para justificar a necessidade de um maior desenvolvimento político no que se refere às taxas ambientais. Conclui-se também que é preciso que haja uma maior conscientização por parte da população em geral no que diz respeito às questões ambientais no país, a fim de que a aplicabilidade destas leis não venha a ser simplesmente punitiva, mas

sim educativa, tornando o cidadão consciente de sua responsabilidade perante o meio ambiente.

4.3 – Técnicas para a estimação de Externalidades

Furtado (1996) apresenta as principais técnicas para estimar externalidades:

- Baseadas em **preços de mercado** para valorar os bens ou serviços ambientais; pode-se usar “preços sombra” (“shadow prices”) quando o preço de mercado não reflete a escassez do bem: são chamadas métodos indiretos. Este método determina o efeito físico do impacto ambiental, como alterações na produtividade ou efeitos na produção, comparando as situações com/sem impactos, como por exemplo, mudanças no uso da terra (produtividade de culturas, benefícios perdidos pela redução na irrigação, etc). Do ponto de vista de capital humano, o método avalia danos monetários relativos à perda de receita por morte prematura, doenças, aumento em despesas médicas, bem como perda de receita por mudanças na produtividade humana provocada por danos ambientais.
- Baseadas em **mercados experimentais** (questionários para valorar impactos que não podem ser valorados pelos métodos anteriores), como por exemplo:
 - método da **Valoração Contingencial** (CVM) (questionários para determinar o quanto as pessoas estão dispostas a pagar (“willing to pay”) por um benefício ou quanto aceitam receber (“willing to accept”) como compensação para tolerar a perda de um recurso natural); técnica escolhida pela maioria dos estudos;
 - método da **Preferência Estabelecida** (“contingent ranking - CRM”): definir um conjunto de preferências que podem ser comparadas com o preço real de um bem existente no mercado, o que é feito pelo analista;
 - método da escolha pelo **Menor Custo**: pede-se às pessoas para escolher entre um certo bem ambiental e vários bens alternativos; ou entre uma certa quantia de dinheiro e um bem ambiental. Se a escolha é pelo bem ambiental, seu menor valor é a quantia da qual se privou;

- técnica “**Delphi**”: consultores valoram um certo bem ou serviço através de um processo interativo. Inicialmente, o analista valora cada bem separadamente; numa segunda etapa, os resultados são discutidos no grupo e cada *expert* reavalia sua decisão, através de uma nova estimativa. Esta técnica depende fortemente do conhecimento e experiência do analista e da habilidade com que a técnica é adotada.
- Baseadas nos custos:
 - **Custos de Oportunidade:** não valora diretamente os benefícios de uma ação; ao contrário, são mensurados os benefícios perdidos relativos a um uso alternativo. Segundo Furtado (1996), não é propriamente uma técnica de valoração, mas é útil em processos de decisão quando outras técnicas não podem ser usadas;
 - **Cost Effectiveness:** usada quando o interesse é analisar meios eficientes para alocação de fundos para atingir um objetivo. Indica o menor custo alternativo para atingir um certo padrão de qualidade ambiental através da redução de impactos ambientais com os recursos disponíveis;
 - **Aproximações baseadas na despesa:** estima o valor do bem ambiental por o quanto as pessoas estão preparadas para gastar para prevenir sua degradação ou para restaurá-lo à forma original após ter sido danificado. Inclui os métodos de despesas preventivas e potenciais. O método de **despesas preventivas** estima um mínimo individual de despesas para reduzir ou eliminar o impacto ambiental. O método das **despesas potenciais** avalia os investimentos que seriam necessários para eliminar ou mitigar o dano ambiental.

4.4 – A Avaliação de Externalidades

Existem dois métodos básicos para avaliação de externalidades, baseados no custo de controle e no custo do dano, através das diversas técnicas detalhadas no item 3.

O **custo de controle**, conforme Furtado (1996) representa o valor monetário da proteção ambiental, isto é, o quanto a sociedade deve pagar para evitar o impacto ambiental. Assim, os custos internalizados, neste caso, se referem a medidas de mitigação dos efeitos ou medidas para prevenir os efeitos. Estes custos são também subdivididos em custos de controle e de mitigação.

- *Custo de controle* é o custo para evitar o impacto ambiental, quando a medida visa reduzir o impacto ambiental agindo diretamente na fonte poluidora;
- *Custo de mitigação* é o custo para gerenciar ou reduzir o impacto. O termo mitigação é usado quando não há uma ação prévia para reduzir o impacto. Assim, as medidas visam apenas gerenciá-lo, reduzi-lo, e não eliminá-lo completamente.

O **custo do dano** se baseia na valoração do dano econômico provocado. Este método valora efeitos ambientais como, por exemplo, a perda de produção econômica devida aos impactos do projeto. Representa o benefício que a sociedade terá evitando a externalidade, ou seja, o benefício monetário da proteção ambiental.

Na verdade, a maior dificuldade para utilizar o custo do dano é a sua valoração. De acordo com Ottinger *et al* (1991), alguns especialistas acham que as comissões regulatórias teriam dificuldade para valorar, por exemplo, a vida humana, o que é considerado uma tarefa praticamente impossível e sujeita a discussões éticas consideráveis, mas sabe-se que as concessionárias do setor elétrico freqüentemente estimam valores em geral difíceis de se quantificar, como previsões de demanda e as próprias comissões regulatórias têm como rotina tratar estas estimativas.

Portanto, segundo Ottinger *et al* (1991), o custo do dano representa melhor o custo real do risco ambiental para a sociedade, porque não se pode acreditar que o custo de controle tenha relação com o dano econômico associado ao risco ambiental. Porém, no caso de não ser possível desenvolver tais estudos, ou no caso de que eles não sejam adequados, o uso dos custos de controle pode ser uma opção razoável. De qualquer forma esta possibilidade é ainda melhor do que ignorar os custos ambientais, o que significa considerar que seu valor é nulo.

Já segundo Furtado (1996), existem dúvidas de que o custo do dano possa sempre representar os custos ambientais com segurança, concluindo que o custo de controle pode ser uma boa opção para incorporação de externalidades, quando o custo do dano não é

possível. Segundo o autor, existem três grandes desafios relativos à valoração monetária dos efeitos ambientais:

- (1) Descobrir o nível de custo de controle que seja economicamente eficiente;
- (2) Determinar o dano evitado como resultado da aplicação das ações de controle;
- (3) Encontrar o melhor método para estimar o custo real dos riscos ambientais.

4.5 – Impactos Ambientais no setor sucroalcooleiro – As Externalidades

Neste item, serão avaliados os principais impactos ambientais na agroindústria da cana-de-açúcar, quais são, as externalidades produzidas neste setor, dando destaque principalmente ao que se refere ao processo de cogeração de eletricidade. Na agroindústria canavieira existem duas fases distintas que compõem a produção de açúcar, álcool e eletricidade, que veremos a seguir: Fase Agrícola e Fase Industrial.

