

OPORTUNIDADES DE INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO DE EXCEDENTES DE ENERGIA ELÉTRICA PELO SETOR SUCROALCOOLEIRO E LINHAS DE FINANCIAMENTO

zilmar josé de souza

Departamento de Engenharia de Produção da Universidade Federal de São Carlos

Abstract: In 2002, the commercialization of electricity excesses, for the sugar cane sector, would have been of 260 MW to the electric sector. Thus, considering a potential in 2001 of 18,264 MW and that the necessities for the self-sufficiency of the sugar cane sector in 2001 the 1,407 MW was the equivalent, it would remain a potential of excesses of 16,857 MW, having been commercialized only 133 MW (0.8% of the total). Considering this potential of generation of excesses of electricity for the sugar cane sector and the necessity verified with the crisis in the supplying of electric energy in 2000/2001 to expand it offers of generation, as well as, to diversify it, the article analyzes the format of the main ones of financing used by the sugar cane sector in the activity in comment. The research points the necessity of less expensive and accessible official lines of financing. In this intention, the research presents the following lines of direction for improvement of how much to the financing lines: (i) must differentiate the technology, (ii) to stimulate enterprises that promote efficiency energy, (iii) to differentiate costs between small e great producing; (v) also considers the formatting of Ethical Investment Funds diminishing the cost of the financing; e (vi) the incentive to the Project Finance involving purchasers of carbon credits.

1. Introdução

O setor sucroalcooleiro apresenta vários subprodutos de processo, cujo aproveitamento industrial vai desde a ração animal, fertilizante, geração de energia elétrica, biogás à comercialização *in natura* do bagaço, entre outros. Dentre os subprodutos, o bagaço é considerado o maior dejetos da agroindústria não somente sucroalcooleira como nacional. Uma tonelada de cana moída produz cerca de 250 kg a 285 kg de bagaço úmido (média de 50% de umidade, 48% de fibras e 2% de sólidos solúveis). Assim, considerando a safra sucroalcooleira de 2001/2002 no Estado de São Paulo da ordem de 184,6 milhões de tonelada de cana moída (UDOP, 2002), ter-se-ia um total de aproximadamente 52,6 milhões de toneladas de bagaço no período. A seguir, a Tabela 1 compara esse dejetos com os gerados pelo restante da sociedade.

Tabela 1 – Resíduos sólidos domiciliares e industriais no Estado de São Paulo, 2002 (em milhões t/ano).

Segmento	Milhões t/ano	Destinação principal
Domiciliares ¹	7,5	Aterro/lixão
Industriais ²	29,7	Aterro/lixão
Sucroalcooleiro	52,6	Reutilização

Fonte: ¹ CETESB (2003); ² Resultados de pesquisa, a partir de CETESB (2003).

Não obstante, de acordo com PELLEGRINI (2002), pode-se considerar que uma tonelada de cana contém cerca de 392.000 kcal em 70 litros de álcool contra 560.000 kcal em 250 kg de bagaço úmido, mostrando o potencial energético que esse dejetos teria. Assim, para reverter um quadro ambiental/operacional desfavorável, já no início do século passado, o bagaço era utilizado como combustível substituto à lenha. Todavia, até bem pouco tempo, o objetivo do engenheiro de

produção era queimar o máximo de bagaço nas caldeiras, mais que o necessário, para não haver sobras – fato que incentivou investimentos em equipamentos de baixa eficiência energética.

A comercialização *in natura* não tem sido o principal aproveitamento do bagaço. Do total de bagaço gerado em 2001 (76,3 milhões de toneladas), cerca de 95% foram empregados na geração de vapor e energia elétrica, conforme se pode observar por meio da Tabela 2.

Tabela 2 - Produção e consumo final energético de bagaço da cana-de-açúcar por setor, 2001 (em %).

Identificação	10 ³ t	% sobre total
Produção	76.289	100
Consumo final não-energético	3.815	5,0
Consumo final energético	72.474	95,0
Setor energético	29.430	38,6
Alimentos e bebidas	42.975	56,3
Papel e celulose	69	0,1

Fonte: MME (2003).

Desse modo, considerando o potencial técnico de co-geração no país seria de 12,5 mil MW (ELETROBRÁS, 1999), somente o setor sucroalcooleiro seria responsável por 32,2% do total desse potencial, sem considerar o aproveitamento das palhas e ponteiros como biomassa combustível. TOLMASQUIM, SZKLO & SOARES (2002) afirmam que, considerando a colheita mecanizada, de cada tonelada de cana ocorre a disponibilidade de 390 kg de biomassa (bagaço, palhas e pontas). Assim, segundo os autores, utilizando as palhas e pontas e aplicando a tecnologia de gaseificação e ciclo combinado, o potencial em 2001 do setor sucroalcooleiro seria de 18.264 MW, podendo chegar a 21.309 MW até o ano de 2010, com o crescimento da área plantada.

Entretanto, de acordo com a ELETROBRÁS/UFRJ (2002), na safra 2000/2001, a comercialização de excedentes foi de apenas 133 MW, segundo dados do Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO). Na safra 2001/2002, a comercialização de excedentes de energia elétrica teria sido de 260 MW ao setor elétrico, conforme dados da União da Agroindústria Canavieira de São Paulo (UNICA). Assim, considerando um potencial em 2001 de 18.264 MW (TOLMASQUIM, SZKLO & SOARES, 2002) e que as necessidades para a auto-suficiência em 2001 foi o equivalente a 1.407 MW (CENBIO, 2002), restaria um potencial de excedentes de 16.857 MW, sendo comercializados apenas 133 MW (0,8% do potencial total comercializável).

Dessa forma, considerando a sua importância como insumo energético, o objeto de estudo deste artigo é o estudo do emprego do bagaço na geração de excedentes de energia elétrica e a necessidade de linhas de financiamento específicas para sua expansão. Para tanto, a seguir, apresenta-se um perfil do ambiente tecnológico para essa atividade, iniciando pela definição do conceito de co-geração de energia elétrica.

2. Definição de co-geração

Existem diversas definições de co-geração. O Plano Decenal de Expansão 2000/2009 (ELETROBRÁS, 2000) apresenta a seguinte definição: "A co-geração é o processo de produção simultânea de energia térmica para calor de processo e energia elétrica ou mecânica a partir de um combustível". Na Resolução Aneel 21, de 20 de janeiro de 2000, que estabelece os requisitos necessários à qualificação de centrais co-geradoras de energia está disposto: "A co-geração de energia é definida como o processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis."

Para COELHO (1999), co-geração é a geração simultânea de energia térmica e mecânica, a partir de um mesmo combustível (gás natural, resíduos de madeira, casca de arroz, bagaço da cana etc.). A energia mecânica pode ser utilizada na forma de trabalho (acionamento de moendas, numa usina

sucroalcooleira) ou transformada em energia elétrica através de um gerador; a energia térmica é utilizada como fonte de calor para um processo industrial (p. ex. fabricação de açúcar e/ou álcool) ou no setor de comércio e de serviços (hotéis, *shopping-centers*, hospitais etc).

Segundo KANN & NEGRI (2001), as tecnologias básicas mais utilizadas na co-geração termelétrica são o ciclo Rankine (ou ciclo a vapor), o ciclo Brayton (ou ciclo a gás) e o ciclo para grupos geradores de pequeno porte (ciclos Otto e Diesel). As tecnologias consideradas mais avançadas são o ciclo Combinado (Rankine-Brayton) e a gaseificação, havendo, dessa forma, um hiato produtivo ou, dito de outra forma, oportunidades de investimentos, descritas a seguir.

2.1. O potencial de co-geração

De acordo com a ELETROBRÁS (1999), o potencial técnico de co-geração no país, em 1999, equivaleria à potência instalada da Usina Itaipu (cerca de 12.600 MW àquela época). A Tabela 3 apresenta o potencial de co-geração de energia elétrica para o setor industrial nacional.

Tabela 3 – Potencial técnico de co-geração de energia elétrica, por setor industrial.

Setor	Potencial em 2003 (MW)	Potencial Técnico (MW)	Participação no potencial técnico total (%)
Açúcar e álcool	1.200	4.020	32,2
Papel e celulose	1.189	1.740	13,9
Refino	4.283	4.283	34,3
Química	1.581	1.581	12,6
Siderúrgica	695	875	7,0
Total	8.948	12.499	100,0

Fonte: ELETROBRÁS (1999).

Conforme dados da Aneel, em termos de capacidade instalada, ou seja, de MW, a potência em usinas de autoprodutores e PIEs, em dezembro de 2001, era da ordem de 3.900 MW, com mais 2.380 MW em construção e outros 757 MW autorizados pela agência, totalizando mais de 7.000 MW, representando mais de 10% da capacidade instalada do País.¹

No caso específico do setor sucroalcooleiro, de acordo com dados da safra 2000/01, os autoprodutores e PIEs do setor possuiriam uma potência instalada de 1.541 MW (ELETROBRÁS/UFRJ, 2002), que supriria quase a totalidade das necessidades de energia das unidades industriais.² Mesmo assim, segundo o CENBIO (2002), o Brasil apresentaria um potencial estimado de geração de eletricidade por bagaço de 5.261 MW.