4.5.1 – Fase Agrícola

- **Queima do Canavial**

Na fase agrícola, o impacto mais importante é a queima do canavial para facilitar a colheita devido às emissões de poluentes. Segundo Daniel Gonçalves (2001), a técnica da queima da palha da cana, realizada com o intuito de facilitar e baratear o corte manual, foi muito difundida no passado, tornando-se habitual na grande maioria dos estabelecimentos agrícolas dedicados ao seu cultivo.

O autor ressalta que essa queima provoca periodicamente a degradação e até a destruição de ecossistemas inteiros, tanto dentro como junto às lavouras canavieiras, além de dar origem a uma imensa poluição atmosférica, prejudicial à saúde, e que afeta não tão somente as áreas rurais adjacentes, mas também os centros urbanos mais próximos.

Esse mesmo autor ressalta que as implicações ecológicas, econômicas e sanitárias das queimadas dos canaviais têm sido bastante discutidas no interior do Estado de São Paulo, inclusive dando origem a processos jurídicos que visam coibir a sua prática. As queimadas, além da ação biocida em relação à fauna, à flora e aos microorganismos, aumentam a temperatura e diminui a umidade natural dos solos, levando a uma maior compactação e a uma perda de porosidade dos mesmos, além de proporcionar uma polimerização de suas substâncias húmicas, assim como perda de nutrientes, seja para a atmosfera (via combustão) seja para as águas (por posterior lavagem e lixiviação).

Segundo Gonçalves (2001), no Estado de São Paulo, 75% da área plantada de cana-de-açúcar é queimada antes do corte manual. Os outros 25% são feitos por corte mecanizado, realizando a colheita da cana crua. O seu estudo mostra de maneira objetiva quais são os compostos orgânicos gerados na combustão da palha e das pontas de cana, reunidos na tabela 4.1 a seguir:

Tabela 4.1: Emissões de poluentes na queima de cana de açúcar:

Poluentes	Emissões (kg/tc)
Hidrocarbonetos	2,6 - 8
Monóxido de carbono	30 - 41
Particulados	2,5 - 3,5

Fonte: Coelho (1999)

A queima da cana tende a ser eliminada, sendo substituída pela colheita de cana crua, principalmente em função das pressões da opinião pública, o que acabou por pressionar a edição de uma lei no interior do Estado de São Paulo proibindo as queimadas (Decreto Estadual nº 42.056, de 06 de agosto de 1997). Em linhas gerais, este decreto que estabeleceu o Plano de Eliminação das Queimadas, regulamentou a prática nos canaviais, prevendo sua eliminação gradual em 8 anos nas áreas mecanizáveis e 15 anos nas não-mecanizáveis, incluindo, nesta última categoria, as pequenas propriedades com área inferior a 125 ha.

Gonçalves (2001) afirma, entretanto, que é importante ressaltar que o decreto previa que a mecanização da colheita seria a tecnologia adotada para eliminar a despalha por queima, e que sua adoção de maneira abrupta causaria um grave problema de ordem social, pois o corte manual era a atividade que empregava a maior quantidade da força de trabalho rural no Estado. Admitia-se que o tempo estimado no decreto para a eliminação das queimadas seria suficiente para a absorção desta mão-de-obra por outros setores da economia. Porém, a situação macroeconômica do país surpreendeu as expectativas do Plano, que acabou por agravar ainda mais a situação do desemprego estrutural no campo.

- **Aplicação da Vinhaça em fertirrigação**

A vinhaça, bem como a torta de filtro, subprodutos do processo industrial, é utilizada na lavoura como fertilizantes e para irrigação (fertirrigação). Este

reaproveitamento, além de apresentar vantagens econômicas¹⁷ pelo fato de evitar a compra de produtos químicos. Por outro lado, há os cuidados na aplicação da vinhaça, que não deve exceder as concentrações limites estabelecidas, de modo a não contaminar o lençol freático. Além disso, há a possibilidade de emissões de metano em consequência da irrigação. Entretanto, para níveis inferiores a 200 m³/ha (média usual em São Paulo), não há tempo suficiente para formação de metano. Uma discussão mais detalhada desse assunto foge aos objetivos do trabalho e é encontrada em Coelho (1999).

- **Emissões de N₂O do solo**

Estas emissões são consequência da quantidade de fertilizante nitrogenado usado, da forma de aplicação e das condições do solo, e adotando que as emissões (em peso) correspondem a 0,5–1,5% do fertilizante, os resultados obtidos por Coelho (1999) indicam 1,2 kg de N₂O por hectare/ano. Transformando estas emissões em CO₂ equivalente (seu potencial referente ao efeito estufa é estimado em 150 vezes maior que o CO₂), obtém-se 250kg CO₂ eq./ha.ano ou 3,17 kg CO₂/tc (para 87,9 tc/ha).

- **Emissões de combustíveis fósseis usados na parte agrícola**

O consumo total de óleo diesel em tratores, caminhões e demais equipamentos da parte agrícola pode ser avaliado de várias formas, sendo as duas mais comuns encontradas em Coelho (1999): existem estimativas de 1 litro de diesel para cada 10 litros de álcool produzido ou então, podemos considerar que nas operações agrícolas são consumidos de 0,26 a 0,48 litros de Óleo Diesel por tc (tonelada de cana) e, na colheita, o consumo é de 0,96 litros de Óleo Diesel/tc para colheita mecanizada e 0,20 litros de Óleo Diesel/tc em colheita manual.

Para estimarmos as emissões por tc (ou por ha plantado), serão utilizados os valores esquematizados na tabela 4.2 a seguir:

¹⁷A produtividade agrícola das áreas pertencentes às usinas é mais elevada do que aquela pertencente a produtores isolados, pela disponibilidade de utilização da vinhaça e da torta de filtro produzidos na usina.

Tabela 4.2 - Emissões de combustíveis fósseis usados na cultura da cana

Poluentes	Emissões (kg/1000 litros)
Aldeídos	1,45
Hidrocarbonetos	7,28
Monóxido de carbono	14,3
Óxidos de Enxofre	3,74
Óxidos de Nitrogênio	40,2
Particulados	5,48

Fonte: Coelho (1999)

4.5.2 – Fase Industrial

Na parte industrial, a maior emissão de poluentes é em decorrência da queima do bagaço nas caldeiras a vapor. Como o enfoque deste trabalho é particularmente o Estado de São Paulo, serão utilizados como amostra os dados da CETESB, que monitora o nível de emissões de particulados em caldeiras a bagaço de cana. Veja a Tabela 4.3 abaixo:

Tabela 4.3 - Emissões de particulados em caldeiras a bagaço de cana em SP:

Condições de Operação	Emissões de Particulados (mg/Nm³)	Qte. Particulados por ton. Bagaço Queimado
Recomendação da CETESB	120	0,5
Caldeiras monitoradas pela CETESB	150	0,6
Caldeiras com multiciclone	500	2,0
Caldeiras sem retentor de fuligem	4000 a 6000	15 a 25

Fonte: CETESB (2003)

Quanto à emissão de outros poluentes, serão apresentados os dados de Pessine (1999), por inexistência de dados nacionais¹⁸. São reunidos conforme podemos observar a tabela 4.4 a seguir:

Tabela 4.4 - Emissões nas caldeiras a bagaço de cana de açúcar (50% umidade):

Poluentes	Emissões (kg/tbag)
SO ₂	0
NO _x	0,6
CH ₄	0
CO	0
Particulados	0,6

Fonte: Pessine (1999)

Conforme discute Pessine (1999) e também é observado nos dados das tabelas 4.3 e 4.4, a emissão de compostos orgânicos não queimados, incluindo metano, poderia se dar um em regime de operação transiente ou fora de controle, num eventual problema na

¹⁸Já foi dito neste trabalho que existem deficiências na legislação ambiental brasileira, em particular em relação à falta de controle e de monitoramento das emissões de poluentes em usinas de cana.

operação da caldeira. A maioria das caldeiras não possui sistemas de limpeza do tipo “scrubbers”, mas emissões de metano não têm sido verificadas, apenas de particulados. Na verdade, não há maiores controles quanto às emissões nas caldeiras de bagaço, mas existe, como já dito, monitoramento realizado pela CETESB, a partir de valores recomendados. No Estado de São Paulo, o controle de emissões de poluentes realizados por esse órgão ocorre principalmente com relação a óxidos de enxofre, que são praticamente inexistentes nas caldeiras de biomassa.

Verificamos também, principalmente pelo que nos mostra a tabela 4.3, que a emissão de particulados nas caldeiras monitoradas pela CETESB estão praticamente dentro do limite de $\pm 10\%$ do recomendado. Porém, aquelas que não são monitoradas e, principalmente, as que não possuem retentor de fuligem, despejando-a totalmente no meio ambiente, superam em até 50 vezes os parâmetros recomendados, não havendo nenhum tipo de punição ou advertência para esses infratores.

O principal dano causado ao meio ambiente por essas emissões desenfreadas de poluentes já é bem conhecido: O Efeito Estufa, que se caracteriza pela retenção de gases na camada mais próxima da atmosfera, contribuindo para a retenção de calor na crosta terrestre e conseqüente elevação da temperatura global. Porém, há que se ressaltar a vantagem, no processo de queima do bagaço, das caldeiras não emitirem monóxido de carbono, principalmente em relação aos outros tipos de termelétricas existentes, que processam combustíveis fósseis.

4.6 – Conclusões Preliminares

Podemos concluir, diante do que foi apresentado, que existe uma grande diversidade e uma significativa divergência entre as metodologias e resultados correspondentes à valoração das externalidades ambientais. Como foi analisado, as diversas subdivisões de custos, que representam opiniões de diversos pesquisadores, estão divididas entre os dois principais métodos a serem utilizados: o custo de controle e o custo do dano.

De qualquer forma, observa-se que, mesmo assim, existe a concordância de que a incorporação de custos ambientais no planejamento do setor elétrico é fundamental para a real avaliação das melhores opções a serem consideradas na oferta de energia. Este assunto foi abordado com a finalidade de ilustrar a importância desta metodologia, principalmente como política para viabilizar economicamente tecnologias mais eficientes para geração a

partir de biomassa, em particular no setor sucro-alcooleiro (como a gaseificação de bagaço de cana para geração de eletricidade). E isso pode ser realmente comprovado, visto que as emissões de poluentes são muito reduzidas (quase não há emissão de carbono) em relação à queima de combustíveis fósseis, como o carvão mineral, por exemplo (apesar de, na fase agrícola do plantio da cana, como vimos, existirem emissões de N_2O e de combustíveis fósseis e também do problema da vinhaça, porém, nada comparado ao caso de emissões de poluentes por termelétricas, que se encontram numa escala bem acima das usinas que se utilizam da co-geração). Basta lembrar que a cada tonelada de carvão queimada, 9 kg de NO_x são despejados no meio ambiente, correspondendo a $1993g/10^6 \text{ kcal}^{19}$.

Vale ressaltar que a produção de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar possui a vantagem de não contribuir para o surgimento da chuva ácida (ao contrário das termelétricas tradicionais) e, ainda, possui a vantagem da re-utilização de seus resíduos produtivos: a água utilizada na lavagem da cana antes de ser moída, e também a utilizada na refrigeração dos cristalizadores e da casa de força, é reciclada e repostada no processo, o vinhoto, a água-mãe do melaço e a água da filtração são utilizados na adubação dos canaviais (constituindo externalidades positivas para a usina). Como já dito anteriormente, no processo de queima do bagaço, as caldeiras não emitem monóxido de carbono, apenas vapor de água saturado e isso, aliado à conscientização por parte dos produtores dos benefícios da colheita da cana crua, constituem um balanço ambiental extremamente positivo.

Outra coisa a ser destacada é que, apesar do consumo elevado de água no processo produtivo do setor sucroalcooleiro, pode-se considerar que a disposição de efluentes para os mananciais é praticamente nula. Porém, através de processos de lixiviação, uma significativa parcela de nutrientes existentes no vinhoto atingirá em algum momento os lençóis freáticos, resultantes da fertirrigação. Quanto a isso, é preciso que haja a adoção de leis que gerenciem a utilização dos recursos de que se trata, criando, entre outras medidas correlatas, a instituição do Sistema Integrado de Gerenciamento de Recursos Hídricos e os Comitês de Bacias Hidrográficas.

Vale relembrar também que não necessariamente os custos ambientais precisam ser incorporados na avaliação dos custos de geração, mas podem ser utilizados de diferentes formas, como, por exemplo, indicadores no planejamento do setor elétrico, de forma a

¹⁹Emissões de NO_x não controladas pela legislação brasileira. Maior limite permitido na legislação internacional é de $459 g/10^6 \text{ kcal}$.

orientar a escolha das alternativas com menores custos ambientais, incluídos como subsídios para estudos referentes a políticas fiscais e de incentivo para energias renováveis no país, ou ainda, serem efetivamente incorporados às tarifas de energia elétrica, de forma a criar, por exemplo, um fundo para pesquisa de fontes de energia renováveis no Brasil.