Assim, existiria um potencial de excedente comercializável de cerca de 3.720 MW (equivalente a 1/3 da potência instalada na Usina Itaipu Binacional em 1999). Esse excedente poderia ser elevado consideravelmente caso se empregasse tecnologias mais eficientes, conforme se pode observar no tópico a seguir que procura mostrar o potencial de geração de excedentes comercializáveis, conforme vários cenários tecnológicos.

2.2. Cenários tecnológicos para geração de excedentes

O potencial de geração de excedentes de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro tem forte relação com a eficiência energética. De acordo com COELHO, PALETTA & VASCONCELOS (2000), para se medir o potencial teórico de geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro, deve-se aplicar a seguinte equação:

¹ De acordo com levantamento divulgado pelo Ministério de Minas e Energia, a capacidade instalada no País, em 2000, era de 67.713 MW (MME, 2001).

² Para CORRÊA NETO (2001), as usinas de etanol são praticamente auto-suficientes em energia, sendo 98% atendidas pelo bagaço e o restante atendido com diesel, álcool, lenha, gasolina e a eletricidade das distribuidoras.

$$EG = (\text{kWh/tc}) \times tc \quad (1)$$

Na qual:

EG = energia elétrica gerada (kWh) por tonelada de cana-de-açúcar moída;

tc = tonelada de cana-de-açúcar moída.

Para verificar o potencial do setor sucroalcooleiro, será utilizado um trabalho elaborado por SYS (2000), no qual são elaborados diversos cenários para investimentos a partir de uma usina termelétrica hipotética auto-suficiente em energia elétrica, que emprega a tecnologia tradicional (turbina a vapor de contrapressão e caldeira de 21 bar). Os investimentos objetivam a geração de excedentes comercializáveis para o setor elétrico.

2.2.1. O modelo e seus resultados

Será admitida uma usina termelétrica com as seguintes características:

1. Produção de cana na safra: 1.800.000 t;
2. Quantidade de tonelada de bagaço por tonelada de cana: 0,270;
3. Produção de bagaço na safra (t): 486.000;
4. Operação da usina termelétrica: na safra (sete meses); e
5. Geração de energia para consumo próprio: 23.400 MWh.

Considerando que a unidade industrial é auto-suficiente em suas necessidades de energia elétrica, para geração de excedentes haverá necessidades de investimentos em eficiência energética, promovendo um aprimoramento tecnológico na unidade. Dessa forma, foram considerados seis cenários:

- Cenário 1: sem alteração da pressão da caldeira (21 bar) e o tipo de turbina (contrapressão). Instalação de um novo turbogerador de contrapressão, mas de múltiplos estágios. Geradores são convertidos em múltiplos estágios;
- Cenário 2: manutenção em 21 bar da pressão da caldeira. Instalação de gerador de extração controlada e condensação. Repotenciação da caldeira;
- Cenário 3: troca da caldeira para 61 bar. Instalação de gerador novo de extração controlada e condensação. Desativação do turbogerador existente;
- Cenário 4: troca da caldeira para 81 bar. Instalação de gerador novo de extração controlada e condensação, compatível com a caldeira. Desativação do turbogerador existente;
- Cenário 5: corresponde ao cenário 4, acrescido dos investimentos necessários à redução do consumo específico de vapor de 530 kg/t para 450 kg/t; e
- Cenário 6 : corresponde ao cenário 5, mas com a utilização da palha como combustível, durante a safra, mediante investimentos pertinentes. Assim, seria possível a estocagem de parte do bagaço e a sua utilização no período de entressafra, tornando anual a geração de energia elétrica.

Os resultados para a produção, obtidos conforme tais cenários, são apresentados na Tabela 4 abaixo.

Tabela 4 – Produção de energia excedente, conforme cenário tecnológico (em GWh/ano).

Fatores produtivos	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Energia anual excedente (GWh)	18,7	51	122,4	139,6	152,4	284,4
kWh excedente por tc	10,4	28,3	68,0	77,6	84,7	158,0

Fonte: SYS (2000).

Os valores de produtividade (kWh excedente por tc) serão substituídos na expressão (1), para o elenco das usinas produtoras no Estado de São Paulo para a safra 2001/2002. Os resultados obtidos, especificados apenas para as 20 maiores unidades produtoras, estão na Tabela 5.

Tabela 5 – Excedentes de energia elétrica, gerados conforme cenários tecnológicos, safra 2001/2002 (em MWh).

Unidades Produtoras	Cana Moída (t)	Excedentes de energia (MWh)					
		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Santa Elisa	6.692.522	69.528	189.621	455.091	519.042	566.634	1.057.418
São Martinho	6.658.429	69.174	188.655	452.773	516.398	563.747	1.052.032
Da Barra	5.987.182	62.200	169.637	407.128	464.339	506.915	945.975
Vale Rosário	4.792.674	49.791	135.792	325.902	371.698	405.780	757.242
São João (Araras)	4.318.960	44.869	122.371	293.689	334.959	365.672	682.396
Barra Grande	4.055.875	42.136	114.916	275.800	314.556	343.397	640.828
S.José (Macatuba)	4.049.212	42.067	114.728	275.346	314.039	342.833	639.775
Bonfim	3.979.212	41.340	112.744	270.586	308.610	336.907	628.715
Nova América	3.760.047	39.063	106.535	255.683	291.613	318.351	594.087
Da Pedra	3.654.989	37.971	103.558	248.539	283.465	309.456	577.488
Costa Pinto	3.575.362	37.144	101.302	243.125	277.289	302.714	564.907
Maracaí	3.280.726	34.083	92.954	223.089	254.439	277.768	518.355
Catanduva	3.240.688	33.667	91.819	220.367	251.333	274.378	512.029
Colorado	3.197.037	33.214	90.583	217.399	247.948	270.682	505.132
Colombo	3.055.883	31.747	86.583	207.800	237.001	258.731	482.830
Santa Cruz	2.963.335	30.786	83.961	201.507	229.823	250.896	468.207
Andrade	2.911.837	30.251	82.502	198.005	225.829	246.536	460.070
Iracema	2.735.105	28.415	77.495	185.987	212.123	231.572	432.147
Equipav	2.582.138	26.826	73.161	175.585	200.259	218.621	407.978
MB	2.241.638	23.288	63.513	152.431	173.851	189.792	354.179
Demais Unidades	119.404.960	1.240.485	3.383.141	8.119.537	9.260.518	10.109.620	18.865.984
Total Geral	197.137.811	2.048.043	5.585.571	13.405.371	15.289.132	16.691.001	31.147.774
Média Mensal	28.162.544	292.578	797.939	1.915.053	2.184.162	2.384.429	2.595.648

Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de SYS (2000).

2.3. A importância da geração de excedentes pelo setor sucroalcooleiro

De acordo com os resultados da Tabela 5, o setor sucroalcooleiro, com investimentos em eficiência energética, geraria na safra 2001/2002 um total de 31.147 GWh. Para dimensionamento da importância da questão tecnológica, pode-se apresentar um exercício de comparação dos dados da Tabela 5 com a cota necessária para cumprimento ao racionamento do consumo de energia elétrica, vigente de 22 de maio de 2001 até 29 de fevereiro de 2002.

A meta seria que a maioria dos consumidores apresentaria, a partir daquela data inicial, um consumo máximo de 85% da média do verificado nos meses de maio, junho e julho de 2000. Tal medida foi aplicada ao Distrito Federal, aos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, Espírito Santo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco,

Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí, à parte do Estado do Tocantins atendida pelo sistema interligado Sudeste/Centro-Oeste e à parte do Estado do Maranhão atendida pelo sistema interligado Nordeste. A Tabela 6 apresenta a meta exigida para os consumidores do Estado de São Paulo, classificada por classe de consumo.

Tabela 6 – Consumo faturado das concessionárias por classe de consumidor, Estado de São Paulo, maio a julho/2000 (em GWh).

Período	Residencial	Industrial	Comercial	Demais	Total
Maio/00	2.193	3.474	1.364	966	7.997
Junho/00	1.861	3.348	1.129	888	7.225
Julho/00	1.646	2.670	920	800	6.036
Média do período	1.900	3.164	1.137	885	7.086
Redução em GWh (15% sobre a média do período)	285	475	171	133	1.063

Fonte: SECRECETARIA DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO (2002).

Comparando os dados da Tabela 5 com os da Tabela 6, pode-se observar que, se o cenário tecnológico (6) fosse adotado em período anterior à crise energética, não haveria necessidade de aplicação de metas de restrição ao consumo de energia e respectivo sacrifício de bem-estar, havendo ainda um excedente de 1.533 GWh/mês, mostrando a importância de políticas públicas para o setor elétrico e de aproveitamento do potencial energético sucroalcooleiro.

Elaborando um exercício análogo para a Região Sudeste, onde o sacrifício mensal médio imposto foi no valor de 2.155 GWh por mês, somente o setor sucroalcooleiro paulista contribuiria com 100% desse valor e ainda sobriam 441 GWh/mês, caso fosse adotado o cenário tecnológico (6).

Não obstante, a adoção do cenário (6) dependeria de haver uma oportunidade de investimento. Essa oportunidade dependeria da vida útil prevista para a indústria de geração já instalada no setor sucroalcooleiro. Caso o parque de geração no setor sucroalcooleiro tenha sido instalado recentemente, a troca de equipamentos, por serem ativos específicos, promoveria custos irreversíveis que incentivariam a continuidade no estágio tecnológico atual.