Capítulo 5 – Conclusões Finais

A proposta inicial deste trabalho foi o de investigar a viabilidade da produção de eletricidade a partir da biomassa de cana-de-açúcar no Brasil. O panorama que o país estava (e de certa forma ainda está) atravessando, na época da elaboração do projeto desta pesquisa era o de caos iminente no sistema de geração de energia elétrica no Brasil, no final do ano de 2001. As causas desta crise de abastecimento provavelmente estão na falta de investimentos em projetos de geração, ocasionados devido a uma subavaliação feita na elaboração do Plano Decenal de Expansão, realizado no início da década de 90. Nesta época, os efeitos do *boom* de consumo (de eletroeletrônicos principalmente), ocasionado pelo Plano Real, não foram devidamente dimensionados, resultando num cenário de sobrecarga do sistema elétrico e riscos de blecaute no início dos anos 2000.

Já é sabido que o maior potencial brasileiro de geração de energia é hidrelétrico e se concentra, sobretudo, na Bacia Amazônica. Este fato tem duas implicações importantes: a primeira se refere aos elevados custos de transmissão da energia gerada nesta região até os principais centros consumidores; a segunda concerne aos impactos ambientais da construção de grandes barragens em regiões relativamente planas e densamente florestadas.

Em razão disso, como também já foi exposto no projeto desta pesquisa, é necessária a busca de fontes alternativas de produção de energia elétrica. A que foi abordada neste projeto (a obtida através da biomassa de cana-de-açúcar) possui considerável reserva energética, em comparação com outros resíduos, como o *pinus* e a casca do arroz (maiores detalhes, ver a Tabela 1 do Projeto de Pesquisa, contido no Apêndice deste trabalho).

Então, para termos uma real dimensão desta reserva energética disponível, nosso primeiro passo foi o de levantar a quantidade potencial de resíduos para cogeração no setor sucroalcooleiro. Vimos que esse potencial é crescente, dada a evolução da produção de cana-de-açúcar no Brasil, especialmente no Estado de São Paulo, onde se concentra a maior parte da produção sucroalcooleira. Foram demonstradas também as grandes vantagens do processo de cogeração da cana-de-açúcar em relação aos outros métodos de produção de energia elétrica, já que é um processo eficiente, competitivo, independente do câmbio do dólar e dotado de forte apelo ecológico, na medida em que desloca o consumo de novas fontes primárias de energia.

Ainda que outras fontes alternativas tenham as suas vantagens e desvantagens particulares, a biomassa tem a seu favor a escala de geração possível em uma única planta, enquanto a energia elétrica fotovoltaica se aplica a potências bem menores e a eólica e as pequenas centrais hidroelétricas a médias potências. Em particular, a cultura da cana-de-açúcar para este fim tem ainda em seu favor a produção de combustível líquido renovável, constituindo uma opção de central energética, não apenas elétrica. Por fim, neste primeiro capítulo, vimos que há um desperdício de energia excedente nas usinas que já se utilizam de caldeiras para produzir energia elétrica e que estas poderiam produzir ainda mais eletricidade se substituíssem as atuais caldeiras por outras de alta pressão.

No capítulo 2 vimos quais são os impasses que tornam difícil a substituição das atuais caldeiras das Usinas, de baixa eficiência, por novas, de alta pressão. Vimos que a questão tecnológica não é a relevante, visto que as opções tecnológicas são tidas como eficientes comercialmente disponíveis. O parque industrial brasileiro é capaz de atender às necessidades de todos os projetos que utilizam biomassa para geração de eletricidade.

Percebemos, entretanto, que as barreiras mais relevantes são de cunho econômico e político-institucional. Mas, se considerarmos as linhas de financiamento abertas pelo BNDES (a Operação-Programa que subsidia os juros altos, como já visto), as barreiras econômicas são menos significativas em relação às políticas-institucionais. Mas há que se ter em mente que o preço de aquisição do excedente de eletricidade ainda não é competitivo, por motivos político-institucionais: continua limitado ao preço máximo de suprimento da concessionária, sem considerar os custos totais de geração, preço esse que inviabiliza a produção de excedentes por parte dos usineiros.

As barreiras político-institucionais passaram a ser combatidas e superadas de forma adequada pelo governo federal no início da década passada, com uma regulamentação, estrutura de operação definida e constituição dos órgãos reguladores (ANEEL, ANA, etc.) e operadores da nova estrutura estabelecida. Este aspecto é de grande relevância, pois, durante muitas décadas, a geração de energia elétrica não era um serviço que pudesse ser prestado na forma de negócio privado entre partes interessadas, tendo a atividade ficado sob a responsabilidade do estado por um longo período.

Porém, ainda falta um longo caminho regulatório e político a ser percorrido. A constituição do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de energia – é considerado como o primeiro passo para fazer com que o País se preocupe em diversificar

sua matriz de energia, buscando fontes ambientalmente corretas, inovadoras e não usuais para suprir a demanda de eletricidade.

O PROINFA, criado no âmbito do Ministério de Minas e Energia - MME, pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional com a utilização de fontes renováveis de energia, com o aproveitamento econômico das tecnologias disponíveis, a partir do aumento da participação da energia elétrica produzida com base nas fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas - PCH e biomassa. Com esse programa, espera-se, além de um progressivo aumento da geração de eletricidade, tornar menos relutante a postura por parte das concessionárias de se adquirir a energia co-gerada, visto que haverá uma espécie de rede de incentivos subsidiada pelo governo federal que tornará atrativa a compra deste tipo de energia²⁰.

Mas ainda falta a regulamentação deste programa e sua execução pelo Governo Federal. Então, conforme apontou Walter (1994) em seu trabalho, a atuação do Estado está e sempre será tida como fundamental para o equilíbrio das “forças de mercado, através de legislações e incentivos, sobretudo ao fomento da geração descentralizada”.

No capítulo 3, foi feito o estudo de viabilidade econômica propriamente dito, onde foram utilizados instrumentos de gestão financeira para esse fim. Concluímos que a co-geração de energia elétrica através da biomassa de bagaço de cana é viável no caso da usina padrão escolhida (Usina Ester), mesmo possuindo uma tecnologia obsoleta, mas com uma taxa interna de retorno atrativa. A troca destes equipamentos por outros tecnologicamente mais avançados é sem dúvida desejável, visto que propiciaria uma maior produção de eletricidade excedente. Porém, essa troca não ocorre pelos motivos/barreiras já expostos no capítulo anterior.

E, finalmente, o capítulo 4, como forma de complementação do assunto desta pesquisa, fez uma breve avaliação das externalidades correspondentes ao processo de cogeração, incluindo as partes agrícola e industrial (consumo direto e indireto). Esta avaliação se baseia na partição das emissões de poluentes entre a eletricidade e vapor, produzidos para o processo de fabricação de açúcar e álcool, através de diversas metodologias de avaliação dos custos ambientais. Esses custos, conforme foi apontado no capítulo, não precisam necessariamente ser incorporados na avaliação dos custos de

²⁰Para maiores detalhes, consultar o site do MME (<http://www.mme.gov.br/consultapublica/2003/consultapublica.htm>) ou pelo e-mail: proinfa@mme.gov.br

geração, mas podem ser utilizados de diferentes formas, como, por exemplo, utilizados como indicadores no planejamento do setor elétrico, ou incluídos como subsídios para estudos referentes a políticas fiscais e de incentivo para energias renováveis no país, ou ainda, serem efetivamente incorporados às tarifas de energia elétrica, de forma a criar, por exemplo, um fundo para pesquisa de fontes de energia renováveis no Brasil.

Enfim, concluindo, espera-se que este trabalho, como um exercício de iniciação a um estudo científico mais abrangente e criterioso (como é uma tese de dissertação), tenha dado alguma contribuição no âmbito desta pesquisa. Evidentemente teria sido impossível esgotar o assunto proposto, não apenas pela sua complexidade, mas também pela situação atual de profundas modificações em curso no setor elétrico. E isto, não apenas com relação à estrutura do setor propriamente dito, mas também pelo processo altamente dinâmico introduzido pela ANEEL, visando adequar a legislação do país às suas necessidades sociais, ambientais e estratégicas.

BIBLIOGRAFIA

BARTHOLOMEU, D. B. et al (2001). **Co-geração de energia a partir de bagaço de cana**. Artigo escrito para o Congresso Brasileiro de Economia e Sociologia Rural (SOBER). NEPEMA/CEPEA ESALQ-USP. Piracicaba.

BNDES (2001). **“Operação-Programa para empreendimentos de co-geração de energia elétrica a partir da cana-de-açúcar” e “Programa de Projetos de Modernização e Ampliação de Plantas Industriais”**. Disponíveis em <http://www.bndes.gov.br/>

BRASIL. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)**. Produção Agrícola Brasileira (2002). Disponível em <http://www.ibge.gov.br>

BRASIL. **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**. Lei DOA Nº 10.438 de 26/04/2002. (PROINFA), Resolução ANEEL nº 170 de 04/05/01 e Banco de Informações de Geração (BIG). Disponíveis em <http://www.aneel.gov.br/>

BRASIL. **Ministério da Agricultura Pecuária e Abastecimento (MAPA)**. Estatísticas Agrícolas (2002) - Lavoura de Cana-de-Açúcar. Disponível em <http://www.agricultura.gov.br>

CENBIO (2001). **Levantamento do Potencial Real de Cogeração de Excedentes no Setor Sucroalcooleiro – Projeto BIO.COM**. São Paulo, CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa - IEE-USP. Disponível em <http://www.cenbio.org.br/> .

CETESB (2003) **Relatório de Qualidade do Ar no Estado de São Paulo**. Disponível em <http://www.cetesb.sp.gov.br>

COELHO, S.T. (1999) **Mecanismos para Implementação de um Programa de Cogeração de Eletricidade a Partir de Biomassa**. Um modelo para o Estado de São Paulo. Tese de Doutorado. Orientador: prof. Dr. D. Zylbersztajn. IEE/USP. São Paulo

COELHO, S.T. & ZYLBERSZTAJN, D (1998) **Barreiras e Mecanismos de Implementação à Co-geração de Eletricidade a partir da Biomassa**. III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. São Paulo.

CORTEZ, L.A.B., BAJAY, S. W. & BRAUNBECK, O. (1997) **Uso de Resíduos Agrícolas Para Fins Energéticos: o caso da palha de cana-de-açúcar**. Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético, UNICAMP, Campinas.

CPFL (2002). **Potencial Energético Instalado na Área de Atuação da Companhia Paulista de Força e Luz**. Campinas. Disponível em <http://www.cpfl.com.br>

ELETROBRÁS. **Plano Decenal de Expansão - 1997-2007 e 1998/2008** . Brasília Disponível em <http://www.eletronbras.gov.br>

FIESP/CIESP (2001) **Ampliação da Oferta de Energia Através da Biomassa**. São Paulo.

FURTADO, C. (1965) **Formação Econômica do Brasil**. São Paulo.

FURTADO, R.C. (1996) **A Incorporação de Custos Ambientais no Planejamento do Sistema de Energia Elétrica no Brasil**. Tese de Doutorado, Imperial College, Londres.

GOLDEMBERG, J (2002) **Energy And Sustainable Development**. Conferência em 02/2002 sobre “Sustentabilidade na Geração e Uso de Energia no Brasil: os próximos vinte anos”. UNICAMP, Campinas.

GONÇALVES, D.B. (2001) **A Regulamentação das Queimadas e as Mudanças nos Canaviais Paulistas**. Tese de Mestrado, IE/UNICAMP.

KASSAI, J.R. & KASSAI, S. (2000) **Retorno de Investimento – Abordagem Matemática e Contábil do Lucro Empresarial**. Editora Atlas, São Paulo.

SICSU, A. B. (2001) **Diversificação na Zona da Mata Nordestina**. NUCA/UFRJ.

MACEDO, I.C. (2002) **A Energia da Cana-de-Açúcar no Brasil**. Conferência em 02/2002 sobre “Sustentabilidade na Geração e Uso de Energia no Brasil: os próximos vinte anos”. UNICAMP, Campinas.

MARIM, W.C. (1978) **Análise de alternativas de investimento**. São Paulo.

OTTINGER, R.L. et al. (1991) **Custos Ambientais e Eletricidade**. Pace University.

PESSINE, R.T.(1999) **A Regularização de Unidades Termelétricas de Cogeração**. In: XIVSNPTEE Anais. Belém.

RAMOS, P. (1999). **Agroindústria Canavieira e Propriedade Fundiária no Brasil**. UNICAMP, Campinas.

SÃO PAULO (1997). Secretaria de Estado da Energia, Recursos Hídricos e Saneamento. **O desenvolvimento e as pesquisas da co-geração no setor sucroalcooleiro do estado de São Paulo**. Disponível em <http://www.energia.sp.gov.br/>

SOUZA, Z. J., BURNQUIST, H. L (2000). **A comercialização da energia elétrica co-gerada pelo setor sucroalcooleiro**. São Paulo.

SWISHER, J. (1997), **Using Area-Specific Cost Analysis to Identify low Incremental-cost Renewable Energy Options: A Case Study of Co-generation Using Bagasse in the State of São Paulo**. Prepared for Global Environment Facility (GEF) Secretariat, Washington DC.

VARIAN, H.R. (2000) **Microeconomia: Princípios Básicos**. Norton, New York

WALTER, A.C.S. (1994) **Viabilidade e Perspectivas da Co-geração e Geração Termoelétrica no Setor Sucroalcooleiro**. Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas.