Todavia, de acordo com o FÓRUM DE COGERAÇÃO (2001), a maioria das usinas do setor sucroalcooleiro foi implantada há cerca de vinte anos, para atendimento ao Proálcool. A vida útil dessas usinas estaria no fim, colocando ao setor sucroalcooleiro duas opções: “1) manter a tecnologia atual e operar a longo prazo com baixa eficiência, ou 2) instalar sistemas mais eficientes e expandir para um novo ramo de negócios, o de venda de eletricidade” (FÓRUM DE COGERAÇÃO, 2001, p.2).

A Tabela 7 apresenta um resumo de uma pesquisa realizada com representantes das usinas termelétricas do setor sucroalcooleiro paulista, promovida entre 1999 e 2001 pela Comissão de Serviços Públicos do Estado de São Paulo, órgão representante da Aneel no Estado. Nessa pesquisa foi identificado o ano de entrada em operação das usinas de geração. Os resultados estão dispostos a seguir.

Tabela 7 - Distribuição das usinas termelétricas sucroalcooleiras por data de entrada em operação, Estado de São Paulo, 1948 a 2000.

Ano	Termelétricas entrantes	Total acumulado
1948	1	1
1954	2	3
1967	1	4
1968	1	5
1969	1	6
1970	1	7
1971	1	8
1972	6	14

1973	1	15
Ano	Termelétricas entrantes	Total acumulado
1975	6	21
1976	7	28
1977	3	31
1978	4	35
1980	3	38
1981	12	50
1982	11	61
1983	8	69
1984	2	71
1985	3	74
1986	3	77
1987	6	83
1989	3	86
1990	5	91
1991	1	92
1992	1	93
1994	5	98
1995	3	101
1996	3	104
1997	2	106
1998	2	108
2000	1	109
Total	109	-

Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de CSPE (2001).

Note que mais de 65% completarão vinte anos de atividade em 2004. Diante do exposto, o estágio atual tecnológico mostra uma oportunidade de investimento singular para a geração de excedentes de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro e à adoção de cenários semelhantes ao especificado em (6). Diante do exposto, quais são as principais linhas de financiamento que o setor tem utilizado? Suas características? Na visão dos agentes do setor sucroalcooleiro, as linhas de financiamento podem ser aprimoradas ou outras podem ser dinamizadas? Nas próximas seções procura-se responder esses problemas de investigação. A metodologia empregada foi revisão bibliográfica acerca do tema e promoção de entrevistas com agentes do setor sucroalcooleiro.

3. As condições de financiamento

Para que ocorra uma expansão do volume de energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro, deve-se discutir o aspecto do custo do investimento nos sistemas de co-geração. Quando comparado com novas usinas termelétricas a gás natural, que necessitam montar toda a unidade de geração, o setor sucroalcooleiro apresenta uma vantagem competitiva pois já possuem plantas termelétricas, havendo necessidade apenas de reformas para a promoção na expansão do sistema de geração. Ainda assim, o investimento na expansão da geração é relevante. De acordo com a ELTROBRÁS/UFRJ (2001), considerando que o setor sucroalcooleiro apresenta firmas bastante diversificadas em sua estrutura de custos, os investimentos necessários para a expansão da geração variam entre R\$ 600 e R\$ 2,5 mil por MW, conforme o nível tecnológico adotado. Mesmo sendo inferior ao investimento em hidrelétricas e em várias termelétricas, essa inversão requer linhas de financiamento específicas e incentivos para um setor sucroalcooleiro no qual o principal objetivo é o financiamento da produção de açúcar e álcool e sua melhoria tecnológica.

Diante desse quadro, com o objetivo de contribuir para o estímulo à implantação, em curto prazo, de projetos de expansão do sistema elétrico brasileiro, o Banco Nacional de

Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) implantou em 2001, o Programa de Apoio à Co-geração de Energia Elétrica a partir de Resíduos da Cana-de-Açúcar. Além desse programa, o BNDES disponibiliza uma linha *project finance* que o setor pode utilizar também. A seguir, as características principais dessas linhas são apresentadas.

3.1. O Programa de Apoio à Co-geração de Energia Elétrica a partir de Resíduos da Cana-de-Açúcar

O objetivo do Programa é financiar a implantação de projetos de co-geração que utilizam resíduos de cana e que destinem a venda de eletricidade excedente às distribuidoras/comercializadores. De acordo com o BNDES (2001), foram estabelecidas as seguintes condições para o Programa:

- Dotação inicial: R\$ 250 milhões aprovados em 23/5/2001 (operações indiretas);
- Clientes: usinas de açúcar e álcool localizadas em qualquer região do País;
- Custo financeiro: Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP):³
- *Spread* básico: 1% a.a.;
- *Spread* de risco: operação direta: de 0,5% a 4,625% a.a.;
- *Spread* do agente: até R\$ 10 milhões - negociável; acima de R\$ 10 milhões - até 2,5% a.a.; e com Fundo de Aval - até 4% a.a.;
- Prazos: determinados em função da capacidade de pagamento do empreendimento, da empresa ou do grupo econômico;
- Carência: até seis meses depois da conclusão do projeto;
- Amortização: até 12 anos. Pagamentos mensais durante a safra;
- Percentual financiável: até 80% dos itens financiáveis; e
- Garantia: definida por negociação - pode utilizar um Fundo de Aval. No caso específico dos PIEs e autoprodutores, o Decreto 2.003, de 10/9/96, especifica que poderá ser oferecida como garantia a energia elétrica a ser produzida e a receita decorrente dos contratos de venda dessa energia, além dos bens e instalações utilizados para a sua produção. Para o BNDES, a principal garantia é justamente esse contrato, denominado *Power Purchase Agreement* (PPA).

3.2. *Project finance*

WILLIAMSON (1985) afirma que, para mitigar o risco moral (*moral hazard*) presente nas transações,⁴ o estabelecimento de *joint-ventures* pode ser eficaz. O mecanismo de *joint-venture* implica a posse conjunta dos ativos, criando a interação entre as partes em busca de objetivos semelhantes, reduzindo a possibilidade de comportamentos oportunistas, como *free-riding* e criando um *credible commitments* (compromisso crível) entre as partes. Nesse enfoque, o *project finance* tem sido frequentemente utilizado pelos empreendedores para mitigar o risco moral, desde a época do Mercantilismo, quando mercadores, financiados por banqueiros florentinos, venezianos e outros, empreendiam excursões pelo Mediterrâneo, partilhando entre si o risco e o retorno do empreendimento.

Na estrutura atual, o *project finance* surgiu no Reino Unido, na década de 70, em virtude da expansão de suas plataformas continentais de exploração de petróleo e gás, que representavam altos investimentos e riscos, principalmente de prospecção, necessitando de alternativas contratuais para a divisão dos riscos e retornos, sendo modelado o *project finance*. Segundo BONOMI & MALVESSI (2002), uma estrutura de *project finance* é um exercício de engenharia financeira que

³ O valor da TJLP é fixado periodicamente pelo Banco Central do Brasil, de acordo com as normas do Conselho Monetário Nacional. De outubro a dezembro de 2003, foi fixado em 11,0% (BNDES, 2003).

⁴ De acordo com PINDYCK & RUBINFELD (1999), o exemplo clássico de risco moral ocorre na indústria de seguros, quando tal risco surge a partir do momento no qual a parte segurada passa a tomar menos cuidado para evitar perdas do que fazia antes da aquisição do seguro.

permite que as partes envolvidas em um empreendimento possam realizá-lo, assumindo diferentes responsabilidades, ou diferentes combinações de risco e retorno, de acordo com suas respectivas preferências. O *project finance* é uma técnica de estruturação contratual que segmenta os diversos padrões de risco-retorno de um empreendimento entre seus participantes, permitindo um financiamento que será garantido pelos recebíveis esperados na efetivação do fluxo de caixa do projeto. Dessa forma, nesse modelo contratual, credores repartem o risco do negócio com os devedores, ou seja, o grupo de acionistas é formado pelos construtores, financiadores, fornecedores e operadores.

De acordo com os autores, normalmente, operações de *project finance* combinam pelo menos duas formas de obtenção de recursos:

(a) A contribuição de capital próprio (*equity*) por exigência dos credores, sinalizando confiança no empreendimento aos demais integrantes do projeto. No Brasil, tal participação nunca é inferior a 20% e, raramente, chega a 40% do montante total demandado pelo empreendimento; e

(b) O restante é financiado por meio das sociedades de propósito específico (SPE), que delimitam o objeto do empreendimento isolando o risco e o retorno de outras atividades dos *sponsors*.

Dessa forma, o projeto financiado por meio dessa linha de crédito caracteriza-se por ser economicamente independente da usina sucroalcooleira. Os agentes montam uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) para a efetivação do projeto. No caso do setor sucroalcooleiro, geralmente os acionistas entram com 20% a 30% do capital exigido e o sistema financeiro entra com o restante.

Os credores são pagos com a receita do empreendimento e, portanto, a principal garantia é o próprio investimento (seus ativos e direitos), incluindo o *Power Purchase Agreement* (PPA), assinado com o comprador da energia, garantindo o fluxo de receita.