ZILBERSTAJN, D (1997) **Estruturas de governança e coordenação do agribusiness :/ uma aplicação da nova economia das instituições**. USP, São Paulo.

ANEXO

Projeto de Pesquisa apresentado ao PIBIC/SAE/CNPq***1 – Objetivo***

O presente projeto tem como objetivo contribuir para o debate sobre a viabilidade econômica da produção de energia elétrica a partir de resíduos do cultivo da cana-de-açúcar no Brasil, analisando a literatura existente sobre este assunto. Para tanto, será feito um estudo com usinas paulistas representativas (1,5 milhões ton./ano de quantidade processada), que utilizam o sistema de co-geração. Será analisado o faturamento obtido com a venda de excedentes de energia produzidos e a viabilidade de se aumentar a capacidade de geração com investimentos em sistemas de alta pressão.

2 - Justificativa

A perspectiva de abrir-se um novo ciclo de financiamentos aos projetos do setor elétrico brasileiro, induzido por grandes instituições financeiras nacionais e internacionais, é bastante promissora a partir deste ano, dada a instituição de novas regras que passaram a regular o mercado brasileiro em consequência da grave crise de abastecimento de energia que o país atravessou em 2001.

Porém, apesar do país contar com perspectivas mais favoráveis em relação a financiamentos, o potencial hidrelétrico de geração de energia se concentra, sobretudo na Bacia Amazônica. Este fato tem duas implicações importantes: a primeira se refere aos elevados custos de transmissão da energia gerada nesta região até os principais centros consumidores; a segunda concerne os impactos ambientais da construção de grandes barragens em regiões relativamente planas e densamente florestadas.

Em razão disso, e também de vários outros motivos, é necessária a busca de fontes alternativas de produção de energia elétrica. A que será abordada neste projeto é a obtida através da cana-de-açúcar, principalmente dos seus resíduos – bagaço e palha – que são desperdiçados na produção de álcool e açúcar, possuidores de considerável reserva energética, em comparação com outros resíduos, conforme mostra a tabela que se segue:

Tabela 1 - Composição e Poder Calorífico do Eucalipto, Palha e Bagaço de Cana-de-Açúcar.

Amostra	Umidade (%)	Voláteis (%)	Carbono Fixo (%)	Cinzas (%)	C (%)	H (%)	P.C.S. (KJ/kg)
Eucalipto	11,9	80,2	19,8	0,0	49,6	6,0	18.494
Palha de Cana	10,5	74,7	15,0	10,3	43,2	5,6	15.203
Bagaço de Cana	9,9	75,4	13,7	10,8	43,6	6,2	17.876

Fonte: Laboratório de Combustíveis Alternativos – UNICAMP

A utilização de cana-de-açúcar para fins energéticos beneficia-se de uma ampla gama de vantagens naturais e econômicas. Segundo dados reunidos por Macedo (2002), o Brasil produziu 311 milhões de toneladas de cana-de-açúcar em 1998 (25% da produção mundial) em 5 milhões de há, com concentração nas regiões Sudeste e Nordeste, com destaque para o estado de São Paulo. Há 50 mil produtores e 308 unidades de processamento industrial, levando a 17,7 milhões de m³ de etanol por ano.

Mesmo sem uma efetiva política de incentivos, a indústria da cana no país mantém o maior sistema de produção de energia comercial da biomassa no mundo, através do etanol (substituindo cerca de 40% da gasolina) e do uso do bagaço (equivalente a 11 milhões de ton. de óleo) como combustível. Esse uso poderia ser ampliado diversas vezes, dada a grande disponibilidade de terras próprias no país e o potencial atualmente utilizado (em torno de 0,8%).

Em termos de sustentabilidade ecológica, a produção de cana-de-açúcar possui inúmeros benefícios. É renovável e de baixo impacto na destruição do solo, sendo que é uma planta de crescimento rápido e com um ciclo de vida de cinco cortes, permitindo a rotação de culturas para a prevenção de esgotamento do solo. Há um baixo nível de uso de pesticidas e herbicidas, que se deve em parte a ter sido incorporado um extenso programa de controle biológico do principal predador da cana, a broca.

Entrando no foco deste projeto, para analisarmos a viabilidade econômica da utilização dos resíduos da cana com fins energéticos, em primeiro lugar, precisamos colher dados sobre a quantidade de resíduos desta produção no Brasil. Analisando-se os resíduos das culturas comerciais mais importantes no país e com caráter de monocultura têm-se:

soja, cana-de-açúcar, arroz e eucalipto. A tabela abaixo mostra a área plantada, a produção, a quantidade de resíduos vegetais por hectare e totais para cana-de-açúcar, eucalipto, pinus e arroz no Brasil.

Tabela 2 - Principais Culturas Comerciais e Resíduos desta Produção no Brasil

Cultura	Área Plantada (ha)	Produtividade Média (unid./ha.ano)	Produção Anual	Tipo de Resíduo	Quantidade de Resíduos (t/ha.ano)	Quantidade e Total de Resíduos (milhões t/ano)
Cana-de-Açúcar	4,5-5 milhões ⁽¹⁾	60 t ¹	270-300 milhões t	bagaço	20	90-100
				palha	20	90-100
Eucalipto	3,0 milhões ⁽²⁾	30 m ³ ⁽³⁾	90 milhões m ³	casca	14,7 (após 7 anos)	6,8
Pinus	1,7 milhão ⁽²⁾	24 m ³ ⁽³⁾	41 milhões m ³	casca	18,4 (após 14 anos) ⁶	2,2
Arroz ⁴	n.d.	n.d.	9 milhões t	casca	20%	1,8

¹ estimativas coletadas junto a técnicos do setor para a safra 1997-98

² Fatos-Síntese - Sociedade Brasileira de Silvicultura

³ Anônimo (1996)

⁴ FIBGE (1992) baseado no Censo Agropecuário de 1985

⁶ ramos (7,6% e folhas (2,6%) são deixados no campo não tendo uso recomendado outros fins

Como se vê através dos dados da tabela 2, a cultura que mais produz resíduos é a cana-de-açúcar. Associado a este fato tem-se que quase 70% da produção nacional está concentrada no interior do Estado de São Paulo numa região de um raio de aproximadamente 150 km e bem servida de rodovias e uma hidrovia o que facilita e reduz os custos do transporte.

Um dado importante e que se soma ao se corroborar a viabilidade econômica é o aproveitamento do resíduo. Conforme diz Cortez (1997) em seu artigo, além da legislação, federal e estadual (SP), orientada a promover a eliminação da prática de queimadas na lavoura, fica bastante evidente que incentivo igualmente importante, para tornar disponíveis os resíduos energéticos, pode-se conseguir da evolução tecnológica das colhedoras no sentido de melhorar a qualidade da cana colhida, reduzir as perdas, facilitar o gerenciamento do binômio colheita-transporte e reduzir o custo de colheita assim como o investimento necessário para a implantação da colheita mecanizada de cana crua.

Então, conforme os dados apresentados, temos um bom aproveitamento da cana do ponto de vista energético e uma grande quantidade de resíduos obtidos. A partir disso, segundo Coelho et al (1996), 92% das usinas produtoras de açúcar e álcool no Estado de São Paulo vem, há algum tempo, utilizando os subprodutos da cana para produzir energia elétrica, num sistema chamado de co-geração. Conseguem com isso, atingir a auto-suficiência e vender a distribuidoras de energia o seu excedente de produção, amealhando assim, uma forma de complementação de seu faturamento.

Sobre os melhoramentos tecnológicos, conforme Cortez et al (1997), as maiores expectativas de aumento da geração de energia elétrica em plantas que se utilizam da co-geração com base em combustíveis oriundos da biomassa repousam na gaseificação²¹ destes combustíveis e queima do “gás pobre”²² resultante nos combustores de turbinas a gás integrantes dos eficientes²³ ciclos combinados: vapor - gás. Estes sistemas integrados gaseificador - turbina a gás são conhecidos pela sigla BIG/GT. Eles podem dobrar a relação potência elétrica / potência térmica, em relação aos sistemas hoje empregados. Outro sistema conhecido é o que se opera através da injeção de vapor nestas turbinas. O ciclo correspondente é conhecido como *steam-injected gas turbine* - STIG. Pode-se aumentar a eficiência de qualquer turbina a gás e, em particular, a das turbinas operando segundo o ciclo STIG através do inter-resfriamento do ar no compressor da turbina. Neste último caso, o ciclo passa a ser denominado *intercooled steam-injected gas turbine* - ISTIG. Estes ciclos avançados ainda não estão disponíveis para a combustão de gases pobres, porém dado o seu sucesso recente consumindo gás natural apresentam perspectivas promissoras para o futuro a médio prazo.

Conforme já explicitado no item 1, o que o presente projeto pretende é analisar a viabilidade de uma usina de cana-de-açúcar típica introduzir geradores mais eficientes de forma a aumentar a escala de produção de energia elétrica hoje existente. Para isso, a usina deverá avaliar se é um investimento que dará maior retorno que aquele destinado a melhorar a produtividade da cana colhida e/ou de aumentar a quantidade plantada, ou ainda de se investir no mercado financeiro, por exemplo.

²¹ A gaseificação da biomassa é definida como a sua conversão em um gás energético através da oxidação parcial a temperaturas elevadas. Esta conversão pode ser realizada em vários tipos de gaseificadores, dependendo do tipo e das características da biomassa. O gás produzido pode ter múltiplas aplicações práticas e em pequena escala, de 100 kW até 1 MW, viabiliza-se seu uso para o acionamento de motores para geração de potência em localidades remotas, mas também para a geração direta de calor, por exemplo.

²² Gás de baixo poder calorífico, obtido através do processo de gaseificação da cana-de-açúcar.

²³ Atingem-se temperaturas superiores a 1200°C na entrada das turbinas a gás, enquanto não se atinge a metade deste valor na entrada das turbinas a vapor. Além disso, novos materiais e novas técnicas de resfriamento das pás tem permitido se aumentar, a cada ano, cerca de 20°C esta temperatura nas turbinas a gás, com conseqüentes aumentos de eficiência. Esta tendência deve continuar no futuro. Por outro lado, a tecnologia das turbinas a vapor já está madura e seu desenvolvimento estagnado há décadas.

Conforme analisam Bini & Sousa (1997), ao serem implementadas as modificações propostas no sistema de co-geração, a energia elétrica produzida por tonelada de cana passaria de 12,64 kWh/tc (safra 1995/96), para 70,01 a 74,84 kWh/tc. Entretanto, mesmo com perspectivas técnicas favoráveis, o empresariado só empregará capital num investimento de risco se tiver garantias líquidas de retorno esperado, apesar da farta existência de pesquisas paralelas demonstrarem que o custo do kWh da energia elétrica vem crescendo de forma progressiva nos últimos anos, devendo se acentuar ainda mais com as perspectivas do crescimento industrial e da capacidade de consumo popular.

Quanto às barreiras encontradas pelos investidores, a que mais se ressalta é a falta de apoio governamental. Apesar de recentes iniciativas com a nova legislação para o setor, as recentes políticas para o setor elétrico não colaboram para o desenvolvimento da co-geração (Walter, 1994). O núcleo de planejamento da Eletrobrás considera como a opção mais importante para geração de eletricidade o melhor aproveitamento da hidroeletricidade, sem avaliar outras opções em um efetivo Planejamento de Recursos Integrados (IRP). Além disto, condições reais para melhorar co-geração no setor industrial não tem sido criadas até agora, apesar de existir um plano de incentivo à geração de energia térmica a partir do bagaço de cana, feito pela Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, sendo que o objetivo da medida é minimizar a necessidade de importação de energia de outros estados brasileiros, apesar de não prever subsídios a essa energia, porém tendo como objetivo garantir preços competitivos aos produtores.

Portanto, o presente projeto se justifica, dado o que foi dito anteriormente, pela existência de indícios de rentabilidade econômica ao se modernizar a co-geração de energia elétrica em usinas de cana-de-açúcar. Para comprovar isso, serão largamente utilizadas ferramentas de gestão financeira que permitirão avaliar o custo de oportunidade do capital investido, em relação a outras alternativas de investimento. O material e os métodos de pesquisa serão abordados no item 3 a seguir. Para o cálculo da viabilidade econômica com a substituição dos equipamentos geradores de energia elétrica, serão levados em conta os dados operacionais do sistema em uso, bem como as projeções dos custos de investimento, constituídos pela compra e instalação de caldeiras mais eficientes, de uma turbina de extração e condensação e de um gerador. Além disso, será também levado em conta o preço do MWh pago pela distribuidora de energia.

3 – Plano de Trabalho

3.1 – Metodologia

Duas vertentes de análise estão compreendidas neste plano de trabalho: a) Caracterização do setor sucro-alcooleiro; b) Análise de viabilidade econômico-financeira do aumento da capacidade de co-geração;

No primeiro item, serão apresentados dados gerais sobre o setor agroindustrial canavieiro, como a quantidade anual de cana processada, quantidade de resíduo produzido, consumo médio de energia co-gerada, excedente comercializado e respectivos preços de venda do MWh, fatores institucionais/comerciais que facilitam ou dificultam a venda de energia às distribuidoras, entre outros indicadores relevantes. Fazendo este levantamento inicial, teremos idéia geral do setor sucro-alcooleiro e da possibilidade real de se implementar a melhoria do sistema de co-geração em larga escala, fornecendo subsídios analíticos para o próximo item a ser discutido. É importante ressaltar que nessa etapa será escolhida a usina representativa dentro do estado de São Paulo.