O BNDES apresenta uma linha de crédito para *project finance* com as seguintes características:

- Participação: até 70% dos itens financiáveis para usinas hidrelétricas com potência instalada superior a 30 MW e até 80% dos itens financiáveis para investimentos em linhas de transmissão, PCH, usinas termelétricas, co-geração, fontes alternativas e promoção de eficiência energética;

- Carência: até seis meses depois de entrar em operação;

- Amortização: até doze anos;

- Custo de captação: os juros são cobrados com base na TJLP, em uma cesta de moedas ou na variação do IGP-M;

- *Spread* básico: 2,5% a.a.;

- *Spread* do agente financeiro: até 2,5% ao ano em operação direta ou negociado com o agente financeiro em operação indireta.

De acordo com a ANBID (2003), até final de fevereiro de 2003, existiam cerca de 30 *projects finance*, com demanda de crédito de aproximadamente R\$ 10 bilhões, aguardando análise econômica e financeira. Desse total, o Unibanco S.A. era o líder em volume de operações, com 27 *projects finance*. A área de energia ocupava o segundo lugar, com cerca de 22% do volume de operações, perdendo apenas para o segmento de agronegócios, responsável por 1/3 do total. O BBA S.A., posteriormente adquirido pelo Banco Itaú S.A., era o segundo no ranking da ANBID, com treze *projects finance*, sendo os dois maiores na área de óleo e gás, avaliados em aproximadamente R\$ 4,18 bilhões e três na área de energia elétrica no valor de R\$ 2,6 bilhões. Segundo a ANBID (2003), apesar da grande dificuldade de crédito, os *projects finance* totalizaram R\$ 4,8 bilhões e o setor que mais absorveu financiamento foi o segmento de energia.

Uma outra forma de obter recursos para novos investimentos, apesar de ainda incipiente, tem sido a comercialização de créditos de carbono no mercado internacional. Essa nova modalidade é apresentada a seguir.

3.3. As normas de comercialização de toneladas evitadas de carbono

De acordo com a FIESP/CIESP (2001), em 1988 foi elaborado o Primeiro Relatório do IPCC (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas) pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e pela Organização Mundial de Meteorologia (OMM). Esse painel serviria de base para os trabalhos científicos sobre o clima, que seriam desenvolvidos na Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente (ECO-92). Nesse relatório se afirmava que o aumento da temperatura média na superfície terrestre observado no século XIX chegou a 0,6 °C. Ainda, se observava que, mantidas as tendências de 1990, a projeção era de aumento da temperatura média entre 1,5 °C e 5,8 °C nos próximos 100 anos. Para reverter tendência seria preciso reduzir as emissões a níveis 60% inferiores dos de 1990.

Assim, durante a ECO-92, ocorrida em junho de 1992, no Rio de Janeiro, 175 países e a União Européia assinaram a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima se comprometendo na elaboração de estratégias globais para proteção ao sistema climático para gerações presentes e futuras. Nesse intento, ocorreu no Japão, em 1997, a terceira Conferência de Partes (CoP-3) - órgão supremo da Convenção-Quadro - na qual diversos países assinaram o Protocolo de Kyoto determinando que 39 países industrializados reduzissem em 5,2% suas emissões de gás de efeito estufa (*Greenhouse Gases* - GHG),⁵ tomando como relação os níveis de 1990. O prazo para que isso ocorra é entre 2008 e 2012, caracterizando a primeira fase do Protocolo. Os países que assinaram o Protocolo de Kyoto compõem o chamado “Anexo I” e suas emissões totais de CO₂, com relação a 1990, estão dispostas na Tabela 8.⁶

Tabela 8 – Protocolo de Kyoto, composição do Anexo I, por país.

Países integrantes do Anexo I	Emissões CO ₂ em 1990 (mil toneladas)	Participação % sobre	
		Total Anexo I	Total Global
EUA	4.819.166	34,5	21,62
Rússia	3.708.734	26,55	16,64
Japão	1.071.444	7,67	4,81
Alemanha	1.012.443	7,25	4,54
RU	563.647	4,04	2,53
Canadá	425.055	3,04	1,91
Itália	399.142	2,86	1,79
Polônia	347.838	2,49	1,56
Austrália	266.204	1,91	1,19
Outros	1.354.932	9,7	6,08
Total Anexo I	13.968.605	100	62,66
Total países não-integrantes do Anexo I	8.322.908	-	37,34
Total	22.291.513	-	100

Fonte: FIESP/CIESP (2001).

De acordo com TETTI (2002), para possibilitar a implementação desse objetivo, o Protocolo de Kyoto estabeleceu a criação de mecanismos comerciais direcionados para facilitar que os países do

⁵ GHG: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e nitrogênio (N₂O).

⁶ O Brasil é integrante do chamado Não-Anexo I. Dessa forma, nessa primeira fase do Protocolo de Kyoto, não há obrigatoriedade no cumprimento de metas de redução de emissões.

Anexo I e suas empresas cumpram suas metas quanto à redução de emissões. Esses instrumentos, também chamados de mecanismos de flexibilização, foram dois:

i. Comércio de Emissões e Implementação Conjunta (*Emissions Trading and Joint Implementation*): mecanismo pelo qual um país industrializado pode, inclusive por meio de operações de compra e venda, contabilizar reduções em outro país do Anexo I; e

ii. Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL (*Clean Development Mechanism – CDM*): permite que países do Anexo I financiem projetos de redução de emissões ou comprem os volumes de redução de emissões resultantes de projetos desenvolvidos nos países não constantes do Anexo I.

O Protocolo de Kyoto passará a vigorar somente após a adesão de países que representem 55% da taxa de emissão global de monóxido de carbono. Até outubro de 2003, o protocolo já tinha sido ratificado por 109 países, representando cerca de 49,5% da emissão desse gás poluente. Todavia, até aquele momento, o principal contribuinte na emissão de CHG, os EUA, além da Rússia, não ratificaram o Protocolo de Kyoto.

Um dos motivos para a não ratificação e implemento do Protocolo de Kyoto, por parte de países como os EUA, reside no custo de se evitar a emissão de gases CHG. De acordo com estudo do BANCO MUNDIAL (1990), o custo médio por tonelada de carbono evitada era de US\$ 580 no Japão, US\$ 180 nos EUA e US\$ 270 na então CEE. Diante disso, em julho de 1999, o Banco Mundial implementou efetivamente o *Clean Development Mechanism* (CDM) ou Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Conforme mencionado, esse mecanismo permite a países desenvolvidos atingirem suas metas investindo parcialmente em projetos nos países em desenvolvimento, onde os custos marginais de se evitar a emissão de gases CHG, sobretudo gás carbônico, são sensivelmente menores.

Para tanto, o Banco Mundial articulou um fundo de investimento, denominado *Prototype Carbon Fund* (PCF), composto por 17 grandes empresas como a British Petroleum, a Mitsubishi Corp e a distribuidora de energia alemã RWE, além dos governos do Japão, Noruega, Suécia, Finlândia e Holanda. O PCF repassa esses recursos para financiar projetos de países em desenvolvimento, desde que os projetos estejam devidamente certificados de que contribuirão para a redução na emissão global de gás carbônico. Essa certificação ocorre por meio de um processo de auditoria internacional no qual, ao final dos trabalhos são emitidos os Certificados de Redução de Emissões (CERs)⁷ que serão adquiridos pelo PCF e comercializados no mercado secundário, sendo a demanda representada por empresas que precisem cumprir metas, ainda voluntárias, de redução na emissão de CO₂. Esse mercado secundário de créditos de redução de CO₂ já existe em cidades como Londres, Nova Iorque e Sydney. Em 2001, o preço da tonelada evitada de CO₂ variou de US\$ 2,5 a US\$ 5,00.

Considerando que a produção de energia (incluindo transportes) é a principal contribuinte para a emissão de gases CHG, responsável por 57% do total de emissões, investimentos em geração de energia elétrica que reduzam a emissão de CO₂ são potenciais candidatos à obtenção de Certificados de Redução de Emissões. De acordo com TETTI (2002), a adoção de um paradigma baseado no uso intensivo dos recursos fósseis não renováveis (carvão mineral, petróleo e gás) é o principal motivo para a produção e consumo de energia serem o elemento propulsor do efeito estufa. Ademais, segundo o CEPEL (2002), a tendência do setor energético é continuar contribuindo significativamente para a emissão de CO₂.

Nesse aspecto, o setor sucroalcooleiro, de acordo com MACEDO (1997), pode ser um importante *player* desse mercado. Apesar de apresentar substancial liberação de carbono na forma de CO₂, as atividades no setor sucroalcooleiro apresentam um balanço final positivo, pois, no ano de 1996, o setor teria evitado a emissão de mais de 12,7 milhões de toneladas de CO₂, conforme se pode observar por meio da Tabela 9.

⁷ Também chamados de Certificados de Emissão Reduzida (CERs).

Tabela 9 - Emissões líquidas de CO₂ equivalentes na produção e uso de cana-de-açúcar, Brasil, 1996 (em milhões de toneladas de CO₂).

Atividade/insumo	Total de emissões de CO ₂	Participação sobre o total
Insumos (incluindo combustíveis) na agroindústria sucroalcooleira	1,28	-10,0%
Emissões de metano na queima de cana	0,06	-0,5%
Emissões de N ₂ O	0,24	-1,9%
Substituição de gasolina por etanol	-9,13	71,7%
Substituição de óleo combustível por bagaço de cana (na indústria química e de alimentos)	-5,2	40,8%
Redução líquida nas emissões de CO ₂ (em milhões de t de CO ₂)	-12,74	100,0%
Moagem total em 1996/1997 (em t)	287.809.852	-
Redução líquida nas emissões de CO ₂ (t de CO ₂ por t de cana)	0,044	-

Fonte: MACEDO (1997), adaptada pelo autor.

Supondo que esse perfil apresentado por MACEDO (1997) possa ser admitido constante ao longo do tempo, pode-se observar o potencial que a negociação de crédito representaria para o setor sucroalcooleiro, admitindo, também, dois cenários para preços conservadores de US\$ 5,00 (cenário 1) e US\$ 15,00 (cenário 2) a tonelada de CO₂ evitada. Os resultados dessas estimativas estão dispostos na Tabela 10.

Tabela 10 – Receita bruta gerada por meio da comercialização de Certificados de Redução de Emissões, setor sucroalcooleiro, safras 93/94 a 00/01.

Safr	Cana moída (t)	Carbono evitado (t)	Receita bruta US\$	
			Cenário (1)	Cenário (2)
93/94	218.510.288	9.672.431	48.362.157	145.086.472
94/95	240.944.002	10.665.467	53.327.337	159.982.011
95/96	251.357.654	11.126.431	55.632.156	166.896.468
96/97	287.809.852	12.740.000	63.700.000	191.100.000
97/98	303.973.913	13.455.508	67.277.538	201.832.614
98/99	314.969.182	13.942.217	69.711.084	209.133.253
99/00	306.965.623	13.587.937	67.939.683	203.819.050
00/01	252.373.659	11.171.405	55.857.025	167.571.075

Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

Mesmo que seja considerada apenas a geração de eletricidade por meio do bagaço, em substituição a outros combustíveis potencialmente mais emissores de *Greenhouse Gases*, usinas térmicas sucroalcooleiras apresentam vantagens competitivas, conforme se observa pela Tabela 11.

Tabela 11 – Emissões de gases de efeito estufa por fonte de geração (em t/GWh).

Combustível	Emissões de gases de efeito estufa (t/GWh) ¹				
	C	CO	CH ₄	NOX	N ₂ O
Óleo diesel	212,816	9,662	2,153	9,662	nd
Bagaço	-	0,012	nd	0,610	nd
Gás natural	145,784	0,162	0,013	0,638	nd
Óleo combustível	180,477	0,128	0,025	1,377	nd

Lenha	0,633	-	0,010	0,100	0,002
-------	-------	---	-------	-------	-------

Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de CENBIO (2002).

¹ Considerando dados de geração de energia elétrica para o ano de 1997.

Em relação ao ano de 2001, pode-se observar a contribuição da utilização do bagaço na geração de energia elétrica. A Tabela 12 apresenta a geração de eletricidade e a emissão de gases de efeito estufa, por tipo de fonte, para o ano de 2001.

Tabela 12 – Emissões de gases de efeito estufa por fonte de geração, 2001 (em t).

Combustível	Geração de energia (GWh)	Emissões de gases de efeito estufa (t/ano)				
		C	CO	CH ₄	NOX	N ₂ O
Óleo diesel	108,640	23.120,337	1.049,728	233,923	1.049,728	nd
Bagaço	63,760	-	0,754	nd	38,909	nd
Gás natural	180,080	26.252,873	29,169	2,403	114,963	nd
Óleo combustível	159,280	28.746,398	20,436	3,951	219,345	nd
Lenha	9,120	5,768	-	0,092	0,915	0,014
Total	520,880	78.125,377	1.100,087	240,369	1.423,860	0,014

Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de MME (2003).

Com referência à mitigação do efeito estufa, nota-se a contribuição efetiva que o bagaço tem apresentado por meio da geração de energia elétrica, isso sem considerar o emprego do bagaço na geração de vapor, cujo insumo substituto seria óleo combustível, extremamente mais emissor de gases de efeito estufa do que o bagaço. Caso o setor sucroalcooleiro não tivesse contribuído durante o ano de 2001 com a geração de 63,76 GWh e esse montante tivesse sido gerado por meio de gás natural, a emissão de gases de efeito estufa aumentaria consideravelmente, conforme se pode observar por meio da Tabela 13.

Tabela 13 – Cenário para emissões de gases de efeito estufa por fonte de geração, 2001 (em t).

Cenário	Emissões de gases de efeito estufa (t/ano)				
	C	CO	CH ₄	NOX	N ₂ O
Com bagaço	520,880	78.125,377	1.100,087	240,369	1.423,860
Sem bagaço	520,880	87.420,596	1.109,661	241,220	1.425,656
Incremento (%)	-	11,898	0,870	0,354	0,126

Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

Observe que a emissão de CO aumentaria em mais de 10%, mostrando que a opção energética pelo gás natural deve ser analisada com cuidado na questão do efeito estufa, podendo a geração por meio do bagaço também ocupar posição de destaque na política energética nacional. Note que, ainda, neste estudo não foi considerada a geração de vapor para as necessidades industriais do setor sucroalcooleiro bem como o potencial de geração energético desse setor.

Ainda restaria uma outra oportunidade de geração de créditos de carbono advinda do emprego de resíduos de palha crua na geração de energia elétrica. Considerando 55% de colheita mecanizada e 45% de colheita manual para a palha, a Tabela 14 apresenta os valores estimados de emissões de *Greenhouse Gases* com a queima de resíduos de palha na lavoura, durante o ano 2000.

Tabela 14 – Valores estimados de emissões de Carbono e Nitrogênio provenientes da queimada de resíduos de palha, 2000 (em milhões de t).

Gases	Unidade	Brasil	São Paulo
Carbono total liberado	Milhões de t de carbono	48,83	31,93
Nitrogênio total	Milhões de t de	1,27	0,83

liberado	nitrogênio		
----------	------------	--	--

Fonte: FIESP/CIESP (2001).

Assim, o emprego da mecanização da colheita e o posterior aproveitamento dos resíduos na geração de energia elétrica poderiam, também, ser objeto de estudo para a obtenção de créditos de carbono.

3.4. As estratégias do agente sucroalcooleiro no financiamento

Em 03 de agosto de 2001, a Companhia Energética Santa Elisa (Sertãozinho) e a Usina Cerradinho Açúcar e Álcool S.A. (Catanduva) assinaram contrato de adesão ao Programa de Apoio à Co-geração de Energia Elétrica a partir de Resíduos da Cana-de-Açúcar. A Santa Elisa investiu R\$ 44 milhões, dobrando sua capacidade instalada para 60 MW. O Programa financiou R\$ 35,2 milhões (80%). O projeto foi viabilizado porque a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) assinou um PPA de 12 anos com Santa Elisa, garantindo um fluxo de receita equivalente à compra de 20 MW. Ainda restariam 20 MW que seriam comercializados junto ao mercado (BRASIL ENERGIA, 12/2001). De acordo com a Eletrobrás/UFRJ (2002), a negociação do preço tem ocorrido por usina, todavia, no caso da Santa Elisa, a CPFL ofertou R\$ 63/MWh. Já a Usina Cerradinho investiu R\$ 22 milhões, sendo R\$ 17,7 milhões financiados pelo BNDES. O objetivo foi a obtenção de uma potência de 22,34 MW. Apesar de iniciadas as negociações com a CPFL, a Cerradinho assinou o PPA com a Elektro, que apresentou condições melhores de preço.

No final do ano de 2001, ocorreu a aprovação do projeto da Equipav S.A. – Açúcar e Álcool (Promissão - SP), com ampliação para 52,6 MW, sendo que 41 MW seriam vendidos a CPFL. Até novembro de 2001, o BNDES havia recebido projetos encaminhados por 21 usinas do setor sucroalcooleiro. Os projetos totalizavam a inserção de 620 MW, sendo pleiteados recursos em torno de R\$ 660 milhões (BRASIL ENERGIA, 2001). De acordo com SAFRA & MERCADOS (2002), até julho de 2002, esse número havia aumentado para 32 projetos do setor sucroalcooleiro na carteira do BNDES destinada ao financiamento de geração de energia elétrica por meio de biomassa, conforme se pode observar por meio da Tabela 15.

Tabela 15 - Projetos de co-geração de energia elétrica por fonte alternativa de biomassa na carteira do BNDES (junho/2002).

Fonte	Investimento total (R\$ milhões)	Participação BNDES (R\$ milhões)	Participação do BNDES (%)	Potência (MW)	Projetos	Média por Projeto (MW)
Resíduos de madeira	53	42	79,2	39	4	10
Casca de arroz	40	30	75,0	30	4	8
Bagaço de cana	1.045	795	76,1	1.177	32	37
Total/Média	1.138	867	76,8	1.246	40	18

Fonte: SAFRA & MERCADOS (2002).

Com a reversão do cenário de escassez de oferta, até maio de 2003, o citado programa apresentava uma carteira de 17 projetos, totalizando investimentos da ordem de R\$ 1,23 bilhão, do qual o BNDES participava com aproximadamente 80% do total. Não obstante, segundo o BNDES (2003), em 30/06/2003, essa linha de crédito foi suspensa pelo órgão de fomento. As justificativas apresentadas foram o excesso de oferta de energia naquele momento e que o programa seria reformatado adaptando-o à regulamentação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa).⁸

⁸ Contato pessoal em 02/10/2003.

Em relação ao *project finance*, o principal projeto elaborado foi o da Companhia Geral de Distribuição Eléctrica (CGDE). De acordo com FERREIRA (2000), o projeto previa a instalação de uma potência de 300 MW, sendo a CESP a compradora de Energia. O investimento contaria com recursos da linha *project finance* do BNDES, com investimento total previsto da ordem de R\$ 350 milhões e prazo de execução de três anos. As primeiras usinas a entrar em operação seriam as Usinas Santa Rita, Gasa, Maringá e Alcoazul. A previsão inicial de funcionamento e a quantidade comercializada estão dispostas na Tabela 16.

Tabela 16 – Dados de produção de energia estimados para as Usinas Santa Rita, Gasa, Maringá e Alcoazul.

Usina	Potência estimada (MW)	Energia a ser comercializada (MWh/ano)	Data de início de operação
Santa Rita	20	68.500	Maio de 2001
Gasa	20	93.000	Maio de 2001
Maringá	21	90.000	Junho de 2001
Alcoazul	8	73.000	Agosto de 2001

Fonte: FERREIRA (2000).

Devido à instabilidade no ambiente institucional do setor elétrico, de acordo com o Senhor Armando Ferreira, representante da CGDE, os projetos citados acima foram abandonados por “problemas financeiros das usinas de álcool e açúcar e algumas avaliações erradas por parte dos próprios usineiros [na concepção dos referidos projetos]”.⁹

Com relação ao mercado de créditos de carbono, em maio de 2002, a Vale do Rosário (Morro Agudo - SP) foi a primeira usina sucroalcooleira no mundo a receber Certificados de Redução de Emissões (CREs). A usina investiu cerca de R\$ 30 milhões para aumentar em 30 MW a produção de energia por meio do bagaço de cana (passou para 95 MW). A mensuração de crédito foi elaborada pela consultoria Ecoenergy Brasil. De acordo com a consultoria, até 2007, evitará a emissão de 645.255 toneladas de CO₂.

Se esse total fosse comercializado a US\$ 5 a tonelada, a usina arrecadaria cerca de US\$ 3,23 milhões, representando a recuperação de 26,6% do total do investimento. Até meados de 2003, foram comercializados apenas 1/7 do total a BC Hydro (Canadá) 1/7 do total, ao preço de US\$ 5 a tonelada. A empresa adotou a estratégia de aguardar para comercializar o restante, pois a expectativa é de crescimento futuro no preço dos CREs.

Outro exemplo pode ser dados pela Usina Alta Mogiana, pela Companhia Energética Santa Elisa e pela Usina Moema. Em sete anos, essas usinas irão fornecer mais 30 MW às concessionárias locais, gerando créditos já certificados equivalentes a 1,2 milhão de t de gás carbônico evitado no período. O Governo da Suécia estaria disposto a pagar US\$ 5 por tonelada de CO₂ evitado, gerando uma receita total extra de US\$ 6 milhões. O processo foi conduzido pela Ecoenergy Brasil e auditado pela empresa alemã Ingwass.

A estratégia de auferir receitas não-operacionais por meio da atividade de geração de energia elétrica poderá ser uma estratégia fundamental para a diversificação e estabilidade das receitas no setor sucroalcooleiro. Segundo GUIMARÃES (2002), o preço no longo prazo da tonelada evitada de CO₂ poderá ser de US\$ 30,00. Assim, o autor estima que os Créditos de Carbono poderão representar de 10% a 15% do faturamento total das usinas sucroalcooleiras.

4. Diretrizes específicas para o financiamento de excedentes pelo setor sucroalcooleiro

De acordo com GORGULHO (1996), as grandes empresas, já atuantes numa indústria, geralmente possuem recursos próprios ou a possibilidade de acesso ao mercado financeiro, mas as pequenas e médias, e sobretudo as entrantes, encontram na indisponibilidade de recursos uma das

⁹ Contato pessoal em 15/05/2003.

principais dificuldades para seu desenvolvimento. Para a autora, no caso de pequenas empresas envolvidas com o desenvolvimento de inovações, esse processo torna-se ainda mais difícil devido à grande incerteza envolvida no negócio. Os empréstimos feitos a novas empresas, quando ocorrem, geralmente têm taxas de juros elevadas e prazos curtos. As saídas de caixa destinadas ao pagamento de juros, resgates e amortizações são encargos onerosos para empresas “jovens”, justamente quando requerem substanciais influxos de capital durante os estágios iniciais de crescimento.

Apesar de programas como o de “Apoio à Co-geração de Energia Elétrica a partir de Resíduos da Cana-de-Açúcar” representarem um avanço na financiabilidade às empresas entrantes no segmento de comercialização de energia elétrica excedente, as linhas de financiamento governamentais podem ser aprimoradas por meio da implementação de diretrizes específicas.

Na próxima seção serão apresentadas as diretrizes para aprimorar as linhas de financiamento, identificadas por meio de entrevistas com agentes do setor sucroalcooleiro, bem como por meio da própria revisão bibliográfica.

4.1. A diferenciação por tecnologia

Uma das principais críticas em relação às linhas de financiamento oficiais do BNDES tem sido a não-diferenciação da tecnologia adotada. Inexistem incentivos, por meio de redução dos *spreads*, caso o empresário adote uma tecnologia de geração de energia mais eficiente. Segundo Carlos Eduardo Machado Paletta, engenheiro do Cenbio, até meados de setembro de 2001, o BNDES havia aprovado o financiamento de 147 projetos representando uma expansão na geração de 266 MW. Todavia, segundo o especialista, a aquisição de caldeiras menos eficientes poderia propiciar um incremento total de 503 MW para os mesmos projetos. De acordo com o pesquisador: “O BNDES financia com a mesma taxa de juros a compra de equipamentos menos e mais eficientes. Por isso, os co-geradores preferem optar por caldeiras de menor potência, já que terão menos riscos e maior taxa de retorno” (ELETROBRÁS/UFRJ, 2001).

Fontes de energia alternativas têm como principal característica um custo marginal de produção superior a de fontes convencionais. No longo prazo, conforme há difusão tecnológica e escassez das fontes convencionais, o custo marginal da fonte alternativa tende a se aproximar ao da fonte convencional. Antes disso, geralmente há necessidade de subsídios diretos ou indiretos para implementação de fontes alternativas. Não obstante, devido à restrição orçamentária governamental, os programas de fomento a fontes alternativas acabam por não financiar a tecnologia de ponta, em detrimento a eficiência energética.¹⁰ Reside nisso grande parte das críticas do setor em relação à política setorial governamental: “a maioria dos problemas surge da tentativa dos estudiosos das diversas fontes em um exercício para enquadrar um *padrão médio por fonte* em uma realidade tão complexa” (INNE, 2003, p.4).

Dessa forma, sugere-se que a linha de financiamento governamental ao setor seja diferenciada em função da tecnologia empregada, privilegiando-se aquelas que apresentem eficiência energética superior. Assim, investimentos em sistemas mais eficientes no aspecto energético obteriam *spreads* menores, percentuais maiores para os itens financiáveis e prazo maior para amortização. Na prática, haveria um subsídio indireto, comparativamente às demais linhas de financiamento mais onerosas.

A fonte da subvenção teria origem nos recursos em eficiência energética destinados compulsoriamente pelos agentes de distribuição, transmissão e geração. Como consta de cláusula específica dos Contratos de Concessão, as empresas do setor elétrico são obrigadas a aplicar anualmente em Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento - P&D. Os primeiros contratos de geração previam o percentual mínimo de 0,25% da receita anual do concessionário, enquanto que para os contratos de distribuição, o percentual era de 0,1%. Com a edição da Lei 9.991, de 24 de julho de 2000, os percentuais para investimentos mínimos em Eficiência Energética e P&D

¹⁰ Exemplo disso é o Proinfa. De acordo com Sr. Carlos Carvalho, coordenador de fontes alternativas do MME, para cálculo dos valores econômicos, dispostos neste capítulo, não foi considerada a tecnologia de ponta disponível no mercado (Contato pessoal, 26/08/2003).

foram alterados, bem como ampliada a abrangência de agentes do setor elétrico comprometidos com investimentos.

Desse modo, todas as empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica passam a aplicar em P&D, incluindo as empresas transmissoras. O artigo 1º da Lei 9.991/2000, determinou que, após 2006, as distribuidoras de energia elétrica apliquem em P&D do setor, anualmente, o montante mínimo de 0,75% da sua receita operacional líquida (ROL) anual, e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética, voltados para o uso final da energia. Até 2006, a distribuidoras deve aplicar 1% da ROL anual, divididos em partes iguais de 0,50% para eficiência energética e 0,50% para P&D.

Também as geradoras estatais e os produtores independentes, bem como as transmissoras, ficaram obrigadas a aplicar, anualmente, o montante mínimo de 1% de sua receita operacional líquida - ROL, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, excluindo-se, por isenção, as empresas que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

Os volumes destinados à eficiência energética são relativamente elevados. Segundo a ANEEL (2003), o valor total do investimento apropriado nessa rubrica, durante o ciclo 2000/2001, foi da ordem de R\$ 152,6 milhões. Somente a CPFL prevê para 2004, investimentos em eficiência energética da ordem de R\$ 18,7 milhões (CPFL, 2003), distribuídos conforme disposto na tabela abaixo.

Tabela 17 – Investimento a ser apropriado em eficiência energética pela CPFL, ciclo 2003/2004.

Projeto	Investimento a ser apropriado	
	R\$	% da Receita Anual – 2002
Eficiência Energética em Iluminação Pública	5.100.000,00	0,154
Diagnóstico e Implementação em Instalações Industriais	2.000.000,00	0,060
Diagnóstico e Implementação em Instalações Comerciais	1.000.000,00	0,030
Diagnóstico e Implementação em Instalações de Serviços Públicos – Tratamento de Água	3.000.000,00	0,090
Diagnóstico e Implementação em Prédios Públicos – Delegacias de Polícia	1.000.000,00	0,030
Diagnóstico e Implementação em Prédios Públicos – Hospitais	1.000.000,00	0,030
CPFL nas Escolas – Agentes Mirins	661.259,00	0,020
Curso Educação Baixa Renda – <i>Kit</i> Padrão de Entrada	4.750.000,00	0,143
Curso de Gestão Energética Industrial	250.000,00	0,008
Total	18.761.259,00	0,565

Fonte: CPFL (2003).

Observando a Tabela 17, pode-se inferir que a formação de um fundo para contribuir com a modicidade do financiamento à co-geração sucroalcooleira não destoa do objetivo precípua de um Programa de Eficiência Energética. Ademais, ao investir em tecnologia de ponta na co-geração sucroalcooleira (permitindo poupar bagaço e vapor e, assim, propiciar maior geração de eletricidade excedente), os resultados em eficiência energética poderiam ser até superiores ao padrão atualmente obtido, além da possibilidade de ocorrerem em prazos relativamente mais curtos. Também, a eletricidade conservada por investimento realizado (MWh/R\$) poderá ser inferior ao padrão atualmente obtido, pois o investimento em eficiência energética no setor sucroalcooleiro apresentaria uma escala superior a vigente e provavelmente menores custos de transação.

Conforme se observa na Tabela 17, 52,5% dos recursos de aplicação compulsória da CPFL em eficiência energética foram para a iluminação pública e “kit” padrão de entrada baixa renda, significando investimentos pulverizados, que dificultam a obtenção de ganhos de escala e elevam os custos de transação.

Por fim, note que a intenção seria que parte dos valores arrecadados compulsoriamente fosse destinada não ao investimento total no setor sucroalcooleiro, mas ao diferencial entre o custo de uma linha de financiamento convencional no BNDES e à proposta que seria mais módica por discriminar a tecnologia adotada. Assim, esse subsídio indireto poderia alavancar os investimentos em co-geração sucroalcooleira atendendo, simultaneamente, ao financiar tecnologia de ponta, aos objetivos de eficiência energética.

4.2. A diferenciação por índice de mecanização

Em 11 de março de 2003 foi editado o Decreto 47.700, que regulamenta a Lei 11.241, de 19 de setembro de 2002. A finalidade da regulamentação é a eliminação total da prática da queima em canaviais do Estado de São Paulo. Não obstante, a inviabilidade de implementar tal medida, de forma abrupta, levou o Governo do Estado de São Paulo a estabelecer prazos, considerando os ciclos quinquenais nos quais os canaviais são renovados.

Assim, estabeleceu-se que o percentual de área a ser mecanizada, eliminando-se a queimada, cresça a cada cinco anos, iniciando-se com o índice de 20%, até atingir 100% ao final de um período de 25 anos. De acordo com a SECRETARIA DO MEIO AMBIENTE DO ESTADO DE SÃO PAULO (2003), essa medida se aplica às áreas mecanizáveis, com declividade inferior a 12%, e às áreas com extensão superior a 150 hectares. As demais áreas terão prazo mais dilatado para eliminar a prática da queima da palha da cana. Embora a Lei 11.241 conceda um prazo maior impõe a exigência de que todas as áreas, inclusive as não-mecanizáveis, eliminem a queima.

Diante do exposto, se o produtor antecipar as metas obrigatórias de índice de mecanização e desde que a palha seja aproveitada para geração de energia elétrica e vapor, admitir-se-iam linhas de crédito menos onerosas, com *spreads* subvencionados. A fonte para tal subsídio poderia advir da contribuição compulsória dos agentes do setor elétrica à eficiência energética, conforme descrita anteriormente, haja vista, o aproveitamento da palha representar uma maior eficiência energética ao sistema de geração no setor sucroalcooleiro.

4.3. A diferenciação por porte da empresa

A classificação de porte de empresa adotada pelo BNDES e aplicável à indústria, comércio e serviços, é a seguinte:

- i Microempresas: receita operacional bruta anual ou anualizada de até R\$ 1,2 milhão;
- ii Pequenas Empresas: receita operacional bruta anual ou anualizada superior a R\$ 1,2 milhão e inferior ou igual a R\$ 10,5 milhões;
- iii Médias Empresas: receita operacional bruta anual ou anualizada superior a R\$ 10,5 milhões e inferior ou igual a R\$ 60 milhões; e
- iv Grandes Empresas: receita operacional bruta anual ou anualizada superior a R\$ 60 milhões.

Assim, de acordo com o BNDES (2003), o nível de participação da instituição nos itens financiáveis do investimento pode atingir até 90% do total para micro e pequenas empresas localizadas em qualquer Região do país; médias e grandes empresas localizadas nas áreas de abrangência por programas regionais específicos. Para a maioria das médias e grandes empresas localizadas nas regiões Sul e Sudeste do país, o limite de participação atinge 80%.

Considerando que os pequenos e médios produtores do setor sucroalcooleiro necessitam de unidades de geração de pequeno porte, com o valor do investimento por MWh superior às grandes unidades termelétricas, comprometendo sua competitividade, incentivos podem ser relevantes aos pequenos e médios produtores na expansão de geração de energia elétrica para comercialização ao setor elétrico. Nesse aspecto, um incentivo poderia ser representado por um nível de participação de 90% nos itens financiáveis do investimento, o que, conjugada com a modicidade do financiamento,

diminuiria a eventual diferença de competitividade entre pequenos e grandes produtores do setor sucroalcooleiro.

4.4. Formação de Fundo Ético

A maioria dos investidores busca investimentos que atendam minimamente duas necessidades: retornos financeiros adequados e segurança. Nos anos noventa, entretanto, uma nova preocupação passou a fazer parte das intenções de alguns deles, o investimento ético. Assim, para se investir eticamente, deve-se em primeiro lugar, obviamente, evitar investimentos não éticos. E, em segundo, buscar as alternativas que respeitam a ética, ou seja, o comportamento dos homens em sociedade.

Para tanto, deve-se adotar alguns valores básicos. Entre eles, o mais importante é investir em um projeto, uma empresa, fundo ou ativo que não cause doenças ou mortes, que não destrua ou prejudique o meio-ambiente e que trate as pessoas com dignidade e respeito. Dessa forma, o risco de ocorrerem despesas com multas e indenizações extremamente onerosas diminui, significando um segurança maior aos recursos alocados pelo investidor e o rendimento dessas firmas tende a ser maior.

Até meados de 2003, no Brasil, só o Banco Real ABN Amro oferecia o serviço de investimento em fundo ético, denominado Fundo Ethical. De acordo com o BANCO REAL ABN AMRO (2003), trata-se de um fundo de renda variável, criado em 2001, cuja carteira é composta por empresas que, além do potencial financeiro, têm compromisso com a governança corporativa, o meio ambiente e a responsabilidade social. As empresas do Fundo Ethical não trabalham com álcool, tabaco, energia nuclear, pornografia e jogos. Além disso, são obrigadas a responder um questionário sobre as atitudes éticas e socialmente responsáveis antes de serem aceitas e a passarem por freqüentes avaliações visando verificar sua aderência aos objetivos do fundo.

Em 2003, as 18 empresas que compõem o fundo passaram por uma avaliação de um comitê formado por membros do banco e representantes de organizações como o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa, a ONG Amigos da Terra e o Instituto Ethos. De acordo com o banco, as empresas que investem na área sócio-ambiental costumam apresentar um melhor desempenho financeiro, além de evitar possíveis riscos futuros. Em 2002, a rentabilidade do fundo foi de 1,57%, contra 17,85% negativos da média do Ibovespa.

Dessa forma, empresas do setor sucroalcooleiro que antecipem o fim da prática de queimadas, respeitando as normas ambientais, com processo de certificação de redução de emissão de gases nocivos e investindo em geração de energia elétrica excedente poderiam ser candidatas aos fundos éticos, representando uma forma de financiamento promissora – o mercado de capitais.

4.5. *Project finance* envolvendo demandantes de CREs

Diferentemente do *corporate finance*, que é o financiamento direto convencional, quando a análise da capacidade de pagamento, a avaliação de risco e a estruturação das garantias à operação recaem principalmente sobre a empresa, e não sobre o projeto, o *project finance* é um método de financiamento de um empreendimento baseado justamente no fluxo de caixa esperado do projeto.

Desse modo, considerando que empreendimentos de geração de excedentes de energia elétrica pelo setor elétrico potencialmente geram Certificados de Redução de Emissões (CREs), a estrutura de um projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) pode ser comparável à estrutura de um *project finance*. Para alavancar esse tipo de operação, seria importante a participação do BNDES na estruturação, adaptando a linha de crédito já existe para esse tipo de operação.

5. Considerações finais

A maioria das usinas do setor sucroalcooleiro foi implantada há mais de vinte anos, para atendimento ao Proálcool. A vida útil dessas usinas estaria no fim, colocando ao setor

sucroalcooleiro duas opções: “1) manter a tecnologia atual e operar a longo prazo com baixa eficiência, ou 2) instalar sistemas mais eficientes e expandir para um novo ramo de negócios, o de venda de eletricidade” (FÓRUM DE COGERAÇÃO, 2002, p. 2). Essa última opção, desenvolvida conjuntamente com o aproveitamento de palhas e pontas como combustível, faria com que o potencial de geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro chegasse a 21.309 MW até o ano de 2010, dependendo do crescimento da área plantada (TOLMASQUIM, SZKLO & SOARES, 2002).

Considerando que as necessidades para a auto-suficiência representariam pequena parte desse potencial, investimentos no setor proporcionariam a expansão da atividade de comercialização de excedentes para o setor elétrico. Dessa forma, este artigo procurou investigar se as principais linhas de financiamento oferecidas ao setor sucroalcooleiro, conduziram ao desenvolvimento da atividade de comercialização de excedentes de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro.

Para tanto, apresentou-se uma revisão bibliográfica sobre o tema, além de entrevistas com agentes do setor sucroalcooleiro. Constatou-se a necessidade de customização das linhas de financiamento ao setor, por meio da diferenciação por tecnologia; da diferenciação por índice de mecanização e da diferenciação por porte de empresa. Novas frentes de financiamento também devem ser trabalhadas pelos *police makers*, conjuntamente com o setor, a saber: a formação de fundo éticos e a elaboração de *projects finance* envolvendo CREs (Certificados de Redução de Emissão).

A principal conclusão é a existência de uma questão intertemporal para incentivo à atividade de comercialização de excedentes pelo setor sucroalcooleiro. A característica de essencialidade da eletricidade conduz a tratá-la como bem público quando há falta de interesse de firmas em expandir a geração por fontes não competitivas no presente, mas consideradas importantes ao planejamento energético e à garantia do fornecimento futuro de energia elétrica.

Desse modo, para garantir o fornecimento futuro de energia, geralmente promove-se a concessão de subsídios diretos e/ou indiretos às fontes alternativas renováveis de custos elevados. Comparativamente, subsídios diretos, como forma de política pública, caracterizam-se por apresentar maior transparência em relação a incentivos que promovem a concessão de subsídios indiretos. Independente do tipo de subsídios, a sua concessão geralmente é justificada pelo *police maker* como um investimento na garantia futura de fornecimento. Não obstante, a concessão de subsídios deve sempre ser calibrada ao longo do tempo, de forma a criar incentivos para que a fonte alternativa se torne competitiva no médio/longo prazo, sempre monitorando o comportamento da demanda por energia elétrica e os custos das fontes de geração.

Neste artigo, considerando as particularidades do ambiente institucional do setor elétrico, optou-se por apresentar um *portfolio* de diretrizes que incorporam tanto subsídios diretos quanto indiretos. Desse modo, essas diretrizes não necessariamente precisam ser implementadas em seu todo ou ao mesmo tempo, mas podem ser implementadas pontualmente ou por estágios, facilitando a discussão de sua viabilidade pelos *police makers* e agentes do setor sucroalcooleiro. A limitação dos resultados apresentados pelo artigo reside em que essas diretrizes procuram apenas fornecer as recomendações e auxiliar na orientação necessária para implementação de futuras políticas públicas específicas para o setor sucroalcooleiro, cabe aos *police makers* o seu detalhamento.

Em suma, espera-se que o presente artigo possa contribuir para estabelecer um ambiente institucional favorável à atividade de comercialização de excedentes de energia elétrica pelo sucroalcooleiro. Tem-se a expectativa de que a implementação das diretrizes aqui propostas, na forma de políticas públicas, poderá dinamizar essa atividade, diminuindo o hiato produtivo existente no setor.

Bibliografia

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES. **Programas de financiamento**. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em: 15 out. 2001.

BANCO REAL ABN AMRO. **Relatório para Inscrição do Prêmio Valor Social 2003**. São Paulo. Disponível em: <<http://www.valoronline.com.br/valorsocial>>. Acesso em: 13 out. 2001.

BONOMI, C. A.; MALVESSI, O. **Project Finance no Brasil: Fundamentos e Estudos de Casos**. São Paulo: Atlas, 2002.

BRASIL. Projeto-Medida Provisória nº 14 de 21 de dezembro de 2001. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica.

BRASIL. Lei nº Lei 10.438, de 26 de abril de 2002. Cria a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), e dá outras providências.

BRASIL ENERGIA. **Autoprodução**. Rio de Janeiro, n.253, Dez. 2001.

COELHO, S. T. **Mecanismo para implementação da co-geração de eletricidade a partir de biomassa**: um modelo para o Estado de São Paulo. São Paulo, 1999. Tese (Doutorado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo.

COELHO, S. T.; PALETTA, C. E. M.; VASCONCELOS, M. A. **Medidas mitigadoras para a redução de emissões de gases de efeito estufa na geração termelétrica**. Brasília: Dupligráfica, 2000, 222p.

CORRÊA NETO, V. **Análise de viabilidade da co-geração de energia elétrica em ciclo combinado com gaseificação de biomassa de cana-de-açúcar e gás natural**. Rio de Janeiro, 2001. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ELETROBRÁS. **Plano decenal de expansão 1999-2008**. Brasília: Eletrobrás/GCPS. Disponível em <<http://www.eletrobras.gov.br>>. Acesso em 15 de jul. 1999.

ELETROBRÁS. **Plano decenal de expansão 2000-2009**. Brasília: Eletrobrás/GCPS. Disponível em <<http://www.eletrobras.gov.br>>. Acesso em 27 de ago. 2001.

ELETROBRÁS. **Evolução da estrutura organizacional do DNAEE e antecessores**. Disponível em: <http://www.memoria.eletrobras.gov.br/serv_dnae1.asp>. Acesso em: 01 fev. 2002a.

ELETROBRÁS/UFRJ. **Séries Semanais**. Rio de Janeiro. 2002. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br>>. Acesso: em 15 dez. 2001.

FIESP/CIESP. **Ampliação da oferta de energia através da biomassa**. São Paulo: FIESP/CIESP, 2001.

FÓRUM DE COGERAÇÃO. **Geração com resíduos de cana**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/down_loads/forum/cogerac_cana.pdf>. Acesso em: 01 set. 2002.

GORGULHO, L. F. **O capital de risco como alternativa de financiamento às pequenas e médias empresas de base tecnológica: o caso do Contec/BNDES**. Rio de Janeiro, 1996. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio de Janeiro.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). **Contribuições à Audiência Pública MMM sobre o Proinfra**. Disponível em: < <http://www.inee.org.br>>. Acesso em: 16 out. 2003.

KANN, Z.; NEGRI, J. C. **Aspectos tecnológicos e fatores de projeto de geração termelétrica**. In: SÃO PAULO (Estado). Comissão de Serviços Públicos de Energia. Usinas termelétricas de pequeno porte no Estado de São Paulo. São Paulo: Páginas & Letras, 2001.

MACEDO, V. **Créditos de carbono: ecológicos e economicamente sustentáveis**. Disponível em: <<http://www.socioambiental.org/website/noticias>>. Acesso em: 1 ago. 2001.

PELLEGRINI, M. C. **Inserção de Centrais Cogeneradoras a Bagaço de Cana no Parque Energético do Estado de São Paulo**: Exemplo de Aplicação de Metodologia para Análise dos Aspectos Locacionais e de Integração Energética. São Paulo, 2002. Dissertação (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. 4. ed. São Paulo: Makron Books, 1999, 791p.
Paulo, 1997.

SÃO PAULO (Estado). Comissão de Serviços Públicos de Energia. **Usinas termelétricas de pequeno porte no Estado de São Paulo**. São Paulo: Páginas & Letras, 2001.

SYS, P. A. **Cenários tecnológicos**. In: Ampliação da oferta de energia através da biomassa. São Paulo: FIESP/CIESP, 2001.

TETTI, L. M. R. **Protocolo de Kyoto: oportunidades para o Brasil com base em seu setor sucroalcooleiro**. In: MORAES, M. A. F. D.; SHIKIDA, P. F. A. (Orgs.). Agroindústria Canavieira no Brasil. São Paulo: Atlas, 2002. cap. 9, p. 199-213.

TOLMASQUIM, M. T, SZKLO, A. S, SOARES, J. B. **Potential Use For Alternative Energy Sources In Brazil**. In: ANNUAL PETROBRAS CONFERENCE, Oxford, Inglaterra, 2002.

WILLIAMSON, O. E. **Las instituciones económicas del capitalismo**. México: Fondo de Cultura Económica/Economía Contemporánea, 1985, 434p.