No segundo item será feito um estudo de viabilidade econômico-financeira do aumento da capacidade de co-geração, a partir de um prévio levantamento de uma usina paulista, que tenham em torno de 1,5 milhões ton./ano de quantidade processada, como já dito anteriormente, visto que é a quantidade média de processamento de uma usina de cana-de-açúcar no estado de São Paulo.

Para fazer tal análise, como já dito no item 2, serão utilizados instrumentos de gestão (matemática) financeira que servirão como auxiliar na análise econômica. Conceitos como Taxa Interna de Retorno (TIR), cálculos do Valor Presente Líquido (VPL) e do custo/benefício de se investir em equipamentos de geração mais modernos serão aplicados aos dados coletados em literatura específica, principalmente em sites da internet, tais como:

- Centro Nacional de Referência em Biomassa – CENBIO/USP;
- Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético – NIPE/UNICAMP;
- Ministério de Minas e Energia – MME;
- Ministério do Meio Ambiente – MMA;
- Secretaria de Energia do Estado de São Paulo ;

- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;
- Instituto Agrônômico de Campinas – IAC;
- Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP – IEE;
- União da Agroindústria Canavieira de São Paulo – ÚNICA;
- Cooperativa dos Produtores de Cana, Açúcar e Alcool do Estado de São Paulo – COPERSUCAR;
- Jornais e Revistas Especializados (CanaWeb, JornalCana, Notícias Agrícolas, Agromotiva, etc);
- Jornais e Revistas em geral (Folha de São Paulo, O Estado de São Paulo, Revista Exame, etc);
- Outras fontes.

A partir deste material selecionado, espera-se realizar uma contribuição para o estudo do assunto do projeto. Considerando as pesquisas de campo e levantamento realizados, bem como as pesquisas desenvolvidas no ramo da administração financeira e engenharia econômica, tais como a de Hess et al (1974), que estabelecem do ponto de vista empresarial, soluções a longo prazo e decisões pela alternativa de menor custo ou de maior lucro, conforme for o caso. Reportando-se ao método da taxa de retorno, os autores mencionam que a avaliação da rentabilidade de uma proposta de investimento é feita pela taxa de juros que torna equivalente o investimento inicial ao fluxo de caixa subsequente. Se a taxa de retorno for superior à taxa mínima de atratividade, o investimento é atrativo. Marim (1978), ao discorrer sobre o critério da taxa interna de retorno (TIR) de um projeto de investimento, a definiu como a taxa de juros que anula o valor presente das receitas líquidas, quando comparados com o valor presente dos desembolsos; ou seja, é uma técnica que consiste em anular o saldo dos valores atuais do fluxo de caixa líquido a determinada taxa.

Será, portanto, através de métodos semelhantes em que estarão baseados os cálculos e as análises aqui fundamentadas, aplicadas aos dados da usina paulista que será selecionada, sendo que os resultados serão dispostos de forma a corroborar ou não a hipótese inicial enunciada no item 1.

3.2 – Cronograma

O cronograma previsto para o projeto encontra-se na tabela 3.

Tabela 3 -- Cronograma de atividades do projeto

Atividades	Meses											
	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º	11º	12º
Pesquisa e Organização do Material Bibliográfico	X	X	X									
Leitura do Material pré-selecionado			X	X	X							
Elaboração do Relatório Parcial						X	X					
Pesquisa e Organização do Material Bibliográfico							X	X	X			
Leitura do material e Preparação para o Congresso									X	X		
Elaboração do Relatório Final											X	X

4 – Referências Bibliográficas

BINI, A. & SOUSA, L. G. (1997) **Viabilidade Econômica da Substituição de Equipamento Gerador de Energia Elétrica derivada da Biomassa, em Indústria de processamento de cana.** FCA/UNESP Botucatu, São Paulo.

COELHO, S.T. et al (1996). **A preliminary Analysis of Mechanisms to Improve Biomass-origin Co-generation in Brazil.** São Paulo. Master Thesis - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, USP.

COELHO, S.T. et al (2001). **Opportunities Of The Kyoto Protocol For Biomass-Origin Cogeneration In Brazilian Sugar/Alcohol Sector.** CENBIO – National Reference Center on Biomass, USP.

COELHO, S.T. et al (1998) **Barreiras e Mecanismos de Implementação à Co-geração de Eletricidade a partir da Biomassa.** III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. São Paulo.

COPERSUCAR (1991) **Relatório Técnico sobre a Viabilidade da Co-geração no Setor Sucroalcooleiro de São Paulo.** Convênio Eletrobrás-Copersucar. São Paulo.

CORTEZ, L.A.B., BAJAY, S. W. & BRAUNBECK, O. (1997) **Uso de Resíduos Agrícolas Para Fins Energéticos: o caso da palha de cana-de-açúcar.** Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético, UNICAMP, Campinas.

ELETROBRÁS (1996) **Plano Decenal de Expansão-1996-2005**. Brasília

HESS, G., MARQUES, J.L.M., PAES, R.M.C.L., PUCCINI, L.A. (1974) **Engenharia econômica**. Rio de Janeiro.

JANUZZI, G. M (1997). **Planejamento Integrado de Recursos Energéticos: Meio Ambiente, Conservação de Energia e Fontes Renováveis**. UNICAMP, Campinas.

MACEDO, I.C. (1992) **The Sugar Cane Agro-industry - its Contribution to Reducing CO2 Emissions in Brazil**. Biomass and Bioenergy, UNICAMP, Campinas.

MACEDO, I.C. (2002) **A Energia da Cana-de-Açúcar no Brasil**, Conferência sobre “Sustentabilidade na Geração e Uso de Energia no Brasil: os próximos vinte anos”. UNICAMP, Campinas.

MARIM, W.C. (1978) **Análise de alternativas de investimento**. São Paulo.

MORAES, M. A. F. D. (2000). **A desregulamentação do Setor Sucroalcooleiro no Brasil**. Americana São Paulo

RAMOS, P. (1999). **Agroindústria Canavieira e Propriedade Fundiária no Brasil**. UNICAMP, Campinas.

VÉLAZQUÉZ, S.M.S.G. et al (1999). **A Cogeração de Eletricidade no setor de Papel e Celulose: Avaliação Técnica e Econômica**. CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa, USP.

WALTER, A.C.S. (1994) **Viabilidade e Perspectivas da Co-geração e Geração Termoelétrica no Setor Sucroalcooleiro**. Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas.