**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
USP**

**Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia
(EP/FEA/IEE/IF)**

**POTENCIAL DE GERAÇÃO DE CRÉDITOS DE CARBONO E PERSPECTIVAS DE
MODERNIZAÇÃO DO SETOR SUCROALCOOLEIRO DO ESTADO DE SÃO
PAULO ATRAVÉS DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO**

Beatriz Acquaro Lora

**São Paulo
2008**

BEATRIZ ACQUARO LORA

**POTENCIAL DE GERAÇÃO DE CRÉDITOS DE CARBONO E PERSPECTIVAS DE
MODERNIZAÇÃO DO SETOR SUCROALCOOLEIRO DO ESTADO DE SÃO
PAULO ATRAVÉS DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Instituto de Física / Faculdade de Economia e Administração) para a obtenção do título de Mestre em Energia

Orientação: Prof^a Dr^a Suani Teixeira Coelho

São Paulo
2008

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Lora, Beatriz Acquaro.

Potencial de geração de créditos de carbono e perspectivas de modernização do setor sucroalcooleiro do estado de São Paulo através do mecanismo de desenvolvimento limpo / Beatriz Acquaro Lora; orientador Suani Teixeira Coelho – São Paulo, 2008.

134 p.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Desenvolvimento sustentável 2. Fontes alternativas de energia 3. Energia de biomassa. I. Título.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à primeiramente amiga e, então orientadora, Suani Coelho por me apresentar à Bioenergia e pela oportunidade de realizar este trabalho.

Aos amigos do Cenbio pela companhia diária e aos que me ajudaram nas questões termodinâmicas, revisões e planilhas de cálculos.

Agradeço especialmente ao meu pai Zé Maria, minha irmã Laís, minha mãe Vera que está comigo sempre e à companheirinha Jade, por me apoiarem durante a realização deste trabalho.

RESUMO

LORA, B. A. Potencial de Geração de Créditos de Carbono e Perspectivas de Modernização do Setor Sucroalcooleiro do Estado de São Paulo através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. 2008. 134p. Dissertação de mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

A necessidade mundial de mitigação dos gases de efeito estufa (GEE) e a mobilização internacional para atingir os objetivos de redução estabelecidos pela Convenção-Quadro das Nações Unidas para Mudanças Climáticas (CQNUMC) deram abertura para que finalmente as energias renováveis pudessem ser utilizadas e aumentassem sua parcela na matriz energética mundial. No Brasil, a sólida indústria sucroalcooleira atualmente desenvolve projetos de redução de emissões de carbono no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto, por meio de 18 projetos baseados na geração de energia elétrica renovável excedente através da cogeração, com exportação para a rede elétrica nacional, deslocando energia marginal termelétrica de origem fóssil, em apenas 20 unidades produtoras paulistas. Neste trabalho foi projetado um cenário ideal de reduções de emissões, que considerou a adesão total de 151 usinas paulistas para a safra de 2006/2007, para cinco cenários patamares tecnológicos de cogeração, com queima de bagaco e também aproveitamento da palha. Foi utilizando os parâmetros tecnológicos elaborados pela Comissão Especial de Bioenergia do Governo do Estado de São Paulo e o fator de linha de base de 0,268 tCO₂e/MWh adotado pelos projetos de MDL em operação no Estado de São Paulo. No cenário tecnológico mais conservador as emissões evitadas somariam 1.404.593 tCO₂e/ano. Para o cenário ideal as emissões evitadas somam 12.199.443 tCO₂e/ano. Para composição do cenário ideal também foram calculadas as emissões referentes à queima da palha da cana-de-açúcar.

Palavras chave: Mudanças Climáticas, Emissões de Carbono, Setor Sucroalcooleiro, Estado de São Paulo.

ABSTRACT

LORA, B.A. Potential Carbon Credits Generation and Modernization Perspectives of the São Paulo State Sugarcane Sector through the Clean Development Mechanism. 2008. 134p. Master's Dissertation – Post-Graduation Program on Energy. University of São Paulo.

The world-wide necessity of Greenhouse Gases (GHG) mitigation and the intergovernmental mobilization to reach the objectives established by the United Nations Framework on Climate Change (UNFCCC) has opened space for the renewable energy increase in the world's energy matrix. In Brazil, the solid sugarcane industry currently develops business in the scope of the Clean Development Mechanism (CDM) under the Kyoto's Protocol, by means of 18 biomass-based projects, with renewable energy generation through bagasse cogeneration at 20 São Paulo State's sugarcane production units. The projects activity's consists of increasing the efficiency in the bagasse cogeneration facilities, qualifying the units to sell surplus electricity to the national grid, avoiding the dispatch of same amount of energy produced by fossil-fuelled thermal plants to that grid. The reduced emissions are measured in carbon equivalent and can be converted into negotiable credits. The objective of this dissertation was to build a "state of art" scenario, calculating the potential emissions reduction through CDM projects for the sugarcane sector of São Paulo State, in which we consider the adherence of all the production units of the State to the CDM projects. The technological parameters used to elaborate the scenario were provided by the São Paulo State Government Bioenergy Special Commission and the baseline factor used of 0,268 tCO₂e/MWh was that adopted by the CDM projects in operation in the State. The sugarcane database for the calculations was the production ranking provided by UNICA for the 2006/2007 season. In the most conservative scenario 131 units could avoid the emission of 1.404.593 tCO₂e/year. For state of art scenario, the units could avoid 12.199.443 tCO₂e/year. Also have been calculated the sugarcane straw burning emission for the sugarcane harvested in 2006/2007 season.

Key Words: Climatic Change, Carbon Emissions, São Paulo State Sugarcane Sector.

SUMÁRIO

1. Introdução	8
1.1. Caracterização do tema de pesquisa	8
1.2. Objetivos.....	13
1.3. Estrutura do trabalho	13
2. Mudanças Climáticas e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	15
2.1. O caminho para a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (CQNUMC)	15
2.1.1. O Protocolo de Quioto e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)	23
2.2. O mercado internacional de carbono	27
2.3. Situação dos projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo no Brasil	29
3. O Setor Sucroalcooleiro do Estado de São Paulo: Situação Atual.....	35
3.1. O Setor Sucroalcooleiro Brasileiro.....	35
3.1.1. O setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo.....	39
3.2. A cogeração de energia a partir do bagaço da cana-de-açúcar.....	44
3.2.1. Aspectos tecnológicos.....	47
3.3. Contribuição da agroindústria sucroalcooleira para mitigação das mudanças climáticas	50
4. Projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo com Cogeração de Energia a partir do Bagaço no Setor Sucroalcooleiro Paulista	53
4.1. Projetos de MDL registrados no Setor Sucroalcooleiro Paulista.....	53
Fonte: UNFCCC, 2008.....	54
4.2. Aplicação da metodologia de linha de base AM0015 “Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid”	55
4.2.1. Linha de base e fator de emissão de gases de efeito estufa em projetos de cogeração com bagaço de cana-de-açúcar	59
4.3. Tecnologias empregadas para expansão do parque de cogeração das usinas sucroalcooleiras	63
4.4. Cenário atual de redução de emissões no Estado de São Paulo.....	65
5. Metodologia para o Cálculo do Cenário Ideal de Redução de Emissões	67
5.1. Definição das usinas sucroalcooleiras contabilizadas no cenário ideal.....	67
Tabela 5.1 – Produção de cana-de-açúcar do Estado de São Paulo (Safrá 2006/2007).....	68
5.2. Definição dos parâmetros utilizados para a expansão da geração de excedentes de energia elétrica.....	71
5.3. Definição dos parâmetros utilizados para o cálculo das emissões provenientes da queima da cana-de-açúcar	73
6. Resultados Obtidos e Discussão.....	76
6.1. Resultados dos cenários tecnológicos.....	76
6.1.1 Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) potenciais para os cenários obtidos.....	80
6.2. Cálculo das emissões da queima da cana	81
7. Conclusões e Análise das Perspectivas de Modernização do Setor Sucroalcooleiro do Estado de São Paulo	84
7.1. Modernização do setor sucroalcooleiro por meio de projetos de MDL	84
7.2 Propostas de estudos futuros.....	87
8. Anexos.....	90
ANEXO I.....	91
ANEXO II.....	97
ANEXO III	103

ANEXO IV	109
ANEXO V	115
9. Referências	121

1. Introdução

1.1. Caracterização do tema de pesquisa

O planeta Terra vive uma dinâmica climática em constante alteração, que ocorre em escalas temporais que vão de meses a anos, de milênios a milhões de anos. As causas naturais das alterações do clima estão associadas, entre outras menos significativas, às variações na quantidade de radiação solar incidente na Terra, erupções vulcânicas que lançam gases na atmosfera ou variações nas correntes oceânicas acopladas a variações na circulação da atmosfera terrestre (IEA, 2008).

A atmosfera terrestre é composta de uma mistura de gases, na qual os gases Nitrogênio e Oxigênio respondem juntos por aproximadamente 99% da atmosfera seca, os outros 1% dos gases são compostos principalmente por Argônio, Dióxido de Carbono, Vapor d'água (H_2O), entre outros, tais como os gases Ozônio, Hidrogênio, Metano e Óxido nítrico (GOLDEMBERG, 2007), conforme apresentado na tabela 1.1 a seguir.

Tabela 1.1 - Composição do ar atmosférico limpo e seco, próximo ao nível do mar.

Gás (fórmula)	Volume (%)
Nitrogênio (N_2)	78,084
Oxigênio (O_2)	20,948
Argônio (Ar)	0,934
Dióxido de Carbono (CO_2)	0,031
Amônia (NH_3), Criptônio (Kr), Dióxido de Enxofre (SO_2), Dióxido de Nitrogênio (NO_2), Vapor d'água (H_2O), Hélio (He), Hidrogênio (H_2), Iodo (I_2), Metano (CH_4), Monóxido de Carbono (CO), Neônio (Ne), Óxido de Nitrogênio (N_2O), Ozônio (O_3) e Xenônio (Xe).	Vestígios de cada gás, somando 0,003.

Fonte: U.S. Standard Atmosphere, 1962, U.S. Government Printing Office, Washington, D.C., 1962 apud BRETANHA, Jorge Ariosto, 2004.

O Sol é base do sistema climático terrestre, irradiando energia para a Terra. Cerca de 30% da radiação solar que atinge o topo da atmosfera terrestre é refletida e retorna ao espaço, o restante da energia incidente, não refletida, é absorvida pela superfície terrestre. Para manter o equilíbrio energético, a energia solar recebida é reemitida pela Terra constantemente (IPCC, 2007).

A energia reemitida é em grande parcela absorvida por alguns gases presentes na atmosfera terrestre. Aos gases que têm esta propriedade dá-se o nome de gases de efeito estufa (GEE/GHG¹).

Assim, o efeito estufa é caracterizado pela temperatura superior da atmosfera, em consequência da absorção de energia reemitida pela superfície terrestre, pelos tais gases de efeito estufa.

Esse aquecimento permite a existência de água líquida na superfície terrestre, base imprescindível para evolução biológica. Sem o efeito estufa natural terrestre, a temperatura média na superfície seria de -18°C (MARTINS, 2004).

Entretanto, no último século, os impactos ambientais de origem antropogênica atingiram escalas comparáveis às alterações climáticas naturais, principalmente após a Revolução Industrial (final do século XIX), com o surgimento transporte e o uso intensivo de combustíveis fósseis, que são grandes emissores de gases de efeito estufa, causando alterações climáticas globais intensamente estudadas nos últimos anos, que chamamos hoje de *Mudanças Climáticas Globais*.

Os principais gases responsáveis pelo efeito estufa são o CO₂ (resultante da queima de combustíveis fósseis como carvão, petróleo e derivados); CH₄ (produzido pela decomposição da matéria orgânica); N₂O (produzido a partir de compostos agrícolas e por meio das atividades das bactérias no solo); HFC (hidrofluorcarbono, utilizado como substituto dos CFCs, clorofluorcarbonos); PFC (perfluorcarbono, produzido pelas indústrias de alumínio primário) e o SF₆ (hexafluoreto de enxofre) (LIMA-E-SILVA, P. P. et al., 2002).

Resultados de pesquisas aprofundadas realizadas pela comunidade científica, em especial os relatórios do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (PIMC/IPCC)² sinalizaram emissões excessivas de dióxido de carbono, metano e óxido nitroso, que acredita-se podem provocar mudanças irreversíveis no clima. Tais alterações incluem aumento de temperatura global, aumento do nível dos oceanos e derretimento de geleiras, conforme mostra figura 1.1 abaixo.

---

¹ GHG do Inglês *Greenhouse Gases*.

² IPCC do Inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*. A origem e atuação do IPCC serão detalhadas no capítulo 2 desta dissertação.

Figura 1.1 Diferença nos níveis de temperatura média de superfície global, nível médio dos oceanos e cobertura de neve no hemisfério Norte (1961 – 1990).

Fonte: IPCC, 2007.

Através de análises de bolhas de ar em placas de gelo na Groenlândia e Antártida foi possível constatar as variações na concentração de GEE na atmosfera desde a última era glacial. Nessa época a concentração era de 200 ppm³, subindo gradativamente até 250 ppm 8.000 anos atrás, seguido de um aumento de mais de 25 ppm nos 7.000 anos seguintes (IPCC, 2000⁴ apud MARTINS; Osvaldo 2004, p.15).

Assim, os estudos sobre os efeitos da intensificação do efeito estufa natural terrestre levaram a comunidade internacional à tomada de decisões e à criação de convenções e protocolos internacionais para negociação de reduções de emissões. Em especial, o Protocolo de Quioto, ferramenta criada para negociações de permissões de créditos ou permissões de emissões entre os países signatários do protocolo e promoção do desenvolvimento sustentável dos países em desenvolvimento por meio da mitigação das mudanças do clima, que será detalhado no Capítulo 2 desta dissertação.

³ ppm – partículas por milhão.

⁴ IPCC, 2000. **Emissions Scenarios**. Special Report for the Intergovernmental Panel on Climate Change. N. Nakicenovic & R. Swart (Eds.). Cambridge University Press. Cambridge, England, 2000.

O ranking dos países que mais emitiram gases de efeitos estufa em 2000 apresenta-se na figura 1.2 abaixo. Segundo os autores, tais valores apresentados excluem as emissões provenientes do uso do solo e reflorestamento.

País	MtCO₂ equivalente	% GEE do mundo
Estados Unidos	6.928	20,6
China	4.938	14,7
EU-25	4.725	14
Rússia	1.915	5,7
Índia	1.884	5,6
Japão	1.317	3,9
Alemanha	1.009	3,0
Brasil	851	2,5
Canadá	680	2
Reino Unido	654	1,9
Itália	531	1,6
Coréia do Sul	521	1,5
França	513	1,5
México	512	1,5
Indonésia	503	1,5
Austrália	491	1,5
Ucrânia	482	1,4
Iraque	480	1,4
África do Sul	417	1,2
Espanha	381	1,1
Polônia	381	1,1
Turquia	355	1,1
Arábia Saudita	341	1
Argentina	289	0,9
Paquistão	285	0,8
Top 25	27.915	83
Resto do mundo	5.751	17
Desenvolvido	17.355	52
Em desenvolvimento	16.310	48

Figura 1.2 Maiores emissores de gases de efeito estufa (CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SFs) em 2000.

Fonte: BAUMERT, HERZOG & PERSHING (2005).

Segundo o mesmo estudo, o Brasil ocupa a 16^a posição quanto às emissões de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis (incluindo CO₂ dos processos químicos da fabricação de cimento); a 8^a posição quando são incluídos os gases não-GEE e a 5^a posição quando também incluídos os GEE provenientes das mudanças de uso do solo, contribuindo com 5,4% das emissões mundiais.

Segundo Martins (2004), uma das formas de controlar as emissões de carbono é a substituição de recursos energéticos derivados de combustíveis fósseis por outros com menores emissões de carbono por kWh consumido, como ocorre com as fontes renováveis (eólica, solar, biomassa, etc.).

O cultivo de biomassa, mais precisamente de cana-de-açúcar para fins energéticos, permite ao Brasil ocupar uma posição estratégica privilegiada no cenário mundial. Nas usinas sucroalcooleiras brasileiras, o bagaço da cana-de-açúcar, biomassa residual do processo industrial, gerada em grande quantidade, integra-se de modo favorável ao processo de cogeração, produção simultânea e de forma sequenciada de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível (COGEN, 2008).

A cogeração é uma prática tradicional do setor e vem sendo aplicada em todo o mundo. No país, as usinas sucroalcooleiras tornaram-se auto-suficientes, gerando toda a energia necessária para suprir sua demanda, utilizando o bagaço da cana-de-açúcar (30% da cana-de-açúcar moída) para produção de energia desde a instituição do Programa Brasileiro do Álcool (PROÁLCOOL⁵), chegando a render excedentes que podem ser vendidos à rede (BRIGHENTI, 2003).

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (MME, 2006), existem 3.000 MW instalados atualmente no setor sucroalcooleiro, com cerca de 600 MW de excedentes para comercialização. As perspectivas para 2020 são de um potencial de 12.000 MW instalados, com cerca de 8.000 MW de excedentes gerados para comercialização.

Neste contexto, os produtos energéticos da cana-de-açúcar têm contribuído largamente para a redução de emissões de GEE no Brasil, por serem substitutos da gasolina (etanol em veículos bicomcombustível) e óleo e/ou gás combustível (biomassa utilizada em caldeiras de cogeração).

Além da contribuição para mitigação do aquecimento global já realizada pelo setor sucroalcooleiro e seus produtos, pelo uso do etanol em combustíveis e pela cogeração de bagaço para suprimento da demanda interna de energia, as usinas sucroalcooleiras brasileiras têm contribuído para mitigação por meio de projetos no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto, vendendo a energia elétrica excedente gerada para a rede elétrica nacional, substituindo energia de origem fóssil.

---

⁵ O Programa Brasileiro do Álcool (PROÁLCOOL) foi um programa bem-sucedido de substituição em larga escala dos derivados de petróleo, financiado pelo governo brasileiro a partir de 1975, devido à crise do petróleo em 1973. Foi criado pelo decreto nº 76.593, com o objetivo de estimular a produção do álcool, visando o atendimento das necessidades do mercado interno e externo e da política de combustíveis automotivos.

O chamado mercado de créditos de carbono torna atrativos os projetos de cogeração com bagaço, contribuindo com o aumento de produção de energia renovável e a diminuição do uso dos combustíveis fósseis.

O grande atrativo dos projetos de MDL é inegavelmente financeiro, porém, com o princípio da adicionalidade é possível não apenas gerar lucro, como também mitigar os efeitos nocivos da ação antrópica ao meio ambiente.

1.2. Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é estudar o potencial de reduções de emissões de carbono e as perspectivas de modernização do setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo, através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

Em particular, realizar uma avaliação das emissões de carbono equivalente que podem ser evitadas no setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo por meio da implementação de tais projetos.

Nesta avaliação serão considerados dois cenários de redução de emissões: cenário atual de redução de emissões, desenvolvido a partir da análise dos projetos de MDL que estão registrados para o Estado, e um cenário de redução de emissões chamado “ideal”.

Neste cenário ideal considera-se a adesão da totalidade das usinas do Estado de São Paulo às atividades de projeto de geração de energia elétrica renovável, através de cogeração de bagaço de cana-de-açúcar em caldeiras eficientes, no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto.

1.3. Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado em sete capítulos principais, conforme demonstrado a seguir.

No Capítulo 1 “Introdução” faz-se a contextualização geral e específica deste trabalho, caracterizando o tema da pesquisa e apresentação dos objetivos do estudo, bem como a justificativa de escolha do tema.

O Capítulo 2 “Mudanças Climáticas e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo” apresenta a problemática internacional das mudanças climáticas, que levou à mobilização intergovernamental para redução das emissões antrópicas dos gases de efeito estufa e à

abertura de oportunidades de negócios no setor sucroalcooleiro brasileiro, com redução efetiva de emissões, através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

O Capítulo 3 “O Setor Sucroalcooleiro do Estado de São Paulo: Situação Atual” apresenta o diagnóstico do setor sucroalcooleiro paulista, demonstrando a importância do setor quanto à produção nacional de cana-de-açúcar e seus principais produtos: álcool, açúcar e, no contexto atual, energia elétrica. Neste capítulo também é ressaltada a contribuição positiva da indústria sucroalcooleira quanto à redução nas emissões de gases de efeito estufa.

O Capítulo 4 “Projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo com cogeração de energia a partir de bagaço no setor sucroalcooleiro paulista” traz o cenário atual de emissões de GEE evitadas no setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo. É apresentada a metodologia específica para o cálculo de emissões de projetos de geração de eletricidade por meio da cogeração de bagaço de cana, que servirá de base para o cálculo das emissões evitadas potenciais do setor sucroalcooleiro paulista.

No capítulo 5 “Metodologia para Cálculo do Cenário Ideal de Redução de Emissões” apresenta-se a metodologia utilizada para o cálculo de geração de excedentes de eletricidade e emissões de CO₂ equivalente reduzidas.

No capítulo 6 “Resultados Obtidos e Discussão” são apresentados e discutidos os resultados do cenário denominado ideal no âmbito do MDL para o setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo.

E “por fim, no capítulo 7 “Conclusões e Perspectivas de Modernização do Setor Sucroalcooleiro Paulista” serão apresentadas as conclusões finais sobre os cenários obtidos, bem como as barreiras ainda existentes e as propostas futuras.

2. Mudanças Climáticas e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

Neste capítulo, será delineado o caminho para criação da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas, contextualizando a problemática das alterações climáticas globais. Será também detalhado o Protocolo de Quioto, seus mecanismos de operação e as oportunidades de negócios que surgiram da adesão ao Protocolo pelo Brasil.

2.1. O caminho para a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (CQNUMC)

As discussões sobre os impactos ambientais causados pelo desenvolvimento da humanidade datam do final do século XIX e início do século XX, quando as consequências da Revolução Industrial para o meio ambiente tornaram-se evidentes.

A Revolução Industrial marcou o início de um processo de transformações sociais, econômicas e tecnológicas progressivas, mas também assinalou o aumento acelerado do consumo de combustíveis fósseis para fins energéticos, como o carvão mineral para as novas máquinas a vapor e os derivados de petróleo no setor de transporte, utilizado em motores de combustão.

Tendo em vista que as emissões provenientes da queima dos combustíveis fósseis contribuem, de forma notória, para a intensificação do efeito estufa terrestre natural, os níveis de poluição atmosférica, nos grandes centros urbanos revelaram-se crescentes.

Em consequência da péssima qualidade do ar nos centros industrializados, episódios de poluição excessiva causaram mortes em algumas cidades da Europa e Estados Unidos, alertando a sociedade para a questão ambiental.

O primeiro deles ocorreu em dezembro de 1930, no vale de Meuse, Bélgica, região com grande concentração de indústrias, ocasião em que condições meteorológicas desfavoráveis impediram a dispersão de poluentes (dióxido de enxofre e material particulado), que permaneceram estacionados sobre a região. Foram registrados aumento do número de doenças respiratórias e 60 mortes até dois dias após o início do episódio, que durou 5 dias (VILLANUEVA, 2002).

Em outubro de 1948, na cidade de Donora, Pensilvânia, uma inversão térmica⁶ impediu a dispersão dos produtos da combustão das indústrias locais que permaneceram sobre a cidade, causando 6.000 casos de doenças respiratórias e 20 mortes (idem).

O episódio mais conhecido e grave acerca dos efeitos dos poluentes do ar aconteceu em Londres, no inverno de 1952, quando uma inversão térmica também impediu a dispersão de poluentes industriais e daqueles gerados pelos aquecedores domiciliares que utilizavam carvão como combustível. Uma nuvem composta, principalmente, por material particulado e enxofre estacionou sobre a cidade por cerca de três dias, levando a um aumento de 4.000 mortes em relação à média da cidade (SALDIVA et al., 2002).

Em resposta ao *smog*⁷ londrino de 1952, o Parlamento da Inglaterra, em 1956, decreta a Lei do Ar Puro da Inglaterra, na qual foram estabelecidos limites para emissão de poluentes e os níveis aceitáveis de qualidade do ar. Nos anos seguintes, mais dois episódios ocorreram em Londres, um em 1957, no qual 800 pessoas morreram e outro em 1962, quando mais 700 pessoas morreram (idem).

A década de 60, assim, é considerada referência quanto à origem das preocupações com as perdas da qualidade ambiental. Em 1962, é lançado o livro "Primavera Silenciosa", de Rachel Carson, considerado por muitos um marco para o entendimento das relações entre desenvolvimento e meio ambiente.

Em 1972 foi publicado o relatório do Clube de Roma "Limites para o Crescimento", que tratava de questões cruciais para o futuro desenvolvimento da humanidade tais como energia, poluição, saneamento, saúde, meio ambiente, tecnologia e crescimento populacional. Utilizando modelos matemáticos do Instituto Tecnológico de Massachusetts, o relatório concluiu que o Planeta Terra não suportaria mais o crescimento populacional devido à pressão sobre os recursos naturais e energéticos e o aumento da poluição, mesmo considerando o avanço das tecnologias.

Mas segundo Herculano (1992, p. 9) foi o desastre ecológico na Baía de Minamata no Japão em 1956 (despejo de mercúrio no mar proveniente de uma indústria química japonesa que causou envenenamento da população), que detonou a solicitação para que a Organização

---

⁶ Condição meteorológica na qual uma camada de ar quente se sobrepõe a uma camada de ar frio, impedindo o movimento ascendente do ar, mantendo os poluentes próximos da superfície (CETESB, 2008a).

⁷ Termo como ficou conhecido o episódio de poluição atmosférica em Londres, 1952. *Smog* = *smoke* (fumaça) + *fog* (névoa/neblina).

das Nações Unidas (ONU/UN⁸) votasse uma resolução a favor da realização de uma conferência internacional sobre meio ambiente.

Assim, diante do ocorrido no Japão e das previsões alarmantes do Relatório do Clube de Roma, a ONU realizou, em Junho de 1972, a Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano, sediada em Estocolmo, Suécia. Foi o primeiro grande encontro internacional, com representantes de diversas nações, que tinha como finalidade viabilizar debates sobre os problemas ambientais e suas conseqüências para o desenvolvimento e industrialização da sociedade.

A Conferência de Estocolmo produziu a “Declaração de Estocolmo sobre o Ambiente Humano” e teve como um de seus principais desdobramentos a criação do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA/UNEP⁹).

Em 1979, finalmente ocorreu a primeira Conferência Mundial sobre Clima (CMC/WCC¹⁰), organizada pela Organização Meteorológica Mundial (OMM/WMO¹¹), em Genebra, Suíça, um encontro voltado para a discussão dos efeitos das atividades humanas sobre o clima do planeta, adotando as mudanças climáticas¹² como assunto principal.

Houve então o reconhecimento da extensão e intensidade da crise climática global e o meio ambiente deixou de ser visto como problema restrito ao meio técnico-científico, ocupando lugar proeminente na agenda internacional.

A Conferência de 1979 não fez nenhum chamado para ações políticas, mas serviu de base para uma série de workshops organizados sob os cuidados da OMM, do PNUMA e do Conselho Internacional para a Ciência (CIC/ICSU¹³), visando uma discussão mais aprofundada do problema climático (AGRAWALA, 1998).

Estes workshops aconteceram em Villach, Áustria nos anos de 1980 e 1983, sendo que, em outubro de 1985, teve lugar o mais expressivo deles, cujo tema central recaiu sobre o papel do dióxido de carbono nas alterações do clima¹⁴. Os especialistas reunidos

---

⁸ UN do inglês *United Nations*.

⁹ UNEP do inglês *United Nations Environmental Programme*.

¹⁰ WWC do inglês *World Climate Conference*.

¹¹ WMO do inglês *World Meteorological Organization*.

¹² O Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas – PIMC, do inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC*, define mudança climática como sendo a variação climática atribuída direta ou indiretamente às atividades humanas, que alteram a composição da atmosfera global e que tem uma variação estatisticamente significativa em um parâmetro climático médio ou sua variabilidade, persistindo um período extenso (tipicamente décadas ou por mais tempo) (IPCC, 2008).

¹³ ICSU do inglês *International Council for Science*.

¹⁴ *Assessment of the Role of Carbon Dioxide and of Other Greenhouse Gases in Climate Variations and Associated Impacts*.

recomendaram a cientistas e formuladores de políticas, uma colaboração ativa para assegurar informações científicas periódicas sobre a situação do clima global.

Criou-se, assim, por intermédio do PNUMA, OMM e CIC, um painel científico chamado *Advisory Group on Greenhouse Gases (AGGG)*, que se reuniu entre 1986 e 1988 (AGRAWALA, 1998). Era o início da mobilização internacional para condução às ações concretas em relação às mudanças climáticas.

Em 1987 é assinado o Protocolo de Montreal, tratado internacional para substituir as substâncias que provocam o buraco na camada de ozônio (clorofluorcarbonos – CFCs), que entrou em vigor somente em janeiro de 1989.

No mesmo ano, durante o 10º Congresso da OMM, constatou-se a necessidade da criação de um organismo internacional que fornecesse informações científicas sobre as mudanças climáticas globais e formulasse ações globais (IPCC, 2004).

Assim, em 1988, o *AGGG* ajudou a organizar uma nova Conferência Climatológica Mundial, realizada então em Toronto, Canadá, na qual houve consenso de que as emissões de gases de efeito estufa deveriam ser neutralizadas consideravelmente. Nessa Conferência, durante a 40ª Sessão do Conselho Executivo da OMM, decidiu-se pela formação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (PIMC/IPCC).

Em primeira sessão plenária, realizada em Genebra, em novembro de 1988, o IPCC estabeleceu três grupos de trabalho para produção de relatórios: o primeiro responsável pelas informações científicas sobre as mudanças do clima global, o segundo responsável pelos impactos socioeconômicos e ambientais consequentes de tais alterações e o terceiro deles, responsável pela formulação de estratégias de ação.

O Primeiro Relatório de Avaliação do IPCC, publicado em agosto de 1990, apresentou evidências que serviram de alerta para o fenômeno das alterações climáticas globais. O mencionado relatório, que já sinalizava a necessidade de redução das emissões de CO₂ de 30% a 60% sobre os níveis aferidos em 1990 para então obter a estabilização da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera, se tornou o marco inicial para uma solução às mudanças climáticas (IPCC, 2004)¹⁵.

---

¹⁵ Desde seu primeiro relatório em 1990, o IPCC publicou mais três relatórios de avaliação, dentre outras publicações técnicas especiais e suplementares (*Special Reports, Methodology Reports, Technical Papers, Guidelines*). O 4º Relatório de Avaliação do IPCC de 2007 trouxe a projeção de cenários bastante alarmantes sobre o clima mundial – as emissões aumentaram desde o período pré-industrial devido ao uso de combustíveis fósseis, o aumento global do nível do mar se acelerou, geleiras montanhosas e cobertura de neve diminuíram, ocorrência de secas mais intensas e longas foram observadas.

Em virtude das conclusões alcançadas no primeiro relatório, ainda no ano de 1990, na 45ª Assembléia Geral das Nações Unidas, decidiu-se iniciar negociações para criar, formalmente, uma convenção-quadro, para tratar dos problemas climáticos. Estabeleceu-se o Comitê Intergovernamental de Negociação para a Convenção-Quadro sobre Mudanças Climáticas (CIN-CQNUMC/INC-FCCC¹⁶), que preparou a redação da Convenção-Quadro sobre Mudanças Climáticas (CQNUMC/UNFCCC¹⁷) adotada em 9 de maio de 1992 na sede das Nações Unidas, em Nova York.

A Convenção-Quadro foi aberta na Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, realizada no Rio de Janeiro, em 1992, ocasião em que mais de 150 países presentes a aderiram (IPCC, 2004). Esta Conferência também ficaria conhecida como Cúpula da Terra ou Rio-92 e nela foram produzidos documentos importantes tais como a Agenda 21, a Convenção sobre Diversidade Biológica e a Declaração de Princípios sobre Florestas.

O Brasil foi o primeiro país que assinou a Convenção em 4 de junho de 1992, que fora ratificada pelo Congresso Nacional em 28 de fevereiro de 1994. A Convenção entrou em vigor em 21 de março de 1994, 90 dias após a quinquagésima ratificação (MCT, 2008a).

A Convenção estabelece a Conferência das Partes (CP/COP¹⁸) como seu órgão supremo, o qual é responsável por promover e monitorar a implementação da Convenção. A Convenção também estabelece órgãos subsidiários para assistir à COP, sendo os principais são o *Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice (SBSTA)* e o *Subsidiary Body for Implementation (SBI)*.

Assim, observa-se que a Convenção-Quadro surge como iniciativa específica dos governos em enfrentar o desafio das alterações climáticas globais.

Nesse sentido, possui como objetivo principal “alcançar a estabilização das concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera, em nível que impeça uma interferência antrópica perigosa no sistema climático terrestre. Esse nível deverá ser alcançado num prazo suficiente que permita aos ecossistemas adaptarem-se naturalmente à mudança do clima, que assegure que a produção de alimentos não seja ameaçada e que permita ao desenvolvimento econômico prosseguir de maneira sustentável” (UNFCCC, 1992).

---

¹⁶ INC/FCCC do inglês *Intergovernmental Negotiating Committee for a Framework Convention on Climate Change*.

¹⁷ UNFCCC do inglês *United Nations Framework Convention on Climate Change*.

¹⁸ COP do inglês *Conference of the Parties*.

A CQNUMC sugere também que o desenvolvimento econômico, presente e futuro, devem pautar-se pela substituição de tecnologias e fontes de energia intensivas em combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis e limpas. Esta substituição, no cenário da matriz energética mundial, mostra-se fundamental para a mitigação dos impactos das mudanças climáticas causados pelo aumento do efeito estufa.

Ao se tornarem Partes da Convenção, tanto os países desenvolvidos quanto os em desenvolvimento, assumiram compromissos. Os principais deles se referem ao fornecimento periódico de informações sobre o montante de gases de efeito estufa emitido, por tipo de fonte, ao desenvolvimento de programas nacionais para a mitigação das mudanças do clima, ao fortalecimento da pesquisa científica e tecnológica do sistema climático, bem como a promoção de programas educativos e de conscientização pública sobre mudança do clima e seus efeitos prováveis (MCT, 2008a),

No entanto, a Convenção estabeleceu o princípio da responsabilidade comum, porém diferenciada, entre seus países signatários. Isso significa que os países desenvolvidos, que contribuíram historicamente para o aumento da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera, devem ser os primeiros a estabelecer metas de redução de suas emissões, enquanto os países em desenvolvimento, embora devam observar as disposições da Convenção, não são obrigados a cumprir metas de redução.

As Partes do Anexo I da CQNUMC constituem o grupo de países desenvolvidos, incluindo todos os países da Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento (OCED/OECD¹⁹) e economias em transição²⁰. Sob os termos do artigo 4.2 da Convenção, tais países se comprometeram, especificamente, em retornar, conjunta ou individualmente, aos níveis de emissões de gases de efeito estufa que apresentavam em 1990.

De acordo com o MCT (2008a), a COP reuniu-se pela primeira vez no início de 1995, em Berlim (COP 1), resultando na adoção do Mandato de Berlim, que previa o fortalecimento dos compromissos para as Partes incluídas no Anexo I da Convenção-Quadro.

O Mandato de Berlim estabelecia que os países desenvolvidos projetassem metas quantitativas de redução de emissões e descrevessem as políticas e medidas que seriam

---

¹⁹ OECD do inglês *Organization for Economic Co-operation and Development*.

²⁰ Os países do Anexo I são: Alemanha, Austrália, Áustria, Belarus, Bélgica, Bulgária, Canadá, Comunidade Européia, Dinamarca, Espanha, Estônia, Federação Russa, Finlândia França, Grécia, Hungria, Irlanda, Islândia, Itália, Japão, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Noruega, Nova Zelândia, Países Baixos, Polônia, Portugal, Reino Unido da Grã Bretanha e Irlanda do Norte, República Tcheco-Eslovaca, Romênia, Suécia, Suíça, Turquia e Ucrânia.

necessárias para alcançar essas metas, com um prazo para entrega até a 3ª Conferência das Partes, em Quioto, Japão, no ano de 1997.

Em Genebra, em 1996, durante a COP 2, são firmadas obrigações legais com metas de redução de emissões de gases de efeito estufa.

E então, durante a COP 3 em Quioto, Japão, o processo iniciado com o Mandato de Berlim e firmado em Genebra, culminou na constituição do Protocolo de Quioto, primeiro instrumento legal contendo compromissos mais fortes para as Partes, especialmente no que se refere aos limites de emissão aos países desenvolvidos, e mecanismos econômicos de flexibilização para atingi-los, como será discutido em detalhes na seção seguinte.

A COP 4, realizada em Buenos Aires, Argentina, em 1998, foi direcionada à ratificação do Protocolo de Quioto, assim como a COP 5 em Bonn, na Alemanha, em 1999, e a COP 6 realizada em Haia, Países Baixos, em 2000 – palco de muitos conflitos e divergências, que culminou com a suspensão da reunião.

A COP 6 foi então reconvocada para ser realizada em Bonn em junho de 2001, sob uma série de incertezas quanto ao futuro do Protocolo (e ficou conhecida como COP 6,5), as quais foram, ainda, fomentadas em razão de anúncio, feito pelos Estados Unidos, de que não ratificariam o Protocolo de Quioto, sob a alegação da ausência de imposição de metas de redução para os países do Sul, em especial a China, Índia e o Brasil, bem como sob o argumento de que o Protocolo seria prejudicial à economia norte-americana.

Segundo o MCT (2008a), a meta da reunião era concluir os trabalhos referentes ao Plano de Ação de Buenos Aires (COP 4), que tinha como objetivo a regulamentação do Protocolo de Quioto. Assim, o Acordo de Bonn (COP 6,5), que definiu medidas de aplicação do Protocolo, foi firmado por 181 países, com a resolução da maior parte das questões políticas e técnicas, em julho de 2001.

E finalmente, durante a COP 7 realizada em Marrakesh, Marrocos, entre outubro e novembro de 2001, pode-se obter o consenso necessário à regulamentação do Protocolo de Quioto, resultando na celebração do Acordo de Marrakesh, no qual foram definidas as regras operacionais para colocar em prática o Protocolo.

Em outubro de 2002, houve a COP 8, em Nova Delhi, Índia, sem nenhum resultado muito expressivo, mesmo logo após a realização da Cúpula Mundial sobre Desenvolvimento Sustentável (Rio+10) em Johannesburg, África do Sul. Em dezembro de 2003 houve a COP 9 em Milão, Itália, direcionada à definição das regras e procedimentos para desenvolvimento de

projetos de florestamento e reflorestamento no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL/CDM²¹).

A COP 10, realizada em Buenos Aires, Argentina, em dezembro de 2004, foi marcada pelo otimismo, devido à recente ratificação russa ao Protocolo de Quioto, novembro de 2004, que permitiu sua entrada em vigor em fevereiro de 2005.

Para o Brasil, a COP 10 foi de particular importância, pois o governo divulgou sua Primeira Comunicação Nacional à Convenção do Clima, com o Inventário Nacional de Emissões de Gases de Efeito Estufa. Durante a Conferência, atenção especial foi dada à discussão sobre o segundo período de cumprimento do Protocolo (2013 em diante).

A cidade de Montreal, no Canadá, sediou, em 2005, a 11ª COP, evento conjunto com o 1º Encontro das Partes do Protocolo de Quioto (MOP²²). As decisões mais relevantes foram sobre o futuro: necessidade de um processo para o estabelecimento de novas metas de redução para o período pós-2012 e, um diálogo, no âmbito da Convenção, sobre as abordagens de ação de cooperação de longo prazo, para combater as mudanças climáticas.

Outra questão bastante relevante discutida na COP 11 recaiu sobre o desmatamento nos países em desenvolvimento.

Na COP 12 / MOP 2, realizada em 2006, em Nairóbi, no Quênia, os principais assuntos abordados foram a prorrogação dos compromissos assumidos pelos países para o período posterior a 2012, a revisão do texto do Protocolo de Quioto e a implantação do Fundo de Adaptação²³.

A antes citada Conferência não apresentou nenhum resultado prático imediato, mas os governantes estabeleceram um calendário de negociações que teve início no ano de 2007. Os países devem discutir internamente as linhas gerais das metas e compromissos a serem estabelecidos para a segunda fase do Protocolo, que deverá começar a ser posta em prática em 2012.

Em Bali, Indonésia, 2008, a COP 13 / MOP 3 deu continuidade às discussões sobre o período pós 2012, às questões do desmatamento e Fundo de Adaptação, com a aprovação do chamado *Bali Roadmap* (o caminho de Bali), documento com diretrizes de intenções até 2009, o ano em que deve ser firmado acordo para medidas mais drásticas para controle das emissões durante a COP 15, em Copenhague, Dinamarca.

---

²¹ CDM do inglês *Clean Development Mechanism*.

²² MOP do inglês *Meeting of the Parties*.

²³ O Fundo de Adaptação, previsto no Artigo 12, item 8 do Protocolo de Quioto, é constituído pelo valor correspondente a 2% dos créditos advindos de atividades no âmbito de MDL e destinam-se a prestar assistência aos países em desenvolvimento vulneráveis aos efeitos adversos da mudança do clima.

Antes disso, as discussões em torno do *Bali Roadmap* deverão continuar durante a COP 14 / MOP 4 de Quioto, que ocorrerá em dezembro de 2008 na Polônia.

O *Bali Roadmap*, ao considerar que todos os países desenvolvidos, inclusive aqueles países industrializados que não fazem parte do Protocolo de Quioto, no período pós-2012, deverão ter compromissos mensuráveis, incluindo corte nas emissões e objetivos de redução, sinaliza uma esperança quanto à ratificação, pelos EUA, maior emissor de GEE, ao Protocolo de Quioto.

2.1.1. O Protocolo de Quioto e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

Como descrito anteriormente, a CQNUMC estabelece que a responsabilidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa é comum aos países signatários, porém diferenciada: os países desenvolvidos e economias em transição devem ser os primeiros a estabelecer metas de redução de suas emissões, enquanto que os países em desenvolvimento não possuem metas de redução.

Este também é o fundamento do Protocolo de Quioto, que, em seu Artigo 3, define que as Partes incluídas no Anexo I da CQNUMC devem, individual ou conjuntamente, reduzir suas emissões totais de gases de efeito estufa em média 5,2% em relação aos níveis de 1990, no período de compromisso de 2008 a 2012.

Para cumprimento das metas de redução de GEE, o Protocolo estabelece que qualquer Parte do Anexo I da CQNUMC pode transferir ou adquirir, de qualquer outra Parte, Unidades de Redução de Emissões (URE's/ERU's²⁴) resultantes de projetos que visem à redução das emissões, ou aumento das remoções antrópicas por sumidouros, em qualquer setor da economia.

Para tanto, o projeto deve respeitar os seguintes critérios: aprovação das Partes envolvidas; a promoção da redução de emissões por fontes ou aumento das remoções por sumidouros que sejam adicionais aos que ocorreriam na ausência do projeto; conformidade em relação aos inventários nacionais de emissões de GEE e que a aquisição de unidades de redução seja suplementar às ações domésticas realizadas como cumprimento dos compromissos estabelecidos.

Para tais transferências de unidades de redução de emissões, o Protocolo estabeleceu três mecanismos de flexibilização entre as Partes, tais quais:

---

²⁴ RCU do inglês *Emission Reduction Unit*.

- A Implementação Conjunta (do inglês *Joint Implementation*), definida no Artigo 6 do Protocolo, permite um país do respectivo Anexo B²⁵ adquira unidades de redução de emissões através de um projeto de redução de emissões ou aumento das remoções das emissões a partir de sumidouros, em outro país do Anexo B com metas de redução de GEE;
- O Comércio de Emissões (do inglês *Emissions Trading*), definido pelo Artigo 17 do Protocolo, estabelece o comércio de licenças de emissões entre os países do Anexo B. As metas de redução de cada Parte são expressas como níveis de emissões permitidas ou *assigned amounts*²⁶, para o período de compromisso de 2008 a 2012, e os países podem negociá-las;
- O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), definido no Artigo 12, tem por objetivo assistir às Partes não incluídas no Anexo I da CQNUMC, para que atinjam o desenvolvimento sustentável e contribuam com as metas da Convenção-Quadro e assistam os países do Anexo I, assegurando o cumprimento dos compromissos quantificados de limitação e redução de emissões.

Assim, os governos ou empresas pertencentes ao Anexo I da CQNUMC, podem investir em projetos de redução ou captura de emissões em países em desenvolvimento não constantes do Anexo I. As reduções de emissão e/ou remoções de gases de efeito estufa, atribuídas à uma atividade de projeto, resultam em Reduções Certificadas de Emissões (RCE/CER²⁷) utilizadas pelos países do Anexo I como uma das formas de cumprimento de seus compromissos.

O artigo 12 do Protocolo define os critérios para que um projeto seja enquadrado como MDL:

a) contribuição para o desenvolvimento sustentável do país onde o projeto será implementado e ter a aprovação do governo do mesmo;

b) participação voluntária no projeto – Segundo Faria & Coelho (2007, p. 14), não são aceitos projetos induzidos ou desenvolvidos em decorrência de legislação governamental, que retire a natureza espontânea do empreendimento;

---

²⁵ O Anexo B é constituído pelos países que concordaram com metas de redução de gases de efeito estufa no âmbito do Protocolo de Quioto. São os países do Anexo I, Turquia e Bielorrússia (IPCC, 2001).

²⁶ Quantidades atribuídas - designam o total de GEE que cada país do Anexo B acordou para primeiro período de compromisso (2008 a 2012), dentro do Protocolo de Quioto.

²⁷ CER do inglês *Certified Emission Reduction*.

c) reduções das emissões de gases de efeito estufa devem ser adicionais às reduções que ocorreriam na ausência do projeto (é preciso comprovar que as emissões reduzidas propostas no projeto não aconteceriam na inexistência dele);

d) atividade de projeto MDL deve resultar em benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo relacionados com a mitigação das mudanças climáticas.

No que se refere ao item c, correspondente à necessidade de comprovação de que as emissões reduzidas são adicionais às que ocorreriam na ausência do projeto, é necessário que se estabeleça um cenário de referência do projeto.

Esse cenário de referência é conhecido como linha de base (*baseline*), sendo estabelecida através das metodologias específicas da CQNUMC, para demonstrar as emissões no caso da não execução do projeto.

As emissões reduzidas elegíveis para um projeto MDL correspondem à diferença entre o cenário de linha de base e a redução de emissões propostas pelo projeto. No caso de projetos que demonstrem aumento da eficiência no uso de eletricidade e geração de eletricidade a partir de fontes renováveis para injeção na rede, deve-se estabelecer a proveniência da energia elétrica deslocada pelo projeto.

Ainda, deve-se determinar qual tipo de fonte primária (gás natural, óleo combustível, carvão mineral, hidroeletricidade ou nuclear) estaria gerando eletricidade para a rede em questão, no cenário de referência (ausência do projeto) e a energia que virá a ser economizada ou substituída pelo projeto.

O conteúdo, em carbono equivalente (CO_2e)²⁸, dessa geração evitada é que determina a quantidade de RCE da atividade de projeto e, conseqüentemente, a receita com a venda de créditos de carbono propiciada pelo projeto (NAE, 2007).

O acordo de Marrakesh estabeleceu três enfoques opcionais para a definição da linha de base:

- Emissões atuais existentes ou históricas, conforme o caso, ou;
- Emissões de uma tecnologia economicamente atrativa, levando-se em conta as barreiras ao investimento;

---

²⁸ A unidade dos créditos de carbono é padronizada em toneladas de carbono equivalente, pois não leva em conta somente a redução das emissões de dióxido de carbono (CO_2), mas também das emissões dos outros gases do efeito estufa: metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), perfluorcarbonetos (PFCs), hidrofluorcarbonetos (HFCs) e hexafluoreto de enxofre (SF_6).

- Média das emissões de atividades de projeto similares realizados nos cinco anos anteriores, em circunstâncias sociais, econômicas, ambientais e tecnológicas similares, e cujo desempenho esteja entre os primeiros 20% de sua categoria.

A análise de adicionalidade do projeto geralmente contempla aspectos ambientais, que correspondem à comprovação das reduções de GEE em relação ao cenário de referência, bem como abrange aspectos financeiros, tais como as barreiras ao investimento e viabilidade econômica do projeto de MDL com e sem os recursos oriundos do MDL (WALTER et al. 2004).

Para que um projeto resulte em RCE, a atividade de MDL deve, necessariamente, passar pelas etapas denominadas ciclo de projeto, que seguem a seguir assinaladas:

Documento de Concepção de Projeto (DCP/PDD²⁹): fase de elaboração do documento, no qual todas as informações sobre o projeto são fornecidas, tais como definição das metodologias para cálculo das emissões do projeto e das emissões da linha de base, definição da fronteira do projeto, definição do período de obtenção de créditos, plano de monitoramento, análise e justificativa da adicionalidade, bem como apresentação das Partes envolvidas.

Validação: fase de avaliação por uma Entidade Operacional Designada (EOD)³⁰. Em caso de aprovação e validação, o projeto é submetido ao Conselho Executivo do MDL para registro.

Registro: nesta etapa o Conselho Executivo emite parecer formal de aceite e registro do projeto, com base no relatório de validação.

Monitoramento: etapa que condiciona a emissão de RCE, uma vez que consiste na coleta de todas as informações desempenhada por seu proponente durante a execução do projeto, com objetivo de quantificar as emissões de gases de efeito estufa do projeto.

Verificação/certificação: aqui o relatório de monitoramento deve ser validado pela EOD para que o Conselho Executivo promova a emissão das RCE.

Aprovação e emissão de RCE: fase final do ciclo do projeto, na qual é aprovada a emissão das RCE pela Autoridade Nacional Designada (AND).

---

²⁹ PDD do inglês *Project design Document*.

³⁰ Entidades internacionais e nacionais credenciadas pelo Conselho Executivo do MDL responsáveis por validar os projetos segundo o Acordo de Marrakesh. Já a Autoridade Nacional Designada (AND) que no caso Brasileiro é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, é formalmente indicada para revisar e conferir a aprovação nacional dos projetos propostos em seu território, no âmbito do MDL.

Em síntese, o MDL consiste em que cada tonelada de CO₂ equivalente (tCO₂e) que deixar de ser emitida ou for retirada da atmosfera em um país em desenvolvimento, poderá ser negociada no mercado mundial de carbono (FARIA & COELHO, 2007).

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo é então, uma oportunidade para o Brasil quanto aos projetos que visam à redução de emissão ou absorção de carbono, principalmente no que se refere às energias renováveis, aumento de eficiência energética e reflorestamento.

No que diz respeito ao presente estudo, o Protocolo de Quioto abriu grandes oportunidades ao Brasil, em especial ao setor sucroalcooleiro brasileiro, para redução das emissões de gases de efeito estufa e geração de créditos de carbono no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, através de projetos em cogeração de energia com bagaço de cana e produção de excedentes de energia elétrica.

O setor sucroalcooleiro ganhou destaque no país no desenvolvimento de projetos de MDL devido às suas características de produção, auto-suficiência energética e balanço de carbono muito favorável.

O que se pretende demonstrar neste trabalho é o potencial de carbono evitado pelo setor sucroalcooleiro paulista, através destes tipos de projeto.

2.2. O mercado internacional de carbono

Segundo Gutierrez (2007, p.272) o Protocolo de Quioto priorizou a utilização de instrumentos de mercado em detrimento dos tradicionais mecanismos de política ambiental do tipo comando e controle, considerando o caráter global das mudanças climáticas. Tais mecanismos de mercado apresentam vantagens importantes, pois introduzem flexibilidade ao sistema, permitindo maior eficiência em contraste com a situação em que cada país tivesse que reduzir uma percentagem de suas emissões.

No âmbito do Protocolo de Quioto, existem dois tipos de mercado de carbono: um mercado de créditos gerados por projetos de redução de emissões ou aumento da absorção de gases de efeito estufa (Projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e Projetos de Implementação Conjunta), e o Mercado de Licenças de Emissões (*Emissions Trading*) alocadas num regime de metas e negociação (*cap-and-trade*).

Os créditos de carbono são certificados gerados por projetos de redução ou absorção de emissões de GEE e, dependendo do mecanismo de flexibilização do Protocolo a que pertencem, recebem uma identificação: Reduções Certificadas de Emissões (RCE) quando

negociadas no âmbito de projetos de MDL; Unidades de Redução de Emissões (URE/ERU³¹) quando da Implementação Conjunta e *Assigned Amount Units (AAU)* no âmbito do Mercado de Licenças de Emissões.

No entanto, o mercado de carbono também tem atividades fora do contexto do Protocolo de Quioto, com programas regionais com metas de redução como o *European Union's Emissions Trading Scheme (EU ETS)* e voluntários ao redor do mundo, com destaque para a bolsa americana *Chicago Climate Exchange (CCX)*, a Européia *European Climate Exchange (ECX)*, a indiana *Multi-Commodity Exchange (MCX)*, o mercado alemão à vista (*spot*) *New Values/Climex*, dentre outras iniciativas na Áustria, Noruega, Inglaterra, e outros países.

Os créditos de carbono obtidos através do Esquema Europeu são denominados *European Union Allowances (EUA)* enquanto os créditos negociados no mercado voluntário de carbono são denominados *Verified Emissions Reductions (VER)*.

No caso das RCE os compradores adquirem montantes de carbono evitado que serão produzidas pelos projetos no período de 2008-2012. A atual prática de mercado é que as operações com crédito de carbono sejam negociadas no chamado “mercado de balcão”, ou seja, os negócios acontecem diretamente entre as empresas com a intermediação de instituições financeiras ou consultorias.

De acordo com levantamento do Banco Mundial³², a movimentação financeira de RCE em 2007 foi de US\$ 64 bilhões, mais que o dobro da registrada no ano anterior (US\$ 25 bilhões). Já no mercado voluntário, a bolsa americana *Chicago Climate Exchange (CCX)*, vem batendo recordes de preços e volumes: em junho de 2008 já tinham sido negociadas 37 milhões de tCO₂e, com o preço da tonelada variando entre US\$ 3,50 e US\$ 7,40.

No Brasil, o Mercado Brasileiro de Reduções de Emissões (MBRE), iniciativa conjunta entre o Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC) e da Bolsa de Mercadorias & Futuros (BM&F) foi lançado em 2005, com objetivo de viabilizar a negociação de RCE, geradas por projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, por meio de leilões eletrônicos.

---

³¹ ERU do inglês *Emission Reduction Units*.

³² Notícia veiculada no Jornal O Estado de São Paulo em 05 de junho de 2008. Disponível em http://www.estadao.com.br/vidae/not_vid183994,0.htm.

O primeiro leilão foi realizado em setembro de 2007, com a venda dos créditos de carbono adquiridos por meio do projeto de MDL do aterro Bandeirantes. Tais RCE³³ pertenciam à Prefeitura de São Paulo.

Em fevereiro de 2008, a BM&F e a Prefeitura de São Paulo concluíram a negociação do primeiro leilão da venda de créditos de carbono do país: 808,5 mil créditos de carbono gerados pelo projeto Bandeirantes, negociados a €16,2 cada, totalizando 13,097 milhões de euros, pagos pelo banco holandês *Fortis Bank NVSA*.

O mercado de carbono já é uma realidade e abriu possibilidades de financiamento para projetos sustentáveis que contribuam a reduzir a emissão de gases de efeito estufa e que também atendam aos objetivos nacionais dos países do Anexo I, bem como promova o desenvolvimento sustentável dos países sem metas de redução.

Os países em desenvolvimento podem utilizar como políticas para desenvolvimento, os ganhos econômicos com o comércio de créditos de carbono e juntamente com esses ganhos, obterem benefícios ambientais ocasionados pelas reduções de emissões de gases de efeito estufa, alternativa apresentada pelo IPCC no sentido de desacelerar as mudanças do clima na Terra (LOPES, 2002).

Os países do Anexo I têm dificuldades de cumprir suas metas devido aos custos altos. Desse modo, as Partes estão propensas a cumprir seus objetivos adquirindo créditos de carbono produzidos por países em desenvolvimento via MDL, uma vez que os outros dois mecanismos de flexibilização são limitados aos países integrantes do Anexo B, que tenham créditos de emissões sobressalentes, como Austrália e Islândia (Idem).

Informações aprofundadas sobre a regulação do mercado de carbono, os riscos e custos das transações que exercem influência sobre os preços dos contratos, não são objetivos desta dissertação e assim, podem ser encontrados em trabalhos como os de Gutierrez (2007), Capoor & Ambrosi (2006) e Kollmuss, Zink & Polycarp (2008).

2.3. Situação dos projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo no Brasil

Atualmente existem 895 projetos de MDL registrados³⁴ no Conselho Executivo do MDL no mundo (UNEP-RISØE, 2008), dos quais 113 estão no Brasil, sendo o terceiro país

---

³³ Os créditos leiloados representavam 50% do total de créditos de carbono obtidos no projeto. Os 50% restantes pertenciam a Biogás Energia Ambiental, concessionária da Prefeitura no aterro, e já fora negociada diretamente para outras entidades.

³⁴ Aqui contabilizo apenas os projetos aprovados e já registrados. Ao todo no mundo são 2944 projetos, em diferentes fases do ciclo de projetos de MDL, considerando inclusive aqueles que foram rejeitados.

em número de atividades de projeto registradas, atrás apenas de Índia (302 projetos) e China (149 projetos), conforme apresentado, em porcentagem, na figura 2.1 abaixo.

Figura 2.1 Distribuição dos maiores detentores de projetos de MDL registrados no mundo.

Fonte: Adaptado de UNEP-RISØE, 2008.

Os três maiores setores de projetos de MDL registrados no mundo se referem às atividades de projeto relacionadas à energia da biomassa, hidroeletricidade e energia eólica, como mostra a tabela abaixo. Atividades de projeto relacionadas à agricultura, biogás de aterro e eficiência energética constituem uma segunda frente de projetos registrados no mundo.

Tabela 2.1 - Distribuição por setor dos projetos de MDL registrados no mundo.

Escopo setorial	Projetos
Energia da biomassa	192
Hidroeletricidade	160
Energia eólica	124
Agricultura	94
Biogás de aterro	74
Biogás	54
Eficiência energética na geração de energia	47
Eficiência energética indústria	40
Substituição de combustíveis fósseis	19
N ₂ O	17
HFCs	16
Cimento	14
	continua...

Escopo setorial	Projetos
Eficiência energética pelo lado da demanda	11
Metano em minas de carvão	7
Emissões fugitivas	6
Energia geotérmica	6
Energia Solar	4
Eficiência energética residências	3
Serviços de eficiência energética	2
Transporte	2
Distribuição de energia	1
Reflorestamento (<i>reforestation</i>) ³⁵	1
Energia de marés	1
Captura de CO ₂	0
Florestamento (<i>afforestation</i>)	0
PFCs	0
Total	895

Fonte: UNEP-RISØE, 2008.

O Brasil é líder latino-americano em projetos de MDL, representando 40% da região. São 251 projetos brasileiros no Conselho Executivo do MDL, 113 deles registrados, 21 validados com pedido de registro e 117 estão em fase de validação (MCT, 2008b).

Com relação à distribuição, por Estado, das atividades de projeto de MDL no Brasil, a região Sudeste predomina em número de projetos, devido à posição dos Estados de São Paulo e Minas Gerais, com 24% e 14% do total de projetos respectivamente, seguidos pelo Mato Grosso e Rio Grande do Sul, que unidos somam 9% dos projetos (idem).

A maioria dos projetos de MDL no Brasil se refere às atividades ligadas a agricultura, energia da biomassa, hidroeletricidade, biogás de aterro e substituição de combustíveis fósseis. A distribuição dos projetos de MDL no Brasil por escopo setorial em detalhes está apresentada na tabela 2.2 abaixo.

³⁵ Dentro do MDL existem também projetos florestais, inseridos na categoria chamada *Land Use, Land-Use Change And Forestry – LULUCF*, sob duas modalidades: redução de emissões ou seqüestro de carbono. As atividades LULUCF elegíveis no MDL foram definidas em Marraqueche, durante a COP 7, em 2001. O reflorestamento consiste na conversão de terras não-florestadas em terras florestadas, através de plantio, semeadura e/ou na promoção induzida pelo homem de semeadura natural, ou terras que eram florestadas, mas que tinham sido convertidas em terras não-florestadas. Já o florestamento é a ação direta do homem na conversão de terras que não tenham sido florestadas por um período de no mínimo 50 anos para terras florestadas por plantação, semeadura e/ou ação humana promovendo semeadura natural.

Tabela 2.2 - Distribuição por setor dos projetos de MDL no Brasil.

Escopo Setorial	Projetos Registrados
Energia da biomassa	82
Hidroeletricidade	56
Agricultura	41
Biogás de aterro	29
Substituição de combustíveis fósseis	14
Energia eólica	7
Biogás	4
N ₂ O	4
Distribuição de energia	2
Eficiência energética indústria	3
Eficiência energética na geração de energia	3
Emissões fugitivas	2
Eficiência energética residências	1
Cimento	1
PFCs	1
Eficiência energética pelo lado da demanda	1
Florestamento (<i>Afforestation</i>)	0
Captura de CO ₂	0
Energia geotérmica	0
HFCs	0
Serviços de eficiência energética	0
Reflorestamento (<i>reforestation</i>)	0
Energia Solar	0
Energia de marés	0
Transporte	0
Metano em minas de carvão	0
Total	251

Fonte: UNEP-RISØE, 2008.

Quanto à distribuição dos projetos de MDL por tipo de gás de efeito estufa específico, na figura 2.2 apresentada abaixo, observa-se que o gás carbônico (CO₂) é atualmente o mais relevante, seguido pelo metano (CH₄), e pelo óxido nitroso (N₂O).

Figura 2.2 Distribuição dos projetos de MDL brasileiros por tipo de GEE.

Fonte: (MCT, 2008b).

A maior parte das atividades de projeto desenvolvidas no Brasil está no setor energético, o que explica a predominância do CO₂ na balança de reduções de emissões brasileiras (MCT, 1999).

Quanto às reduções de emissões projetadas para o primeiro período de obtenção de créditos, o Brasil ocupa a terceira posição, após China e Índia, sendo responsável pela redução de 272.732.921 t CO₂e (36.925.635 de CO₂e/ano), o que corresponde a 6% do total mundial (MCT, 2008b).

O Brasil possui 44 projetos de MDL com bagaço de cana-de-açúcar tramitando no Comitê Executivo do MDL (UNEP-RISØE, 2008). Destes 44 projetos, 26 deles já estão registrados, um projeto foi rejeitado e um deles foi retirado. O restante dos projetos, 17 deles, estão em fase de validação.

A tabela 2.3 abaixo apresenta todos os projetos brasileiros de MDL registrados, que utilizam o bagaço de cana como fonte de energia. Observa-se predomínio das atividades de projeto no Estado de São Paulo, que desenvolve 18 dos projetos de MDL.

Tabela 2.3 - Projetos de MDL registrados no Brasil com bagaço de cana-de-açúcar.

Título do Projeto	Estado
Alta Mogiana Bagasse Cogeneration Project (AMBCP)	São Paulo
Alto Alegre Bagasse Cogeneration (AABCP)	São Paulo
Bioenergia Cogeneradora S.A.	São Paulo
Campo Florido Bagasse Cogeneration Project (CFBCP)	Minas Gerais
Central Energética do Rio Pardo Cogeneration Project (CERPCP)	São Paulo
Cerradinho Bagasse Cogeneration Project (CBCP)	São Paulo
Coinbra-Cresciumal Bagasse Cogeneration Project (CCBCP)	São Paulo
Colombo Bagasse Cogeneration Project (CBCP)	São Paulo
Coruripe Bagasse Cogeneration Project (CBCP)	Alagoas
Cruz Alta Bagasse Cogeneration Project (CABCP)	São Paulo
Cucaú Bagasse Cogeneration Project (CBCP)	Pernambuco
Equipav Bagasse Cogeneration Project (EBCP)	São Paulo
Iturama Bagasse Cogeneration Project (IBCP)	Minas Gerais
Lucélia Bagasse Cogeneration Project (LBCP)	São Paulo
Moema Bagasse Cogeneration Project (MBCP)	São Paulo
Nova América Bagasse Cogeneration Project (NABCP)	São Paulo
Raudi Chemical Salts Project	Paraná
Santa Cândida Bagasse Cogeneration Project	São Paulo
Santa Elisa Bagasse Cogeneration Project (SEBCP)	São Paulo
Santa Terezinha – Itapejara Cogeneration Project. (STTCP)	Paraná
Serra Bagasse Cogeneration Project (SBCP)	São Paulo
	continua...

continuação

Título do Projeto	Estado
Southeast Caeté Mills Bagasse Cogeneration Project (SCBCP)	Minas Gerais
Termoelétrica Santa Adélia Cogeneration Project (TSACP)	São Paulo
Usina Itamarati Cogeneration Project (UICP)	Mato Grosso
Vale do Rosário – Bagasse Cogeneration (VRBC)	São Paulo
Zillo Lorenzetti Bagasse Cogeneration Project (ZLBC)	São Paulo

Fonte: UNEP-RISØE, 2008.

A maioria destes projetos de MDL teve como consultores para a produção do Documento de Concepção de Projeto (PDD) empresas especializadas em consultoria em projetos de MDL no Brasil. Os compradores dos créditos gerados são, na maioria dos casos, as empresas *Swedish Energy Agency* e *Nynäs Refining Aktiebolag* (Suécia), *Noble Carbon*, *ABN AMRO Bank* e *EDF Trading* (Reino Unido), *PCF* e *BHP Billiton Marketing* (Holanda) e a japonesa *Chugoku Electric* (UNEP-RISØE, 2008).

Considerando que o Estado de São Paulo atualmente possui 182 usinas de açúcar e álcool, estes 18 projetos representam apenas 10% do total potencial de projetos de MDL no Estado de São Paulo. O potencial de redução de emissões de CO₂ por meio de projetos de MDL no setor sucroalcooleiro paulista é enorme, como será detalhado no Capítulo 3.

Mais adiante, no Capítulo 4, será detalhada a metodologia utilizada para o cálculo das emissões de CO₂ dos projetos de MDL com cogeração de bagaço de cana, que servirá de base para projeção do cenário potencial de redução de emissões no setor sucroalcooleiro paulista, objetivo desta dissertação, apresentado no Capítulo 5.

3. O Setor Sucroalcooleiro do Estado de São Paulo: Situação Atual

Neste capítulo é traçado o cenário atual do setor sucroalcooleiro brasileiro, em especial, o Estado de São Paulo, quanto à produção de cana-de-açúcar e geração de energia elétrica.

3.1. O Setor Sucroalcooleiro Brasileiro

A produção de cana-de-açúcar é uma atividade de grande importância para a economia brasileira, representando 2,2% do PIB nacional e faturando anualmente mais de US\$ 8 bilhões, gerando aproximadamente um milhão de empregos diretos (MACEDO et. al., 2004).

A produção brasileira é direcionada para a produção de açúcar e de álcool em proporção aproximada de 50% para cada produto final, sendo que a Região Centro-Sul concentra a maioria da produção nacional de cana-de-açúcar. O Estado de São Paulo é o maior Estado produtor, seguido de Paraná e Minas Gerais.

A cultura da cana-de-açúcar no Brasil apresenta tradicionalmente dois períodos distintos de colheita: na região Norte-Nordeste a safra vai de setembro a março e, na região Centro-Sul, vai de maio a novembro.

A safra brasileira 2006/2007, conforme levantamento da União da Agroindústria Canavieira de São Paulo (UNICA, 2008a), detalhado na tabela 3.1 abaixo, foi de 426.002.444 toneladas, sendo o Centro-Sul responsável por 87% da produção nacional e o Norte-Nordeste pelos 13% restantes. O Estado de São Paulo lidera o ranking de produção, seguido do Paraná, Minas Gerais, Alagoas, Goiás e Pernambuco.

A produção da região Norte-Nordeste é reduzida devido ao alto custo de produção, pois as condições climáticas são mais desfavoráveis.

Tabela 3.1 - Produção de cana-de-açúcar, álcool e açúcar no Brasil (safra 2006/2007).

	Cana-de-açúcar (toneladas)	Álcool Anidro (m³)	Álcool Hidratado (m³)	Álcool Total (m³)	Açúcar (toneladas)
ESTADOS	SAFRA 06/07				
Alagoas	23.635.100	270.665	333.512	604.177	2.136.900
Pernambuco	15.293.700	200.589	118.349	318.938	1.357.300
Paraíba	5.107.700	136.429	178.685	315.114	154.000
					continua...

	Cana-de-açúcar (toneladas)	Álcool Anidro (m³)	Álcool Hidratado (m³)	Álcool Total (m³)	Açúcar (toneladas)
ESTADOS	SAFRA 06/07				
Rio G. do Norte	2.397.400	53.367	24.466	77.833	259.000
Bahia	2.185.600	65.324	28.638	93.962	115.700
Maranhão	1.660.300	107.899	20.570	128.469	2.700
Sergipe	1.136.100	31.243	22.590	53.833	50.400
Piauí	706.000	39.202	11.299	50.501	0
Pará	697.400	42.698	9.120	51.818	5.100
Amazonas	224.700	0	5.650	5.650	15.700
Tocantins	179.300	9.442	2.125	11.567	0
Ceará	27.400	0	1.002	1.002	1.500
Rondônia	0	0	0	0	0
Acre	0	0	0	0	0
Norte - Nordeste	53.250.700	956.858	756.006	1.712.864	4.098.300
São Paulo	264.336.825	5.274.952	5.678.985	10.953.937	19.507.637
Paraná	31.994.581	426.640	892.264	1.318.904	2.105.974
Minas Gerais	29.034.195	600.855	690.590	1.291.445	1.911.700
Goiás	16.140.043	382.462	439.094	821.556	765.717
Mato Grosso	13.179.510	313.650	443.601	757.251	540.200
Mato G. do Sul	11.635.096	207.153	433.690	640.843	440.997
Rio de Janeiro	3.445.154	29.429	58.026	87.455	262.104
Espírito Santo	2.894.421	119.652	53.540	173.192	48.949
R. G. Sul	91.919	0	5.686	5.686	0
Santa Catarina	0	0	0	0	0
Centro - Sul	372.751.744	7.354.793	8.695.476	16.050.269	25.583.278
Brasil	426.002.444	8.311.651	9.451.482	17.763.133	29.681.578

Fonte: UNICA, 2008a.

A produção de etanol cresceu de 0,6 milhões de metros cúbicos em 1975, no início do Proálcool, para quase 18 milhões de metros cúbicos na safra 2006/2007, com aumento na produtividade agrícola e industrial (GOLDEMBERG et al. 2008).

De acordo com Coelho et al. (2005, p.3), os subsídios aplicados ao programa brasileiro Proálcool no passado permitiram a expansão do setor e a modernização das tecnologias de produção, tornando a produção economicamente competitiva com custos de produção relativamente baixos. O etanol brasileiro tornou-se competitivo à gasolina no mercado internacional, conforme mostrado na figura 3.1 abaixo.

Figura 3.1 Curva de aprendizado: competitividade do etanol de cana-de-açúcar brasileiro com a gasolina.

Fonte: Nastari, 2005³⁶ apud COELHO, Suani Teixeira et. al. (2005).

Hoje o Brasil é o líder mundial na produção de cana-de-açúcar e de seus principais produtos, açúcar e álcool, e experimenta uma nova fase de expansão, em função do aumento das demandas interna e externa por álcool combustível, para mistura à gasolina como etanol anidro e utilização nos veículos bicomcombustível, como etanol hidratado.

De acordo com a estimativa da Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB, 2007) para a safra 2007/2008, a produção de cana-de-açúcar para a indústria sucroalcooleira atingirá 473,16 milhões de toneladas, ocupando mais de 6 milhões de hectares, das quais 46,92% destinam-se à produção de açúcar e 53,08% à produção de álcool. Serão produzidos 21,30 bilhões de litros de álcool, sendo 40,29% anidro, 59,60% hidratado, 0,11% neutro e 30,04 milhões de toneladas de açúcar.

O setor sucroalcooleiro brasileiro conta atualmente com 387 usinas em operação cadastradas³⁷ no Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA, 2008) sendo que destas, 79 se encontram na região Norte-Nordeste e as outras 308 se concentram na região Centro-Sul.

³⁶ Nastari, Plínio M. (2005). Information Services on the Sugar and Ethanol Industries in Brazil. Comunicação pessoal.

³⁷ Posição em 15/05/2008.

A tabela abaixo apresenta a distribuição de usinas no país.

Tabela 3.2 - Número de usinas de cana-de-açúcar no Brasil.

Estados	Usinas
Alagoas	25
Pernambuco	24
Paraíba	9
Maranhão	4
Rio Grande do Norte	4
Sergipe	4
Bahia	3
Ceará	2
Rondônia	1
Amazonas	1
Pará	1
Piauí	1
Acre	0
Tocantins	0
Norte-Nordeste	79
São Paulo	182
Minas Gerais	34
Paraná	33
Goiás	22
Mato Grosso do Sul	12
Mato Grosso	11
Rio de Janeiro	7
Espírito Santo	6
R. G. Sul	1
Santa Catarina	0
Centro-Sul	308
Brasil	387

Fonte: CONAB, 2007.

Tolmasquim (2007) ressalta que “devido ao cenário internacional favorável de aumento de demanda de etanol, aliado ao potencial de expansão agrícola do país e ao grau de maturidade da indústria sucroalcooleira nacional, observa-se uma oportunidade para as exportações brasileiras, não apenas do produto, mas também de tecnologia e equipamentos”.

Além do mercado interno, segundo Torquato (2007), o mais provável, segundo o cenário atual, é a concretização da expansão da área canavieira no Brasil devido também à grande procura dos mercados de EUA, Japão e Europa por biocombustíveis.

Em consequência, observa-se a ampliação de unidades existentes e instalação de novas unidades de produção, com tecnologias avançadas de produção já disponíveis no país.

Tal exposição internacional do setor sucroalcooleiro levanta questões ambientais que preocupam os órgãos brasileiros e grupos de investidores estrangeiros, obrigando o país a melhorar as práticas ambientais em regiões canavieiras tradicionais de modo que as novas áreas de produção sejam sustentáveis.

Sabe-se que a expansão desordenada e não sustentável do cultivo da cana-de-açúcar para a produção de álcool combustível no Brasil, certamente trará danos ambientais significativos e prejuízos para as negociações comerciais, dado que a comunidade internacional não aprovará a compra de um combustível produzido de maneira não adequada.

A necessidade de adequação das usinas às leis e normas abre precedentes para discussões e reorganização do setor frente à necessária sustentabilidade ambiental da produção canavieira.

As projeções da área de produção de cana-de-açúcar para a safra de 2020/2021 são de 13,9 milhões de hectares (metade da área atual de soja), com produção de etanol que poderá chegar a 65 bilhões de litros (JANK, 2007), conforme apresentado na tabela 3.3 abaixo.

Tabela 3.3 – Estimativa de expansão da produção nacional de cana-de-açúcar.

	2010/2011	2015/2016	2020/2021
Cana (milhões de toneladas)	601	829	1.038
Área cultivada (milhões de hectares)	8,5	11,4	13,9
Açúcar (milhões de toneladas)	34,6	41,3	45
Álcool (bilhões de litros)	29,7	46,9	65,3
Bioeletricidade* (MW médio)	3.300	11.500	14.400
Participação Matriz Energética	6%	15%	15%

(*) Considerar para safra 2010/2011: utilização de 75% de bagaço; safras 2015/2016 e 2020/2021: 75% de bagaço + 50% da palha/ponta disponível.

Fonte: Adaptado de UNICA, 2008b.

3.1.1. O setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo

O Estado de São Paulo é reconhecidamente o maior pólo industrial e agrícola mundial da cultura de cana-de-açúcar. As maiores usinas transformadoras de cana-de-açúcar estão localizadas no Estado, bem como associações de produtores da agroindústria sucroalcooleira e indústrias de equipamentos destinados ao setor.

Segundo o ranking de produção do Centro-Sul na safra 2006/2007 (UNICA, 2008a) o Estado de São Paulo produziu cerca de 264 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, alcançando 71% da produção do Centro-Sul e 62% da produção nacional. A produção de álcool na safra 2006/2007 alcançou 10 bilhões de litros e a produção de açúcar chegou a mais de 19 milhões de toneladas, conforme tabela abaixo.

Atualmente existem 182 usinas de açúcar e álcool em operação no Estado de São Paulo, que produzirão 278,55 milhões de toneladas de cana ao final da safra 2007/2008, o que corresponde a 58,87% da cana-de-açúcar do país (CONAB, 2007).

Existem por volta de 136 novos projetos de usinas de açúcar e álcool em andamento no país, em diferentes fases de implementação até 2014. Destes 41 deles situam-se no Estado de São Paulo, mais especificamente nas regiões administrativas de Araçatuba, São José do Rio Preto e Presidente Prudente, consideradas áreas de expansão canavieira no Estado (NASTARI, 2006).

Nesse contexto, em 2006, o Cenbio realizou, em parceria com a Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo (SMA-SP), um estudo sobre a expansão da cana-de-açúcar nas onze Regiões Administrativas de maior produção da cultura de cana. Na tabela abaixo é possível observar a evolução da expansão ao longo do período estudado, de 2003 a 2006.

Tabela 3.4 - Evolução percentual das áreas de cana para o Estado de São Paulo.

Regiões Administrativas	Evolução 2003-2004	Evolução 2004-2005	Evolução 2005-2006	Evolução 2003-2006
Campinas	8,40%	0,66%	0,28%	9,42%
Ribeirão Preto ³⁸	0,07%	9,71%	1,08%	10,97%
Bauru	7,06%	3,25%	4,00%	14,97%
Araçatuba	13,29%	-4,65%	8,69%	17,42%
Central	6,21%	8,27%	4,70%	20,40%
Sorocaba	10,11%	3,82%	5,65%	20,78%
Franca	6,20%	14,44%	3,76%	26,10%
Marília	20,41%	8,44%	10,50%	44,29%
Barretos	18,34%	15,13%	9,20%	48,78%
São José do Rio Preto	13,99%	13,77%	20,25%	55,95%
Presidente Prudente	17,10%	14,99%	19,99%	61,57%

Fonte: LORA et. al. 2006.

Observou-se clara expansão da cultura da cana-de-açúcar no Estado de São Paulo, totalizando crescimento 26,04% entre 2003 a 2006 (LORA et al. 2006).

³⁸ A região de Ribeirão Preto é considerada o principal pólo sucroalcooleiro do mundo com área de cultivo bastante consolidada e, sendo assim, apresenta expansão reduzida devido à saturação agrícola da região por cana-de-açúcar.

Tal expansão do setor sucroalcooleiro levantou as questões freqüentes que dizem respeito à sustentabilidade da produção canavieira brasileira. Quanto à mitigação dos impactos ambientais da produção de cana-de-açúcar no Brasil, o Estado de São Paulo liderou a redução da emissão de poluentes na produção canavieira quando aprovou legislação visando à redução da queima dos canaviais em 2002.

As medidas para eliminação gradativa das queimadas, em áreas compatíveis à mecanização da colheita iniciaram-se mediante a Lei Estadual nº. 11.241/2002 que dispõe sobre a eliminação gradativa da queima da palha da cana e prevê 100% de eliminação em 2031. Atualmente está em vigor 30% de eliminação da área de queima, controladas pelo Sistema Integrado de Gestão Ambiental (SIGAM)³⁹, da Coordenadoria de Licenciamento Ambiental e de Proteção dos Recursos Naturais (CPRN) da SMA/SP.

A tabela abaixo apresenta os prazos estabelecidos na lei para eliminação da queima da cana-de-açúcar no Estado de São Paulo.

Tabela 3.5 - Eliminação gradativa da queima da palha da cana-de-açúcar.

Ano	Área mecanizável onde não se pode efetuar a queima da cana-de-açúcar (% eliminação)
1º ano (2002)	20% da queima eliminada
5º ano (2006)	30% da queima eliminada
10º ano (2011)	50% da queima eliminada
15º ano (2016)	80% da queima eliminada
20º ano (2021)	100% da queima eliminada
Ano	Área não mecanizável, declividade superior a 12% (% eliminação)
1º ano (2011)	10% da queima eliminada
5º ano (2016)	20% da queima eliminada
10º ano (2021)	30% da queima eliminada
15º ano (2026)	50% da queima eliminada
20º ano (2031)	100% da queima eliminada

Fonte: (SÃO PAULO (Estado), 2002).

Em 2007, uma iniciativa conjunta foi assinada rumo à antecipação dos prazos de eliminação da queima de cana e à promoção da sustentabilidade da agroindústria canavieira; o Governo de São Paulo, a Secretaria de Estado de Meio Ambiente, a Secretaria de Estado da

³⁹ A SMA monitora as condições climáticas dos municípios do Estado e avalia e autoriza a suspensão da queima da palha de cana para o resguardo e recuperação da qualidade de vida e saúde da população, quando as condições atmosféricas estiverem desfavoráveis.

Agricultura e Abastecimento e a União da Agroindústria Canavieira de São Paulo (UNICA), firmaram um Protocolo de Cooperação, chamado Protocolo Agroambiental do Setor Sucroalcooleiro Paulista, no âmbito do Programa Etanol Verde⁴⁰. O protocolo oferece benefícios às boas práticas do setor sucroalcooleiro, através de um certificado de conformidade, apresentados na tabela abaixo (LUCON, 2008).

Tabela 3.6 - Prazos de eliminação da queima da cana-de-açúcar segundo o Protocolo Agroambiental.

Ano	Área mecanizável onde não se pode efetuar a queima da cana-de-açúcar (% eliminação)
2010	70% da queima eliminada
2014	100% da queima eliminada
Ano	Área não mecanizável, declividade superior a 12% (% eliminação)
2010	30% da queima eliminada
2017	100% da queima eliminada

Fonte: LUCON, 2008.

Na legislação brasileira o emprego do fogo já é proibido pelo Código Florestal (Lei nº. 4.771/1965), artigo 27º; no entanto somente o Estado de São Paulo possui legislação e fiscalização específica para a eliminação gradativa da queima da palha da cana-de-açúcar.

Quanto às emissões industriais, não há nenhuma lei ou decreto específico para emissões industriais no Estado de São Paulo até o presente momento, pois vale a Resolução CONAMA nº. 382/2006, que estabelece, em nível nacional, limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas, determinados por poluente e por tipologia de fonte. Em seu anexo III são definidos os limites de emissão para poluentes atmosféricos provenientes de processos de geração de calor a partir da combustão externa de bagaço de cana-de-açúcar.

Os efluentes são os principais causadores dos impactos ambientais aos recursos hídricos do setor sucroalcooleiro. Os resíduos líquidos de maior importância são a vinhaça e

⁴⁰ O Programa Etanol Verde estabelece a adoção de procedimentos técnicos pelas usinas de cana-de-açúcar para promover a produção sustentável do etanol, a saber: antecipação do prazo para a eliminação da queima da cana de 2021 para 2014; em terrenos com declividade acima de 12%, o prazo antecipado de 2031 para 2017; colheita mecanizada sem queima nas áreas de expansão de canaviais; proteção de área de matas ciliares; proteção das nascentes de água e recuperação da vegetação; plano de combate à erosão; plano de conservação dos recursos hídricos e controle de qualidade; boas práticas para descarte de embalagens vazias de agrotóxicos, entre outros (LUCON, 2008).

as águas de lavagem da cana-de-açúcar, de altíssima carga orgânica (DQO/DBO). O resíduo sólido mais significativo é a torta de filtro, subproduto do processo industrial de filtração do lodo orgânico.

Para cada litro de álcool produzido há geração de 10 a 13 litros de vinhaça. Atualmente, praticamente, a totalidade da vinhaça produzida é utilizada na irrigação da cultura de cana, constituindo o maior exemplo de reuso da água no Brasil e no mundo. A irrigação da cana na dose de 100 m³/ha de vinhaça resulta em economia no uso de fertilizantes potássicos da ordem de 75 a 100 dólares por hectare, além de proporcionar a irrigação da cultura e aumento de sua produtividade (BERTONCINI, 2008).

A fertirrigação é utilizada como solução para a vinhaça, com vantagens evidentes: as doses de vinhaça aplicadas por unidade de área foram gradualmente reduzidas e novas tecnologias foram introduzidas visando à redução dos riscos de contaminação de lençóis freáticos. A reciclagem (vinhaça, torta de filtro) traz resultados favoráveis quanto à otimização do uso de potássio, aumentando o suprimento de nutrientes no campo, enquanto que o reuso de água dentro da indústria e tratamento de efluentes eficientes contribuem para redução dos impactos ambientais.

A regulamentação do uso e aplicação da vinhaça no Estado de São Paulo é moderna, pois opera sob a Norma Técnica CETESB P4.231/2006 define os critérios e procedimentos para aplicação da vinhaça no solo agrícola, sendo a medida mais específica tomada no setor sucroalcooleiro brasileiro (CETESB, 2006).

Os impactos da cultura da cana-de-açúcar no abastecimento de água atualmente são pequenos sob as condições encontradas no Estado de São Paulo. A razão para tal é a ausência de irrigação e a significativa redução do uso industrial, graças aos processos de reciclagem de água na indústria e às práticas de reuso de água nos sistemas de fertirrigação.

O grande desafio da expansão de culturas energéticas é a necessidade de preservação de ecossistemas tais como o Cerrado, o Pantanal, a Mata Atlântica e a Amazônia. A expansão da cultura canavieira não deve exercer pressão para o desmatamento da Amazônia, efeito indireto da expansão sobre outras culturas ou pecuária, “empurrando-as” para outras localidades e assim fazendo com que culturas agrícolas avancem sobre o solo amazônico.

Em setembro de 2008, a SMA lançou o Zoneamento Agroambiental para o Setor Sucroalcooleiro do Estado de São Paulo. O estudo baseia-se na aptidão edafoclimática para cultura da cana, áreas de restrição à colheita mecânica (declividade), disponibilidade de águas superficiais e vulnerabilidade de águas subterrâneas, unidades de conservação e preservação,

áreas prioritárias para incremento da biodiversidade e qualidade do ar nas bacias aéreas. Os resultados mostram que existe cerca de 3.900.855 hectares de área no Estado, definida adequada pelo estudo, para cultivo da cana sem restrições ambientais. Outros 8.614.161 hectares de área possuem limitações ambientais, 5.546.510 hectares possuem restrições ambientais para o cultivo da cana-de-açúcar e 6.741.748 hectares são considerados inadequados ao cultivo da cana, conforme apresentado na figura 3.2 abaixo.

Figura 3.2 Zoneamento Agroambiental para o setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo.

Fonte: SMA, 2008.

O setor de bioenergia brasileiro tem o objetivo de comprovar e garantir sua sustentabilidade e, nesse contexto, cabe ao Estado de São Paulo liderar esse processo tanto para assegurar as condições do agronegócio como para difundir boas práticas em escala nacional e global (LUCON, 2008).

3.2. A cogeração de energia a partir do bagaço da cana-de-açúcar

A cana-de-açúcar permite baixos custos de produção de açúcar e álcool, pois toda a energia consumida em seu processo produtivo é produzida a partir de seus próprios resíduos (bagaço).

O bagaço de cana-de-açúcar é, sem dúvida, a biomassa de maior representatividade na matriz energética brasileira, sendo responsável pelo suprimento de energia térmica, mecânica e elétrica das unidades de produção de açúcar e álcool, por meio da cogeração (GUARDABASSI, 2006).

Segundo a definição que consta na Resolução ANEEL 235/2006 Artigo 3º, “Cogeração é um processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária...” (ANEEL, 2006).

A cogeração está associada a algumas importantes vantagens como a maior eficiência na utilização de insumos energéticos e impactos ambientais reduzidos. É considerada uma prática de conservação de energia e de racionalidade energética, baseada no princípio de aproveitamento do calor rejeitado em máquinas térmicas (NOGUEIRA & MARTINS, 1997).

A cogeração atende perfeitamente as necessidades da indústria sucroalcooleira, que além de demandar potência elétrica e térmica, dispõe de combustível residual (bagaço) que se integra de modo favorável ao processo.

Segundo Verde Leal (2003) a energia contida em uma tonelada de cana é de 7.400 MJ/t cana ou 0,176 tep (toneladas equivalentes de petróleo). O bagaço da cana corresponde a cerca de 30% em massa do total de cana processada, representando sozinho 2.400 MJ (50% umidade). A palha corresponde a 2.500 MJ/tc (50% umidade) e o restante é representado pela sacarose contida na cana, que atingem cerca de 2.500 MJ/tc (por volta de 150 kg de sacarose em 1 tonelada de cana). Segundo o autor, 300 milhões de toneladas de cana são equivalentes a 50 milhões de tep.

Além da produção de energia elétrica suficiente para o consumo industrial próprio (quase a totalidade das usinas brasileiras são auto-suficientes) a cogeração propicia a geração de excedentes de eletricidade, dependendo da tecnologia empregada.

Ao contrario do que acontecia no início do Proálcool, quando o bagaço de cana era considerado indesejável, sendo queimado em caldeiras ineficientes de baixa pressão, hoje muitas usinas já utilizam equipamentos eficientes e além de suprirem sua própria demanda de energia, vendem o excedente de eletricidade para a rede (GOLDEMBERG et al. 2008).

Para Nagaoka⁴¹ (2002 apud MENEGHELLO; Luiz Augusto 2006, p.7), a comercialização da energia elétrica cogorada pelo setor sucroalcooleiro começa a ser viabilizada com a reforma do setor elétrico brasileiro, que visou permitir que o governo elaborasse políticas energéticas e regulamentasse o setor, transferindo ao setor privado as responsabilidades sobre a operação do sistema elétrico e de novos investimentos.

Guardabassi (2006, p.65) ressalta que essa realidade só começou a mudar no ano de 2001, quando o Brasil foi afetado por uma grave crise de abastecimento de energia e racionamento de energia, quando o setor vislumbrou vantagens na geração de excedentes de energia.

A conjunção de fatores tais como a abertura do mercado da produção da eletricidade para pequenos fornecedores e a alta produtividade atingida pelo setor sucroalcooleiro brasileiro, acrescida pela modernização de equipamentos e processos industriais de transformação da biomassa faz das usinas do setor, atualmente, unidades comercializadoras de energia elétrica.

Hoje as usinas sucroalcooleiras do Estado de São Paulo somam uma potência instalada total de mais de 1.700 MW (70% do setor de cogeração do Brasil) sendo o total de energia vendida no mercado de 900 MW médios, 400 MW (46%) comprados pela Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) e 272 MW (31%) contratados pelo PROINFA (GOLDEMBERG et al. 2008).

Entretanto, devido à expansão do setor sucroalcooleiro prevista para os próximos anos, ao aproveitamento de palhas e pontas para cogeração de energia (gerando mais combustível para as caldeiras) e a possibilidade de *retrofit* nas usinas existentes, aumentando capacidade de geração, com maior eficiência no processo, o potencial de produção de energia do Estado de São Paulo pode superar os 10.000 MW até 2015 (ANDRADE & CANELLAS, 2007; GOLDEMBERG et al. 2008).

O aumento gradual destes excedentes de energia é obtido principalmente por meio do *retrofit* das usinas existentes, que ocorre com a elevação dos níveis de pressão para 40 ou 65 bar, na maioria dos casos mantendo-se a tecnologia de contrapressão existente, efetuando a troca por turbinas de múltiplo estágio que permitem uma economia considerável de vapor que

---

⁴¹ NAGAOKA, Marilda da Penha Teixeira. **A comercialização da energia elétrica cogorada pelo setor sucroalcooleiro em regiões do Estado de São Paulo**. Botucatu, São Paulo, 2002. 137p. Dissertação (Mestrado em Agronomia), Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”, Botucatu, São Paulo, 2002.

expande nos turbo geradores, aumentando a eletricidade gerada (ANDRADE & CANELLAS, 2007).

3.2.1. Aspectos tecnológicos

A tecnologia de cogeração consagrada no setor sucroalcooleiro brasileiro é a tradicional tecnologia do ciclo *topping* (superior) a vapor em contrapressão, no qual a produção de energia mecânica e/ou elétrica ocorre antes da etapa do processo produtivo que utiliza energia térmica. O sistema possui uso final de energia na forma mecânica e térmica.

Neste sistema, a biomassa é queimada diretamente em caldeiras e a energia térmica resultante é utilizada na produção do vapor. Este vapor acionará turbinas de acionamento mecânico do processo e turbinas para geração de energia elétrica e, ao sair das turbinas, após a realização do trabalho, será encaminhado para atender as necessidades térmicas do processo produtivo, conforme apresentado na figura 3.1 abaixo.

Uma tonelada de cana-de-açúcar resulta em cerca de 280 kg de bagaço (50% de umidade) e a queima deste bagaço produz em média 450 kg a 500 kg de vapor (temperatura média de 300°C⁴² e pressão de 21 bar).

Figura 3.2 Diagrama padrão de um sistema de cogeração utilizado pelas usinas de cana-de-açúcar.

Fonte: (PESSINE, 2008).

Higa (2003) ressalta que o sistema de ciclo a vapor com turbinas de contrapressão, universalmente utilizado em usinas de cana de açúcar, está longe de apresentar a melhor

⁴² COELHO (1999) reporta que desde o início do Proálcool observou-se um pequeno aumento na temperatura do vapor produzido nas caldeiras, atingindo em 1999 valores na faixa de 300°C, porém a pressão de trabalho continua a mesma.

performance na geração de potência excedente, havendo outras alternativas com maiores potenciais.

Segundo Walter⁴³ (1994 apud LEME; Rodrigo Marcelo 2007 p.31) em sistemas com turbinas de contrapressão, empregados basicamente visando à auto-suficiência de potência eletromecânica, a geração de energia elétrica segue as variações da demanda de vapor de processo determinada pelo ritmo de operação das usinas e destilarias; o que pode ser considerada uma barreira importante à comercialização de eventuais excedentes de eletricidade pelo setor.

O perfil do setor sucroalcooleiro paulista é bastante variado, com usinas de pequeno, médio e grande porte com capacidade de processamento de cana bastante distintas. No Brasil, quase a totalidade das usinas em operação utiliza este sistema, operando com equipamentos de baixa eficiência energética e com caldeiras de baixa temperatura e baixa pressão (21 bar, 300 °C) (COELHO, 1999; CSPE, 2004).

Técnicos da Usina de Açúcar e Alcool Equipav, localizada em Promissão, interior do Estado de São Paulo, bem como a UDOP, confirmam que cerca de 80% do setor sucroalcooleiro paulista ainda opera com caldeiras de baixa pressão (21 bar) e os 20% restantes operam sob média e alta pressão, gerando excedentes de energia elétrica⁴⁴.

As usinas que operam com caldeiras de baixa pressão geram excedentes de bagaço, pois mesmo depois do atendimento da demanda interna de energia, há uma fração de bagaço excedente que representa algo entre 8 e 15% do bagaço produzido (MACEDO, LEAL E SILVA, 2004). Esta fração excedente é freqüentemente vendida pelas usinas. A Usina Equipav comprou bagaço na safra passada para alimentar as caldeiras durante a entressafra, conforme informação obtida pelos técnicos.

Além disso, o setor paulista trabalha hoje sob legislação estadual para eliminação da queima da palha da cana durante a colheita, conforme citado anteriormente neste trabalho, que estabeleceu prazos para a erradicação da queima: 2021 (áreas mecanizáveis) e 2031 (áreas não mecanizáveis).

---

⁴³ WALTER, Arnaldo César da Silva. **Cogeração e Geração Termoelétrica: Análise de Viabilidade Junto ao Setor Sucro-Alcooleiro**. 1994. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

⁴⁴ Visita realizada à Usina de Açúcar e Alcool Equipav em 06 de junho de 2008. A Equipav produzirá cerca de 1.890.000 toneladas de bagaço de cana (30% dos 6.300.000 de toneladas de cana moída produzidos) e ainda compra 50 mil toneladas de bagaço durante a safra 2007/2008. A quantidade produzida mais a comprada alimentam as caldeiras durante a safra, e ainda são armazenadas 250 mil toneladas de bagaço para queimar durante a entressafra.

A CONAB (2007) estima para a safra 2007/2008 a área de colheita manual seja de 67% e de colheita mecanizada seja de 33%. As perspectivas de aumento da disponibilidade de palha e pontas residuais da colheita mecanizada e a constatada geração de excedentes de bagaço sinalizam para maior intensidade na produção de energia elétrica a partir da cogeração.

Nesse contexto, o potencial de geração de excedentes de energia no Estado de São Paulo é enorme, caso haja substituição dos equipamentos antigos de baixa pressão por equipamentos modernos de média e alta pressão, bem como máquinas modernas para geração de energia e que os resíduos da colheita mecanizada, palha e pontas, sejam aproveitados para geração de energia.

Leme (2005) apresenta com objetividade quais são as formas de ampliar o potencial de produção de eletricidade excedente nas usinas de açúcar e álcool do ponto de vista tecnológico, entre as quais, merecem destaque:

- (1) Aumento dos níveis de pressão e temperatura de operação do ciclo a vapor, possibilitando melhora de sua eficiência e aumento de sua capacidade de geração, concomitantemente à substituição de turbinas para turbinas mais eficientes;
- (2) Aproveitamento da palha como combustível, adicionalmente ao bagaço;
- (3) Uso de tecnologias mais avançadas, como é o caso da tecnologia BIG-GT (*Biomass Integrated Gasifier-Gas Turbines*) com processo de gaseificação de biomassa integrado a turbinas a gás, previsto para longo prazo.

No que concerne ao presente cenário de estudo, as alternativas (1) e (2), consideram o aumento de pressão das caldeiras e utilização de turbinas modernas (extração e condensação), bem como a utilização adicional da palha da cana para geração de excedentes de energia elétrica, respectivamente. A alternativa (3) ainda não se encontra em estágio comercial, mas constituem foco de trabalhos, tais como COELHO (1999), BRIGHENTI (2005).

Os projetos de MDL no setor sucroalcooleiro paulista são baseados na substituição de equipamentos antigos de baixa eficiência por máquinas modernas de maior eficiência, com intuito de gerar excedentes de eletricidade a partir da cogeração de bagaço de cana.

Tais projetos constituem o foco central desta dissertação e os mesmos serão detalhados no Capítulo 4, a fim de servir de base para a projeção do cenário potencial de carbono evitado no setor sucroalcooleiro paulista, com a introdução destas tecnologias mais eficientes.

3.3. Contribuição da agroindústria sucroalcooleira para mitigação das mudanças climáticas

Segundo Macedo et al. (2004, p.10), “o álcool etílico (etanol) e o bagaço, produtos energéticos da cana-de-açúcar, têm contribuído largamente para a redução das emissões de gases de efeito estufa no Brasil, por serem substitutos de combustíveis fósseis, respectivamente, gasolina e óleo combustível”.

O estudo desenvolvido por Macedo, Verde Leal & Silva (2004) para Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo (SMA-SP) apresenta o balanço energético e de GEE para avaliação dos resultados líquidos no ciclo completo de produção do álcool de cana-de-açúcar e no seu uso como combustível no setor de transporte.

A mitigação corresponde à redução do fluxo de emissões de GEE que foi obtida com a produção e o uso do etanol (como substituto da gasolina automotiva). É a diferença entre o fluxo de emissões que ocorreria se não houvesse a produção e o uso do etanol, cenário de base com gasolina e o fluxo real com o etanol nas condições atuais brasileiras.

A análise do ciclo vida de Macedo, Verde Leal & Silva (2004, p.13) divide o fluxo de emissões em 4 grupos, a saber:

Grupo 1: Fluxos associados à fixação de carbono atmosférico por fotossíntese e à sua liberação gradual por oxidação – conjunto considerado praticamente neutro, pois se admite que todo o carbono fixado seja liberado novamente dentro do ciclo de produção de cana-de-açúcar e na utilização final do etanol e do bagaço⁴⁵.

Grupo 2: Fluxos associados ao uso de combustíveis fósseis na produção de todos os insumos agrícolas e industriais para a produção de cana e etanol – considerados negativos, pois contribuem com o aumento de emissões.

Grupo 3: Fluxos de outros tipos de GEE não associados ao uso de combustíveis fósseis (óxido nitroso (N₂O) e o metano (CH₄) entre outros) – considerados negativos, pois contribuem com o aumento de emissões.

---

⁴⁵ Macedo, Verde Leal & Silva (2004, p.13) salientam para “a fixação de parte do carbono no solo (nos canaviais brasileiros das últimas décadas, a fixação, em média, é positiva, porque a maioria das terras era relativamente pobre em matéria orgânica). Neste estudo, pela dificuldade em estimar o valor fixado (que deve ser uma fração pequena do total reciclado), optou-se por uma posição conservadora, sendo assumido que não há fixação no solo. Portanto, a contribuição líquida dos fluxos do Grupo 1 é admitida como igual a zero (hipótese normalmente feita em produção/uso cíclicos de biomassa)”.

Grupo 4: Fluxos chamados de “virtuais”, pois correspondem às emissões de GEE que ocorreriam na ausência da utilização do etanol (demanda suprida por gasolina) e na ausência do bagaço excedente (óleo combustível).

Os resultados são expressivos: evita-se 2,6 tCO₂e/m³ se a produção for de etanol anidro ou 1,7 tCO₂e/m³ se for produzido etanol hidratado. Segundo os autores tendo como referência o consumo de cerca de 12 milhões de m³ por ano de etanol, sendo, aproximadamente, a metade em anidro, pode-se dizer que o etanol é responsável pela redução de cerca de 25,8 milhões tCO₂e.

Assim, são grandes as vantagens da produção e utilização da cana-de-açúcar para fins combustíveis, tais como a relação *output/input* de energia (renovável/fóssil) entre 8:2 a 10:1 (dependendo do cenário tecnológico adotado) que resulta em redução nas emissões de CO₂, utilização praticamente integral dos resíduos de processamento, cogeração de energia elétrica limpa, entre outras (MACEDO, 2000).

Uma nova versão do estudo realizado (MACEDO et al. 2008) traz resultados ainda mais expressivos para os cenários de 2006/2007 e nas projeções para 2020: relação de 9.3 para 2005/2006, podendo chegar a 11.6 em 2020 com as tecnologias disponíveis.

Reduções adicionais nas emissões de CO₂ podem ainda ser obtidas nos próximos anos por meio do uso da palha da cana-de-açúcar como combustível complementar ao bagaço na cogeração de energia, com conseqüente minimização das queimadas dos canaviais.

Ainda que no balanço energético essas emissões não sejam contabilizadas, uma vez que são consideradas nulas, pois se admite que todo carbono fixado seja liberado novamente dentro do ciclo de produção da cana, a redução da queima da cana no Estado de São Paulo tem por objetivos a redução da poluição local e, sem dúvidas, contribui significativamente para redução das emissões de outros gases e material particulado.

Campos (2003, p. 97) quando considera todos os compartimentos de estoque de carbono (planta, palha e solo) e de fluxos de carbono de seu estudo conclui que com reduções da ordem de 55% da área de queimada e recuperação de 50% da palha para geração de energia, seria evitada a emissão de 25×10^6 tCO₂/ano com tecnologias avançadas de conversão ou até metade deste montante, com ciclos a vapor convencionais.

O aumento da demanda interna e externa de etanol de cana-de-açúcar e a atual expansão canavieira fazem com que a indústria sucroalcooleira brasileira siga contribuindo para mitigação do aquecimento global. Apesar do uso de etanol de cana-de-açúcar ser altamente favorável quanto às emissões de GEE, segundo as regras existentes, o etanol

brasileiro não é elegível ao MDL, pois seu uso no setor de transportes é anterior ao Protocolo de Quioto.

No que concerne ao objetivo deste trabalho, a redução de emissões de CO₂ tem origem nos projetos no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto, nos quais a energia elétrica excedente produzida nas usinas de açúcar e álcool é enviada à rede elétrica nacional, deslocando geração de energia elétrica fóssil.

Os projetos de MDL consistem do aumento na eficiência das usinas geradoras de energia elétrica pela biomassa por meio da implementação de equipamentos mais modernos e eficientes como as caldeiras de alta pressão e geradores de melhor rendimento, como apresentado a seguir.

4. Projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo com Cogeração de Energia a partir do Bagaço no Setor Sucroalcooleiro Paulista

Este capítulo baseia-se em 18 projetos de MDL em operação no setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo. Serão discutidos os pontos principais do desenvolvimento dos *Project Design Document* (PDDs) registrados do setor sucroalcooleiro paulista, bem como será apresentada a metodologia para o cálculo de emissões de gases de efeito estufa em projetos de MDL a partir de cogeração de bagaço de cana-de-açúcar.

4.1. Projetos de MDL registrados no Setor Sucroalcooleiro Paulista

Conforme apresentado anteriormente no Capítulo 2 desta dissertação, o Brasil possui 44 projetos de MDL com bagaço de cana-de-açúcar, em diferentes etapas de ciclo de projeto no Comitê Executivo do MDL (UNEP-RISØE, 2008): 26 deles já registrados, um deles foi retirado e outro rejeitado, e os 17 restantes encontram-se em fase de validação.

Dos 26 projetos registrados, 18 deles estão localizados no Estado de São Paulo, como mostra a Tabela 4.1. As reduções de emissões destes projetos inicialmente somam **2.317.054 tCO₂e** para o primeiro período de créditos de 7 anos.

Tabela 4.1 - Projetos de MDL registrados no Estado de São Paulo.

Usina	Município	Período de obtenção RCEs	Média das Reduções Estimadas/ano (tCO ₂ e)	Reduções Estimadas no 1º Período de Créditos (tCO ₂ e)
Alta Mogiana	São Joaquim da Barra	2002 a 2009	12.024	84.165
Alto Alegre	Presidente Prudente	2004 a 2011	9.674	67.718
Santo Antônio	Sertãozinho	2002 a 2009	20.840	145.879
São Francisco	Sertãozinho			
Da Pedra	Serrana	2003 a 2010	16.290	114.031
Cerradinho	Catanduva	2002 a 2009	34.742	243.194
Cresciumal	Leme	2003 a 2010	17.481	122.364
Colombo	Ariranha	2003 a 2010	28.018	196.128
Cruz Alta	Olímpia	2003 a 2010	10.061	70.427
Equipav	Promissão	2002 a 2009	31.821	222.748
Centrácool	Lucélia	2002 a 2009	14.362	100.534
Moema	Orindiúva	2001 a 2008	13.139	91.976
Nova América	Tarumã	2001 a 2009	12.027	84.187
Santa Elisa	Sertãozinho	2003 a 2010	45.801	320.604

continua...

continuação

Usina	Município	Período de obtenção RCEs	Média das Reduções Estimadas/ano (tCO ₂ e)	Reduções Estimadas no 1º Período de Créditos (tCO ₂ e)
Da Serra	Ibaté	2002 a 2009	6.644	46.509
Santa Adélia	Jaboticabal	2003 a 2010	22.204	155.428
Santa Cândida	Bocaína	2002 a 2009	10.604	74.225
Vale do Rosário	Morro Agudo	2001 a 2008	25.277	176.937
Barra Grande	Lençóis Paulista	2001 a 2008	53.774	376.42
São José ZL	Macatuba			
TOTAL			384.783	2.317.054

Nota: Todas as usinas tiveram seus projetos de MDL registrados em 2006.

Fonte: UNFCCC, 2008.

O objetivo principal dos projetos de MDL no setor sucroalcooleiro é a geração de excedentes de energia elétrica por meio da cogeração de bagaço da cana-de-açúcar e venda deste adicional para a rede elétrica nacional, com redução de emissões de CO₂e, devido ao deslocamento da geração de energia de origem fóssil.

A geração de excedentes de energia elétrica renovável é resultante do aumento da eficiência na produção de vapor nas unidades de açúcar e álcool, a partir do *retrofit* das caldeiras existentes ou adição de novas caldeiras mais eficientes e aquisição de turbo – geradores e turbinas mais modernas. Tais projetos também contam com investimentos na redução do consumo de vapor nos processo de produção de açúcar e álcool, em função da não interrupção da geração de energia elétrica⁴⁶.

Os 18 projetos de MDL do setor analisados neste trabalho utilizaram a metodologia aprovada de linha de base AM0015 *Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid*⁴⁷, de setembro de 2004, associada ao instrumento apto à demonstração da adicionalidade do projeto *Tool for the demonstration and assessment of additionality*.

O cenário conhecido por linha de base (*baseline*) é o cenário hipotético que procura representar as emissões antrópicas de GEE que ocorreriam dentro da fronteira do projeto de MDL, caso este não fosse implementado. A linha de base também é definida como o cenário

⁴⁶ A cogeração requer constante suprimento de biomassa às caldeiras, pois caso haja uma interrupção no fornecimento de bagaço, as caldeiras não são capazes de produzir a quantidade de vapor necessário para a produção industrial e para geração de energia elétrica excedente.

⁴⁷ A metodologia AM0015 esteve ativa no período de 22 de setembro de 2004 a 28 de novembro de 2005. Atualmente esta metodologia foi desativada e substituída pela metodologia de linha de base e monitoramento ACM0006 *Consolidated methodology electricity generation from biomass residues*.

de referência (*business as usual*), que é o cenário esperado do setor considerando as práticas usuais e as opções economicamente viáveis.

Segundo Leme (2005, p.57) com a demonstração da adicionalidade do projeto, conclui-se que o mesmo não pertence à linha de base, ou seja, não é prática comum e, sendo assim, caso o projeto resulte em redução de emissões em relação à linha de base, terá direito aos créditos de carbono.

A aplicação da metodologia acima referida leva ao montante de reduções de emissões do projeto, calculado pela diferença entre as emissões do projeto e as emissões de sua linha de base.

4.2. Aplicação da metodologia de linha de base AM0015 “Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid”

A metodologia AM0015 é aplicável aos projetos de cogeração com bagaço de cana-de-açúcar, pois os mesmos atendem a alguns critérios estabelecidos pela norma, quais sejam:

- O bagaço utilizado como matéria prima para a cogeração deve ser fornecido pela mesma unidade na qual o projeto está localizado;
- Fornecimento de documentação assegurando que o projeto não poderia ser instituído pelo setor público ou outros potenciais desenvolvedores;
- A implantação do projeto não deve aumentar a produção de bagaço na unidade produtiva;
- O bagaço não deve ser armazenado por mais de um ano.

O segundo passo da metodologia consiste na aplicação da ferramenta para demonstração da adicionalidade do projeto, que no caso do setor sucroalcooleiro baseia-se em análises do cenário econômico e do setor de energia elétrica do país, identificando as barreiras ao investimento em cogeração e políticas públicas recentes adotadas para o setor.

Leme (2005, p.56) ressalta que a questão da adicionalidade diz respeito à verificação da viabilidade do projeto, na ausência do incentivo financeiro representado pelo MDL e pretende verificar o real incentivo que o MDL confere ao projeto sob análise.

Na maioria dos projetos analisados, algumas questões ganham destaque, quais sejam i) a baixa eficiência de cogeração das usinas e a falta de perspectiva por parte do setor para geração de excedentes de energia elétrica; ii) o estímulo do governo à geração termelétrica a gás natural e o Plano Prioritário de Termelétricas (PPT); iii) os riscos que o setor privado

observava em investimentos em fontes renováveis de energia. Vale lembrar que a totalidade dos projetos de MDL aqui analisados foi desenvolvida no período pós-acionamento 2001/2002.

Segundo Lima (2001), desde 1995 os reservatórios de água no Brasil, base do sistema primário hidrelétrico brasileiro, passaram a ser usados em excesso para suprir a demanda crescente de energia. Tais reservatórios, que foram projetados para resistir a 5 anos de estações com menos chuvas que a média, quase entraram em colapso após uma única estação com pouca precipitação pluviométrica (2000/2001 teve 74% da média histórica de precipitação pluviométrica).

Havia utilização muito intensiva dos recursos hídricos do país para poder suportar o aumento da demanda sem aumentar a capacidade instalada e não havia ainda solução de longo prazo para os problemas que, no final, causaram a escassez e o racionamento em 2001. Consciente das dificuldades desde fins da década de 90⁴⁸, o governo brasileiro sinalizou que era estrategicamente importante para o país aumentar a geração termelétrica e, conseqüentemente, ser menos dependente da energia hidrelétrica (UNFCCC, 2005a).

Com o esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país e o início da operação do gasoduto Bolívia – Brasil em 1999, o gás natural tornou-se uma alternativa importante para a necessária expansão da capacidade de geração de energia elétrica no país naquela ocasião.

Nesse contexto, o Governo Federal lançou em 2000 o Plano Prioritário de Termelétricas (PPT)⁴⁹ planejando originalmente a construção de 47 usinas termelétricas utilizando o gás natural boliviano, totalizando 17.500 MW de capacidade instalada nova até dezembro de 2003. Durante 2001 e o início de 2002, o plano foi reorganizado de modo a contemplar 40 centrais e 13.637 MW a serem instalados até dezembro de 2004. Em dezembro de 2004 havia 20 plantas em operação, totalizando aproximadamente 9.700 MW (UNFCCC, 2005a).

---

⁴⁸ Até o início da década de 90, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. A partir de 1995, devido a um aumento nas taxas de juros internacionais e à deficiência da capacidade de investimento do Estado, o governo foi obrigado a procurar alternativas, e a solução recomendada foi iniciar um processo de privatização e de desregulação do mercado. Houve a criação de três entidades governamentais: a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), criada para desenvolver a legislação e regular o mercado; o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) para supervisionar e controlar a geração, transmissão e operação; e o MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica), para definir as regras e os procedimentos comerciais do mercado de curto prazo. No entanto, no final de 2000, após cinco anos de privatização, os resultados foram modestos. Apesar da expectativa elevada, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento no consumo (UNFCCC, 2004).

⁴⁹ Decreto Federal 3.371 de 24 de fevereiro de 2000.

Durante o racionamento de 2001 o governo também lançou o Programa Emergencial de Energia com a meta de curto prazo de construir 58 usinas termelétricas pequenas e médias até fins de 2002 (utilizando principalmente óleo diesel, 76,9 %, e óleo combustível residual, 21,1 %), totalizando 2.150 MW de capacidade energética (CGE-CBEE, 2002⁵⁰ apud UNFCCC 2005a).

A energia hidrelétrica é principal fonte responsável pela eletricidade de base no Brasil, entretanto, grande parte dos recursos hídricos no Sul e Sudeste do país foi explorada e a maioria das reservas restantes fica na bacia do Amazonas, distante dos centros industriais e populacionais (OCDE, 2001).

Para Schaeffer et. al.⁵¹ (2000 apud UNFCCC 2005a, p.12) era evidente que as novas adições ao setor de energia elétrica do Brasil estavam mudando de hidrelétricas para usinas a gás natural e, com as descobertas das reservas de gás natural na Bacia de Santos em 2003, o uso do gás natural para gerar eletricidade continuaria a atrair o interesse dos investimentos da iniciativa privada no setor energético brasileiro.

Ainda que o PPT não fosse executado inteiramente, as políticas do setor público para as energias renováveis não eram consideradas confiáveis o suficiente pelos executivos do setor privado, para suportar a expansão da cogeração nas usinas de cana-de-açúcar (ANEEL, 2005).

No entanto, ainda que para o setor elétrico a aquisição de eletricidade proveniente da cogeração de bagaço não era uma prioridade - dentre alguns argumentos, o de que a eletricidade proveniente da cogeração com bagaço só ocorria durante a safra, não constituindo uma fonte de energia firme (COELHO, 1999) - em 2002, foi aprovada a lei que instituiu o PROINFA.

Mesmo com o programa sendo levado adiante somente em 2004, questões foram levantadas quanto à influência do PROINFA na adicionalidade dos projetos, uma vez que se apresenta como instrumento de incentivo econômico às fontes renováveis de energia, o qual inclui a cogeração com bagaço de cana.

Cunha et al. (2004), fazem ponderações importantes, tais como:

---

⁵⁰ Programa de Energia Emergencial, Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial. Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001.

⁵¹ SCHAEFFER, Roberto; SZKLO, Alexandre Salem; LOGAN, John; CHANDLER, Walter. e DE SOUZA, João Carlos. **Developing countries & global climate change: electric power options in Brazil**. 38p. Pew Center on Global Climate Change, 2000.

- A existência do PROINFA não confere inelegibilidade aos projetos de fontes renováveis de energia; no entanto, tais projetos devem demonstrar que, mesmo com a existência do programa, ainda permanecem barreiras ao investimento, ou que tal projeto não se caracteriza por uma prática comum ou mesmo que existem ainda alternativas mais economicamente viáveis ao projeto;
- Os 1.100 MW previstos pelo PROINFA para a cogeração com bagaço de cana na primeira chamada de projetos não foram completos, o que sugeriu que os preços ofertados não foram atrativos⁵²;
- O potencial de geração de eletricidade a partir da cogeração com bagaço de cana reconhecidamente situa-se muito além da capacidade prevista pelo PROINFA.

Além disso, o PROINFA é posterior ao ano de 2000, que é o ano estabelecido pelo Protocolo de Quioto como limite inferior para reconhecer projetos de mitigação de gases de efeito estufa.

Do ponto de vista político-institucional, os projetos analisados atribuem a falta de estímulo à venda de eletricidade ao conservadorismo do setor sucroalcooleiro. A grande maioria das empresas não considerava a geração de excedentes de eletricidade para venda como uma prioridade.

Economicamente, o alto nível das garantias exigidas para financiar um projeto de energia no Brasil no momento da concepção de tais projetos de MDL, representava uma barreira para o desenvolvimento de novos projetos. Seguro, garantias e assessorias financeiras são exigências que aumentam o custo do projeto e se constituem em barreiras para a viabilização dos projetos de expansão das usinas de açúcar e álcool.

Segundo Coelho (1999, p.51), as barreiras tecnológicas à maior eficiência da cogeração com bagaço de cana deviam-se ao fato de que os custos unitários (\$/kW instalado) serem muito influenciados pelo efeito escala: em função do elevado custo de transporte da matéria prima, do local de cultivo para indústria, uma central termelétrica a biomassa deveria ter pequena capacidade. Assim, a instalação era simplificada, reduzindo sua eficiência, para que o custo de capital fosse menor.

---

⁵² O PROINFA foi regulamentado em 30 de março de 2004, e a chamada pública realizada até 10 de maio do mesmo ano atraiu 6.601 MW em projetos, sendo 3.681 MW de eólica, 1.924 MW de PCH e 995 MW de biomassa.

Conforme citado anteriormente neste trabalho, a maioria das unidades do setor sucroalcooleiro brasileiro ainda utiliza tecnologias ineficientes de cogeração de energia, apesar da disponibilidade comercial de equipamentos de maior eficiência.

Neste contexto, os projetos de MDL aqui analisados afirmam que, sem os incentivos advindos do MDL, não havia possibilidade de expansão do parque de cogeração das usinas de açúcar e álcool, com vistas à geração de excedentes de eletricidade, no momento de concepção dos projetos. O MDL criou condições para que as usinas instalassem suas plantas de co-geração e exportassem o excesso de eletricidade para a rede, ajudando a vencer as barreiras financeiras através dos benefícios financeiros obtidos das receitas do MDL.

No âmbito do setor elétrico nacional, procurou-se incentivar a geração de energia elétrica por fontes renováveis com a instituição do PROINFA em 2002, e posteriormente, com a reforma do setor elétrico iniciada em 2003, incentivou-se a diversificação da matriz energética brasileira, estimulando a geração de eletricidade por fontes alternativas⁵³.

De fato existem vantagens ambientais na utilização do bagaço de cana-de-açúcar como combustível para a produção de eletricidade, do ponto de vista de redução das emissões de gases de efeito estufa, e a próxima etapa da metodologia consiste do estabelecimento da fronteira e da linha de base do projeto para demonstração de tal benefício em redução de emissões de CO₂.

No caso de projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis para injeção na rede, deve-se determinar qual tipo de fonte primária (gás natural, óleo combustível, carvão mineral, hidroeletricidade ou nuclear) estaria gerando para a rede, no cenário de referência (ausência do projeto), a energia que virá a ser economizada ou substituída pelo projeto (NAE, 2005).

O conteúdo em carbono dessa geração evitada é que determina a quantidade de RCEs da atividade de projeto e, conseqüentemente, a receita com a venda de créditos de carbono propiciada pelo projeto.

4.2.1. Linha de base e fator de emissão de gases de efeito estufa em projetos de cogeração com bagaço de cana-de-açúcar

Segundo Leme (2005 p. 58), o ponto principal no estabelecimento da linha de base em projetos de geração de energia elétrica proveniente das fontes renováveis, reside na

---

⁵³ Detalhes deste processo de transição do setor elétrico brasileiro podem ser encontrados em COELHO (1999), BRIGHENTI (2003), PRADO (2008) e ESPARTA (2008).

determinação da geração de eletricidade evitada, ou do tipo de eletricidade que seria gerada na ausência do projeto. Se fosse possível simplesmente identificar uma planta específica, que o projeto de MDL deslocasse quando entrasse em operação, seria direta a determinação da eletricidade evitada e, conseqüentemente, da redução de emissões.

Segundo Esparta (2008, p.46) a base de todo o processo de quantificação da emissão ou redução de emissões de GEE está ligada ao cálculo dos fatores de emissão dos processos antrópicos que levam a essas emissões. No caso do setor de energia, esses fatores são diretamente determinados a partir da origem e tipo das fontes de energia utilizadas.

De maneira geral, as reduções de emissão de CO₂ de uma atividade de projeto são calculadas multiplicando-se a energia líquida fornecida pela atividade do projeto para a rede interligada pelo fator de emissão de linha de base (ESPARTA, 2008).

Ou seja, os projetos que fornecem energia elétrica para a rede devem utilizar o fator de emissão de CO₂ associado à rede para calcular as reduções obtidas com a implantação do projeto.

Sabe-se que a geração de eletricidade no Brasil é primariamente baseada em grandes centrais hidrelétricas (85,4%), seguidas pelas centrais termelétricas a combustíveis fósseis (9,1%). A geração de energia elétrica a partir de biomassa soma aproximadamente 4% da capacidade instalada (MME, 2006).

Segundo Cunha et al. (2004), questionamentos foram levantados quanto à efetividade da instalação de centrais a biomassa para redução da emissão de gases de efeito estufa no caso brasileiro: numa situação em que em sua linha de base a maioria absoluta da geração provém de hidrelétricas, que têm emissões de GEE consideradas desprezíveis.

Entretanto, a construção da linha de base considera não o deslocamento da energia de base, mas da energia que realmente seria deslocada pela instalação da fonte renovável, que constituem o conjunto chamado margem do sistema.

Leme (2005, p.59) ressalta que este conjunto de centrais atende às variações de carga na rede e tem menor prioridade de despacho e assim os efeitos da nova central à biomassa no sistema não atingirão todo o parque de geração a ele conectado, mas apenas a este conjunto específico de centrais.

Estas centrais marginais são as primeiras a serem ligadas ou desligadas em virtude de variações do sistema e, as centrais de base, que não estão na margem do sistema, dificilmente seriam afetadas com a entrada em operação da nova central a biomassa (idem).

Nesse contexto, com o despacho de energia elétrica renovável para a rede nacional, a eletricidade deslocada é aquela produzida por estas fontes marginais, que no caso brasileiro são as termelétricas a gás natural, solicitadas apenas quando as fontes tradicionais (hidroeletricidade) não conseguem suprir a rede nacional.

Na aplicação da AM0015 a determinação da linha de base ocorre a partir do método da margem combinada, apresentados por Kartha, Lazarus & Bosi⁵⁴ (2004 apud Cunha et al. 2004, p.8), por meio do qual se procura verificar a influência do projeto, tanto na margem de operação (operação das centrais geradoras existentes) quanto na margem de expansão (construção de novas centrais geradoras). A margem combinada resultaria da média entre as margens de operação e de expansão/construção.

Leme (2005, p.96) destaca que a comparação da eletricidade excedente produzida a partir da biomassa residual será com a margem combinada da área de influência da usina de cana-de-açúcar, pois sendo esta geração conectada à rede, caso em que a eletricidade produzida afeta a operação de centrais existentes conectadas à mesma rede (curto prazo) e também a construção de novas centrais a serem conectadas a essa rede (longo prazo), a linha de base refelete a combinação desses dois efeitos, em uma margem combinada.

Para fins de determinação de tais fatores de emissão, o sistema elétrico de projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

O sistema elétrico brasileiro divide-se geograficamente em 5 macrorregiões: Sul (S), Sudeste (SE), Centro-Oeste (CO), Norte (N) e Nordeste (NE). No entanto, com relação ao sistema elétrico, as cinco macrorregiões do país são supridas por três sistemas elétricos distintos, a saber:

- S-SE-CO: maior sistema de transmissão de eletricidade interligado, responsável por mais de 70% do total da capacidade instalada no Brasil. Inclui a central hidrelétrica de Itaipu e as duas únicas centrais nucleares atualmente em operação no Brasil: Angra I e Angra II.
- N-NE: segundo sistema interligado nacional, sendo responsável por mais de 25% do total da capacidade instalada brasileira.
- Sistema Isolado: o terceiro sistema inclui redes pequenas independentes, isoladas em termos de eletricidade, normalmente na região Norte. Esses sistemas isolados eram

---

⁵⁴ KARTHA, Sivan; LAZARUS, Michael; BOSI, Martina. **Baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector**. Energy Policy, Vol.32, p. 545-566, 2004.

responsáveis por menos de 5%, e têm como base principalmente centrais termelétricas (SIESE, 2002⁵⁵ apud UNFCCC, 2005a).

As plantas de cogeração à biomassa do setor sucroalcooleiro paulista estão conectadas à rede do Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio do subsistema Sul, Sudeste, Centro-Oeste (S-SE-CO) (LEME, 2005).

A metodologia aprovada AM0015 requer que os proponentes de projeto respondam por "todas as fontes de geração que servem o sistema". Desta forma, ao aplicar a metodologia, os proponentes de projeto no Brasil deverão buscar por todas as centrais que servem o sistema brasileiro.

Para o cálculo da margem de operação, os projetos aqui analisados, invariavelmente apresentam o método da margem de operação simples ajustada, uma vez que a primeira escolha metodológica indicada na AM0015, a margem de operação da análise de dados de despacho, não está disponível, pois o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) não forneceu dados suficientes para esta alternativa.

O fator de emissão da margem de operação simples ajustada, em tCO₂/MWh, é uma variação da margem de operação simples, em que as fontes de energia (inclusive importações) são separadas entre fontes de energia de baixo custo/inflexíveis e outras fontes de energia. Os números mais atuais do sistema interligado s/se/co foram obtidos do ONS na forma de relatórios diários consolidados (ONS-ADO, 2004⁵⁶ apud UNFCCC, 2005a), sendo considerados os dados de 120 centrais, abrangendo uma capacidade instalada de 63,6 GW e geração de eletricidade de cerca de 828 TWh durante o período de três anos (2002, 2003 e 2004).

O resultado obtido a partir de tal cálculo para a margem de operação do subsistema S-SE-CO brasileiro pelos projetos aqui analisados foi de **0,4310 tCO₂e/MWh**.

Para o fator de emissão da margem de construção, a geração de eletricidade neste caso significa 20% do total gerado no ano mais recente (2004), porque as cinco plantas mais recentes construídas geram menos do que tal 20%. A partir de tal cálculo, os projetos analisados chegam ao valor de **0,1045 tCO₂/MWh**.

---

⁵⁵ Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica: Boletim Anual. Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) - Ministério de Minas e Energia do Brasil (MME). Disponível em: <http://www.eletrobras.gov.br/IN_Informe_SIESE>.

⁵⁶ Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional. Operador Nacional do Sistema - Centro Nacional de Operação do Sistema (ONS-CNOS). Disponível em <<http://www.ons.gov.br/>>.

Assim, o fator de emissão da linha de base é calculado por meio de uma média ponderada do fator da margem de operação e do fator da margem de construção, com peso de 50% cada um, chegando ao valor de **0,268 tCO₂eq/MWh**. Ou seja, a geração de 1 MWh de energia elétrica excedente equivale à redução de 0,268 tCO₂eq⁵⁷.

Neste trabalho este valor de linha de base será adotado para projetar o cenário denominado ideal, objetivo desta dissertação, apresentado no capítulo 5.

4.3. Tecnologias empregadas para expansão do parque de cogeração das usinas sucroalcooleiras

Conforme citado anteriormente neste trabalho, o aumento da geração de excedentes de energia elétrica em uma usina de açúcar e álcool é obtido principalmente por meio da aquisição de equipamentos novos e modernos de queima de bagaço de cana e geração de energia, ou por meio do *retrofit* do parque de cogeração existente. Em ambos os casos há elevação dos níveis de pressão dos geradores de vapor, aumento de potência dos turbo-geradores e *upgrade* de turbinas, possibilitando maior eficiência e capacidade de geração de energia.

Clemente (2003, p.24), entre vários outros estudos, afirma que na maioria das unidades sucroalcooleiras brasileiras o sistema utilizado é o Ciclo Tradicional de Contrapressão (CTC), no qual as caldeiras operam em pressões por volta de 20 bar, gerando pequena quantidade de eletricidade (15 a 20 kWh/tc), suficiente somente para as necessidades da unidade.

Segundo Walter (1994⁵⁸ apud LEME; Rodrigo Marcelo 2005, p.31) os sistemas com turbinas de contrapressão são os mais comuns, sendo empregados basicamente quando o dimensionamento da instalação visa o abastecimento parcial ou, quando muito, a auto-suficiência de potência eletromecânica. Em tais sistemas, a geração de energia elétrica segue as variações da demanda de vapor de processo determinada pelo ritmo de operação das usinas e destilarias, configurando uma barreira importante à comercialização de eventuais excedentes de eletricidade.

---

⁵⁷ Detalhes aprofundados dos cálculos dos fatores de emissão e linha de base dos projetos aqui analisados podem ser encontrados nos *Project Design Documents* dos mesmos, disponíveis no *website* da UNFCCC www.unfccc.int.

⁵⁸ WALTER, Arnaldo Cesar da Silva. **Cogeração e Geração Termoeletrica: Análise de Viabilidade Junto ao Setor Sucro-Alcooleiro**. 1994. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

Para Clemente (2003), a melhoria mais simples para a geração de eletricidade é usar turbinas de vapor do tipo condensação-extração (CEST⁵⁹) para reduzir o uso de vapor de processo, que normalmente fica entre 450 kg e 500 kg, para 350 kg de vapor, por tonelada de cana.

Também para Walter (1994 apud LEME; Rodrigo Marcelo, 2005), o uso de turbinas de condensação ou condensação-extração permite que a geração de eletricidade seja conduzida de forma mais independente em relação à operação da usina, pois o vapor que aciona as turbinas pode ser condensado à parte do processo de açúcar e álcool, com o sistema operando em geração simples, e não em cogeração.

A principal diferença entre os dois ciclos é que a turbina de contrapressão expande o vapor até a pressão do processo (no caso, 2,5 bar), enquanto que a turbina de extração – condensação expande o vapor até uma pressão bem inferior, abaixo da atmosférica (0,12 bar), sendo este vapor então condensado. Desta forma, a turbina de condensação-extração possibilita uma maior geração de eletricidade por tonelada de cana moída (ANDRADE & CANELAS, 2007).

Pode-se dizer que no caso da turbina de contrapressão, a geração é determinada pela demanda de vapor do processo, o que, no caso do setor sucroalcooleiro, resulta em excedente de bagaço. Enquanto que para a turbina de condensação-extração, a geração é limitada pelo bagaço (idem).

Os projetos aqui considerados em geral apresentam investimentos na reforma das caldeiras existentes (*upgrade* para 42 bar) e também na aquisição de equipamentos mais modernos como novas caldeiras (de 42 a 67 bar), bem como turbinas de contrapressão de múltiplo estágio, em alguns casos turbinas de condensação-extração⁶⁰, e turbo geradores mais potentes (até 40 MW), dependendo da nova configuração do parque gerador da usina sucroalcooleira.

Dentre os 18 projetos estudados, podemos citar alguns casos, tais como o da Usina Colombo, localizada no município de Ariranha - SP, que iniciou a primeira fase de expansão em 2003 com a inclusão de uma nova caldeira de 62 bar de pressão, associada a dois turbo-geradores de contrapressão (15 MW e 8 MW), chegando à capacidade instalada de 27,4 MW. Além disso, as turbinas de estágio simples foram reformadas para múltiplo estágio, aumentando a disponibilidade de vapor para cogeração. Em 2004, a usina incorporou ao

---

⁵⁹ Do inglês *Condensing Extraction Steam Turbine – CEST*.

⁶⁰ As usinas que operam sob configuração que envolva ciclos de condensação-extração, segundo são: Cerradinho, Coinbra, Equipav, Centralcool, Santa Elisa, Vale do Rosário e Barra Grande (ZL).

parque de geração um novo turbo-gerador de 40 MW, perfazendo 67,4 MW de capacidade total instalada. Em 2007, na segunda fase da expansão, o projeto previu a instalação de uma nova caldeira de 62 bar e um novo turbo-gerador de 40 MW (com a desativação dos menores de 8 e 15 MW), totalizando capacidade instalada de 103 MW, sendo que a usina estima 17 MW para uso interno e 86 MW excedentes para venda (UNFCCC, 2005b).

Na Usina Equipav, localizada no município de Promissão – SP, as modificações ocorreram em fase única de expansão, em 2002, na qual foram instaladas duas novas caldeiras de 65 bar (uma caldeira de 21 bar foi desativada) e dois novos turbo-geradores de 17 MW (condensação) e 35 MW (contrapressão), com expansão da capacidade instalada de 8 MW para 60,5 MW (UNFCCC, 2005c).

O projeto instalado na usina Coinbra, localizada em Leme - SP, contou, em sua primeira fase de expansão iniciada em 2003, com a instalação de uma nova caldeira de 66,7 bar e dois turbo-geradores de condensação de 21,6 MW e 15 MW, perfazendo naquele ano capacidade total instalada de 42,3 MW (considerando três caldeiras de 23 bar instaladas e mais três outros turbo-geradores de contrapressão de 1,2 MW, 1,5 MW e 3 MW). Ao final da sua segunda fase, o projeto desativou duas caldeiras de 23 bar e os turbo-geradores de 1,2 e 1,5 MW, totalizando 39,6 MW de capacidade instalada (UNFCCC, 2005d).

Clemente (2003) ressalta que dependendo da nova configuração adotada, a usina pode produzir energia anualmente ou apenas durante a safra. No entanto, o fator limitante será sempre a quantidade de combustível disponível sob a forma de bagaço e/ou pontas e palhas.

As usinas que não disponibilizem de resíduos excedentes para operação durante o ano todo, podem operar apenas durante a safra.

A geração de energia na entressafra pode ocorrer por meio da instalação de turbinas de condensação-extração, conforme citado anteriormente, e pela disponibilização de combustível complementar ao bagaço, que, espera-se, possa ser feito com pontas e palhas recolhidas no campo (LEME, 2005). A quantidade de bagaço complementar necessária depende do montante de eletricidade excedente que se pretende gerar e das eficiências das caldeiras e turbinas.

4.4. Cenário atual de redução de emissões no Estado de São Paulo

Atualmente, o Estado de São Paulo contribui para mitigação das mudanças climáticas no âmbito Protocolo de Quioto, por meio dos 18 projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo a partir da geração de energia elétrica renovável com bagaço de cana-de-açúcar. O

montante de emissões reduzidas, no primeiro período de execução dos projetos, soma **2.317.054** toneladas de CO₂ equivalente.

No entanto, mesmo que os primeiros registros pelo Comitê Executivo tenham ocorrido em 2006, o primeiro período de obtenção de créditos em algumas unidades teve início em 2001. Trata-se de usinas tais como a Vale do Rosário, Moema e Nova América, que deverão renovar o período de obtenção de créditos de seus projetos ainda no ano de 2008.

Bem como, acredita-se que outras unidades sucroalcooleiras do Estado de São Paulo estejam preparando projetos para entrar no mercado de carbono, ou mesmo participando de alguma das fases do processo de validação do Comitê Executivo do MDL.

Tal pesquisa não foi objeto de estudo desta dissertação, e pode constituir tema de trabalhos futuros.

5. Metodologia para o Cálculo do Cenário Ideal de Redução de Emissões

Neste capítulo é apresentada a metodologia para o cálculo do cenário de emissões denominado ideal para o setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo, segundo potenciais projetos de MDL com cogeração de energia a partir de bagaço de cana. Serão apresentados os parâmetros para cálculo das emissões provenientes da queima da cana, comparando com a queima da colheita de cana crua.

O objetivo é analisar um cenário ideal para redução e emissões de carbono no Estado de São Paulo no setor de cogeração com bagaço e palha/pontas, considerando as melhores tecnologias disponíveis tanto para geração de excedentes como para colheita de cana (pelo impacto da mesma nas emissões).

5.1. Definição das usinas sucroalcooleiras contabilizadas no cenário ideal

Conforme exposto ao longo desta dissertação, os projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do setor sucroalcooleiro brasileiro baseiam-se na geração de energia elétrica renovável excedente pelas usinas, através da cogeração, e a exportação desta para a rede elétrica nacional, com redução de emissões de carbono equivalente, que são convertidas em créditos negociáveis no mercado de carbono mundial.

A redução de emissões de CO₂e do setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo atualmente, obtidas por meio do MDL desenvolvidos em apenas 20 usinas, é de pouco mais de 2 milhões de toneladas de CO₂e equivalente, para o primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto (2008-2012), o que corresponde a um valor não muito significativo.

O objetivo central deste trabalho é traçar o cenário potencial de reduções de emissões para o Estado de São Paulo, no qual se adota total adesão das usinas sucroalcooleiras paulistas aos projetos de MDL, obrigatoriamente associados ao aumento da capacidade de geração de energia elétrica e exportação de energia renovável para rede elétrica nacional, utilizando as melhores tecnologias disponíveis, e obtenção de RCEs, além de aproveitar a disponibilidade de palha e pontas pela colheita de cana crua.

No cenário ideal, todas as usinas do setor sucroalcooleiro paulista desenvolveriam projetos de MDL, exportando energia renovável para a rede, contribuindo com a redução da emissão de gases de efeito estufa proveniente da queima de gás natural em termelétricas, considerada como linha de base. Além disso, foi também considerado o cenário de eliminação total da queima de cana no campo.

O que se pretende observar com os resultados deste trabalho, é o potencial de redução de gases de efeito estufa do setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo por meio da exportação de eletricidade renovável para a rede nacional.

A safra 2006/2007 foi considerada a safra de base utilizada para o cálculo da eletricidade potencial gerada pelas usinas e das emissões de GEE reduzidas. A UNICA fornece o ranking de produção de cana para safra 2006/2007 do Estado de São Paulo, na qual foram moídas mais de 264 milhões de toneladas de cana-de-açúcar em 151⁶¹ unidades produtoras, conforme apresentado na tabela 5.1 abaixo.

Tabela 5.1 – Produção de cana-de-açúcar do Estado de São Paulo (Safra 2006/2007).

	Unidade Produtora	Cana moída (t)
1	Da Barra	7.018.366
2	São Martinho	6.735.073
3	Santa Elisa*	5.960.328
4	Vale do Rosário*	5.493.267
5	Colorado	4.482.502
6	Equipav*	4.434.660
7	Colombo*	4.412.312
8	Moema*	4.408.051
9	Da Pedra*	4.101.266
10	Cruz Alta*	4.052.989
11	Catanduva	3.912.799
12	Bonfim	3.814.035
13	Costa Pinto	3.682.640
14	Cerradinho*	3.526.695
15	Bazan	3.517.206
16	São José ZL*	3.466.913
17	Barra Grande*	3.349.883
18	Santa Cruz - AB	3.277.092
19	Alta Mogiana*	3.268.842
20	Destilaria Moreno	3.208.175
21	São João - Araras	3.200.443
22	São João - SJBV	3.172.390
23	Batatais	3.145.525
24	Clealco	3.109.100
25	Moreno	3.054.152
26	Andrade	2.954.189
27	Nova América*	2.921.980
28	Santa Cândida *	2.917.718
29	Junqueira	2.687.549
30	Bela Vista - Pontal	2.658.473
31	Santelisa MB	2.606.973
32	Maracáí	2.606.460
		continua...

⁶¹ Nota-se que para safra 2006/2007, 151 usinas sucroalcooleiras moeram cana-de-açúcar no Estado de São Paulo. Já para a safra 2008/2009, 182 usinas estão cadastradas como ativas no Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, conforme cadastro mencionado anteriormente neste trabalho.

continuação

	Unidade Produtora	Cana moída (t)
33	Iracema	2.541.251
34	Guaíra	2.370.806
35	Rafard	2.345.753
36	Nardini	2.308.954
37	Campestre	2.268.673
38	Zanin	2.246.403
39	Santa Rita	2.237.985
40	Virálcool	2.230.879
41	Santo Antonio - Sertãozinho*	2.192.586
42	São José da Estiva	2.172.588
43	Guarani	2.168.037
44	Cocal	2.161.405
45	São Luiz - Ourinhos	2.157.052
46	Companhia Energética São José	2.136.387
47	Unialco	2.129.013
48	Florálco	2.079.080
49	N. S. Aparecida - Pontal	2.078.429
50	Univalem	2.050.657
51	São Manoel	2.021.608
52	Santa Adélia*	2.016.743
53	Coimbra - São Carlos	1.943.100
54	Diamante - SP	1.926.421
55	São Domingos	1.918.586
56	Arálco	1.897.023
57	Santa Helena - Rio das Pedras	1.881.420
58	Ipaussu	1.876.563
59	Mandú	1.818.475
60	Maringá	1.796.698
61	Alto Alegre*	1.743.718
62	Buriti	1.735.172
63	Santa Fé	1.705.737
64	Santa Izabel	1.675.949
65	Antonio Ruette	1.637.760
66	Da Serra*	1.628.230
67	Centralcool - SP (Lucélia)*	1.610.200
68	Ester	1.594.751
69	Pitangueiras	1.584.622
70	Santa Luiza	1.567.420
71	Quatá	1.526.525
72	Vertente	1.500.248
73	São Francisco - Elias Fausto (Cosan)	1.465.200
74	Cresciumal*	1.454.177
75	Furlan	1.452.745
76	Albertina	1.446.780
77	Nova União	1.379.607
78	Pioneiros	1.373.567
79	N. S. Aparecida - Itapira	1.363.188
80	Jardest (Santelisa Vale)	1.340.477
81	São Luiz - Pirassununga	1.340.139
82	Santo Alexandre	1.308.950
		continua...

continuação

	Unidade Produtora	Cana moída (t)
83	Cevasa	1.285.435
84	Alcoazul	1.259.133
85	Ferrari	1.238.624
86	Dois Córregos (Da Barra)	1.204.094
87	Agrest (Agr. Ind. Espírito Santo do Turvo)	1.203.737
88	Gasa	1.192.083
89	Generalco	1.180.231
90	Benálcool	1.177.221
91	Ibirá	1.166.514
92	Alcídia	1.131.458
93	Petribu Paulista	1.097.345
94	Pau D'alho	1.095.889
95	Alcoeste	1.085.440
96	Bertolo	1.078.836
97	Ipiranga	1.074.243
98	Paraíso - SP	1.048.649
99	Della Coletta	1.043.746
100	Santa Lúcia	1.041.100
101	Santa Maria	1.039.447
102	Onda Verde	1.024.647
103	São José - Rio das Pedras	1.021.346
104	Cerradinho II	1.002.414
105	Destivale	984.896
106	Tamoio	982.194
107	Bom Retiro	979.796
108	Jose Bonifácio (Virgulino de Oliveira)	959.519
109	Branco Peres (Adalcool)	949.013
110	Energética Ribeiro Preto	935.450
111	Ibéria	922.339
112	Alta Paulista	920.483
113	Parálcool	920.183
114	Mundial	878.420
115	Santa Izabel II (Usina Fartura)	830.556
116	Diana	817.911
117	Decasa	808.489
118	Destil (Itajobi)	768.784
119	São Francisco - Sertãozinho*	763.155
120	Dacal (Califórnia)	740.779
121	Santa Fani	700.000
122	Londra	686.797
123	Guaricanga	671.414
124	Santa Rosa	663.660
125	Agro Ind. Oeste Paulista	661.649
126	Vista Alegre	622.273
127	Virálcool II	598.378
128	Itaiquara	589.784
129	Dracena	561.930
130	Santa Inês - SP	532.467
131	Sanagro - SP	479.647
132	Cocal	466.683
		continua...

continuação

	Unidade Produtora	Cana moída (t)
133	Pederneiras	442.052
134	Água Bonita	411.702
135	São Francisco II - Sertãozinho	405.361
136	Grizzo	401.413
137	Iracema - Itaí	400.000
138	Irmãos Malosso	384.678
139	Alvorada do Oeste	367.444
140	Pyles	264.920
141	Dedine	252.835
142	Lopes da Silva	246.866
143	Líder (São Pedro)	246.586
144	Continental	196.876
145	Irmãos Baldin	182.256
146	Destilaria Paranapanema	133.597
147	Garota	118.691
148	Foltran	100.261
149	Córrego Azul	80.000
150	Biosauro	24.275
151	Jose Granelli	22.948
MOAGEM TOTAL		264.336.825

(*) Tais usinas são aquelas que já desenvolvem projetos de MDL.

Fonte: UNICA, 2008a.

A quantificação do montante de reduções de emissões potenciais do setor foi realizada a partir das 131 usinas sucroalcooleiras acima listadas que não possuem projetos de MDL com cogeração de bagaço de cana registrados no Comitê Executivo até o momento, que somaram **200.613.112** toneladas de cana-de-açúcar na safra 2006/2007.

Para a estimativa do potencial de geração de energia elétrica de cada usina sucroalcooleira foram utilizados os parâmetros calculados pela Comissão Especial de Bioenergia do Governo do Estado de São Paulo. Os resultados obtidos foram utilizados como base para as estimativas de redução de carbono no setor via projetos de MDL, por meio da aplicação da linha de base obtida nos projetos de MDL analisados, conforme detalhado a seguir.

5.2. Definição dos parâmetros utilizados para a expansão da geração de excedentes de energia elétrica

Como mencionado acima, para a projeção da quantidade de energia excedente gerada por cada usina de cana-de-açúcar foram utilizados os parâmetros tecnológicos definidos pela

Comissão Especial de Bioenergia do Governo do Estado de São Paulo⁶², que simulou cenários para geração de excedentes no setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo.

Tais cenários consideram aproveitamentos em diferentes patamares tecnológicos apresentados pelo setor sucroalcooleiro, tais como:

- Contrapressão a 40 bar de pressão e 350°C de temperatura: geração de eletricidade em usinas convencionais que sofreram *retrofit* das caldeiras para aumentar a quantidade excedente de energia, utilizando apenas o bagaço como combustível.
- Condensação-extração a 65 bar de pressão e 510°C de temperatura: o cenário simulado reflete as condições das novas usinas que estão sendo implantadas no Estado de São Paulo, utilizando apenas o bagaço como combustível;
- Condensação-extração a 92 bar de pressão e 520°C de temperatura: os parâmetros utilizados refletem as condições das novas e mais eficientes usinas que estão sendo implantadas no setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo, utilizando apenas o bagaço como combustível.

Nos cenários acima simulados, admitiu-se utilização de caldeiras com queima em suspensão e grelha⁶³, na operação efetiva de 180 dias (4.320 horas) e no aproveitamento do bagaço.

Para os dois últimos patamares tecnológicos, também foram estimados os potenciais de geração de excedentes utilizando a mistura de bagaço e palha como combustível das caldeiras.

---

⁶² Criada em abril de 2007, a Comissão Especial de Bioenergia do Estado de São Paulo teve por objetivo traçar planos de ação para o desenvolvimento da bioenergia e delinear as metas necessárias para garantir a produção, transporte, distribuição e uso de fontes renováveis de energia em um prazo de seis meses. Coordenada pelo Prof. Dr. José Goldemberg, a Comissão foi composta por Dr. Alberto Goldman (Secretário de Desenvolvimento), Francisco Vidal Luna (Secretário de Economia e Planejamento), Dra. Dilma Seli Pena (Secretária de Saneamento e Energia), Dr. João de Almeida Sampaio Filho (Secretário de Agricultura e Abastecimento), Dr. Mauro Arce (Secretário dos Transportes), Dr. Francisco Graziano Neto (Secretário do Meio Ambiente), Dr. Carlos Henrique de Brito Cruz (Presidente da FAPESP), Dr. Marcos Sawaya Jank (Presidente da UNICA e Professor da USP), Dr. Isaias de Carvalho Macedo (Professor e membro do Núcleo de Interdisciplinar de Planejamento Energético da NIPE-UNICAMP) e pelo Dr. Roberto Rodrigues (ex-ministro da Agricultura e representante da Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho – UNESP). O livro produzido a partir dos resultados da Comissão atualmente encontra-se em fase de publicação.

⁶³ Segundo os autores, dependendo das condições de umidade e granulometria do bagaço, a parcela de queima em suspensão pode chegar a cerca de 80% do combustível. Para queima de bagaço com 50% de umidade, tais caldeiras (AT - Dedini) podem atingir 88% de eficiência referenciada ao PCI.

As premissas assumidas para os cálculos foram fator de capacidade de 50%, conteúdo de bagaço de 25% da massa da cana limpa (em base seca), sendo utilizado efetivamente 95% do total de bagaço produzido e os 5% restantes separados para estoque.

A produtividade total da palha foi estimada em 14% da cana produzida (em base seca), com disponibilidade para uso de 40% do total de palha, sendo deste montante 95% utilizada efetivamente e 5% separada para estoque.

A mistura para queima em caldeira de palha e bagaço se dá na proporção 20% e 80% respectivamente (GOLDEMBERG et. al. 2008).

Os parâmetros tecnológicos para geração de excedentes são sumarizados na tabela 5.2 a seguir.

Tabela 5.2 – Parâmetros utilizados para o cálculo do cenário ideal.

Parâmetro	Unidade	Bagaço			Bagaço e palha	
Pressão do vapor	bar	40	65	92	65	92
Temperatura do vapor	°C	350	510	520	510	520
Demanda de vapor de processo	Kg/tc	500	342-402	342-402	342-402	342-402
Consumo de eletricidade	kWh/tc	12 a 15	32*	32*	32*	32*
Consumo de energia mecânica	kWh/tc	15 a 20	-	-	-	-
Eficiência Nominal Turbina a vapor	%	75	85	85	85	87
Eficiência nominal Caldeira	%	85	88	88	88	88
Geração Específica de Excedente	kWh/tc	20-35	60-70	70-80	125-130	132-135

(*) Processo eletrificado.

Fonte: Goldemberg et. al. (2008).

Foram efetuados os cálculos individuais para cada uma das usinas do Estado de São Paulo listadas acima, em planilhas Excel (ANEXOS I, II, III, IV e V), utilizando o fator de linha de base de 0,268 tCO₂e evitado para cada MWh de eletricidade excedente gerado e as médias dos fatores de geração específica de excedentes de eletricidade, apresentados na tabela 5.2 acima. Os resultados e a análise dos mesmos encontram-se no Capítulo 6 mais adiante.

5.3. Definição dos parâmetros utilizados para o cálculo das emissões provenientes da queima da cana-de-açúcar

Conforme citado anteriormente nesta dissertação, no estudo “Balanço das emissões de gases do efeito estufa na produção e no uso do etanol no Brasil” desenvolvido por Macedo,

Verde Leal & Silva para Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, em 2004, o conjunto de fluxos de emissões associado à fixação (fotossíntese) e liberação de carbono atmosférico por oxidação da cana-de-açúcar é considerado praticamente neutro, ou seja, sua contribuição líquida é admitida como sendo igual a zero – segundo os autores, esta hipótese é normalmente aceita em produção/uso cíclicos de biomassa.

Tal conjunto, denominado Grupo 1, é composto pelos fluxos de emissões referentes à fixação de carbono atmosférico por meio da fotossíntese; à liberação de carbono na queima pré-colheita do canavial (considera-se que aproximadamente 80% das pontas e folhas são queimados com eficiência de 90%); à oxidação dos resíduos não totalmente queimados no campo; à liberação de CO₂ na fermentação da sacarose para produção de etanol, na queima do bagaço para geração de energia nas caldeiras e na queima do etanol em motores automotivos. Entretanto, neste estudo são contabilizadas as emissões de outros gases de efeito estufa, CH₄ e N₂O, liberados no processo de queima do canavial, que constituem fluxos negativos e contribuem para o aumento das emissões totais de GEE do ciclo de vida do etanol.

Tais fluxos negativos são agrupados no denominado Grupo 3, composto pelos fluxos não associados ao uso de combustíveis fósseis, caracterizados pela liberação de GEE (não CO₂) no processo de queima do canavial; liberação de N₂O do solo (decorrente da adubação nitrogenada); emissões de CH₄ na queima do bagaço nas caldeiras e na combustão do etanol em motores. Entretanto, as emissões de CH₄ na queima do bagaço nas caldeiras são consideradas desprezíveis devido à operação contínua das caldeiras e também foram consideradas desprezíveis as emissões de CH₄ dos motores automotivos operando com etanol e misturas gasolina-etanol, em comparação com os motores a gasolina⁶⁴.

Para o cálculo das emissões de CH₄ na queima de cana-de-açúcar os autores baseiam-se no relatório do IPCC *Climate Change 2001: The Scientific Basis*⁶⁵, que recomenda a utilização de valores gerais para as emissões da queima de resíduos agrícolas quando da ausência de dados específicos.

Assim, os autores utilizam valores do *Global Warming Potential GWP* (equivalência do gás com o CO₂ em função de sua reatividade) de 2001⁶⁶.

As emissões de metano proveniente da queima da palha da cana-de-açúcar somam **6,6 kg de CO₂e/tc**, conforme mostra a tabela 5.3 abaixo.

⁶⁴ As emissões de N₂O do solo correspondem a 6,3 kg CO₂e/tc. Para maiores detalhes consultar Macedo, Verde Leal & Silva (2004, p.35).

⁶⁵ *Climate Change 2001: The Scientific Basis*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, USA, 881pp. Disponível em <<http://www.ipcc.ch/ipccreports/tar/wg1/index.htm>>.

⁶⁶ GWP – 100: CO₂: 1; CH₄: 23; N₂O: 296; CO: 2; HCs: 3.

Tabela 5.3 – Emissões de metano (CH₄) na queima do canavial.

Coefficiente de emissão kg CH₄/t palha	t palha/tc*	kg CH₄/tc	GWP	kg CO₂e/tc
2,83	0,101	0,286	23	6,6

(*) 140 kg (massa seca) de resíduos/tc, com 82,4 tc/ha; queima de 90% (incompleta), e cerca de 80% de área queimada.

Fonte: Macedo, Verde Leal & Silva (2004).

Para o cálculo das emissões de N₂O na queima da palha também foram utilizados os índices do IPCC (2001), conforme apresentado na tabela 5.4 abaixo:

Tabela 5.4 – Emissões de óxido nitroso (N₂O) na queima do canavial.

kg C/kg resíduo (BS)	kg N/kg resíduo (BS)	kg N₂O / kg N p*	tp / tc	N/C	Cp kg C/tc	Np kg N/tc	kg N₂O/tc	GWP	kg CO₂e/tc
0,50	0,015	0,007	0,101	0,015	50	0,75	0,00825	296	2,4

(*) palha.

Fonte: Macedo, Verde Leal & Silva (2004).

Segundo os resultados do estudo de Macedo, Verde Leal & Silva (2004) as emissões totais de GEE devido à queima da palha da cana, considerando os gases CH₄ e N₂O, somam **9,0 kg CO₂e/tc**.

Já Leme (2005) realizou a média aritmética entre os valores fornecidos pelo IPCC (2001), citado anteriormente, e de um estudo de monitoramento de emissões em túnel de vento realizado por Jenkins (1994)⁶⁷ também citado no estudo de Macedo, Verde Leal & Silva (2004)⁶⁸, chegando aos índices para as emissões de monóxido de carbono (CO) de **42,49 kg CO/tc** e para óxidos de nitrogênio (NO_x) de **2,88 kg NO_x/tc**.

Nota-se que neste trabalho foram quantificadas apenas as emissões de GEE, CO e NO_x, desconsiderando as emissões de material particulado.

⁶⁷ JENKINS, B. **Atmospheric pollutant emission factor from open burning of sugar cane by wind tunnel simulation – final report**. University of California, Davis, 1994.

⁶⁸ Os autores optaram por dotar uma posição conservadora para o cálculo das emissões de metano e utilizaram os índices do IPCC (2001) - o índice de Jenkins aponta para 0,94 kgCO₂e/tc enquanto que o IPCC avalia em 6,6kgCO₂e/tc.

6. Resultados Obtidos e Discussão

Neste capítulo são apresentados os resultados dos cenários tecnológicos caracterizados na seção anterior, bem como é realizada a discussão dos mesmos. Para compor o cenário ideal de reduções de emissões, foi realizado o cálculo das emissões de GEE da queima da cana-de-açúcar para a safra de 2006/2007.

6.1. Resultados dos cenários tecnológicos

A partir dos parâmetros da Comissão de Bioenergia do Estado de São Paulo foram calculados cinco cenários potenciais de geração de energia elétrica excedente para as usinas selecionadas, com base na safra 2006/2007 do Estado de São Paulo.

Com os resultados de expansão obtidos, aplicou-se a linha de base obtida nos 18 projetos de MDL analisados, obtendo assim os cenários de reduções de emissões potenciais do setor sucroalcooleiro paulista, objetivo central desta dissertação.

Foram utilizados os valores médios dos parâmetros mencionados anteriormente. Os resultados resumidos são apresentados na tabela 6.1 abaixo.

Tabela 6.1 – Resultados obtidos dos cenários desenvolvidos para 131 usinas paulistas.

Tecnologia	kW/h	kW	MW (PI)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Redução de emissões (tCO ₂ e/ano)
40 bar B	27,5	1.213.199	1.213	607	5.241.018	1.404.593
65 bar B	65,0	2.867.560	2.868	1.434	12.387.860	3.319.946
92 bar B	75,0	3.308.723	3.309	1.654	14.293.684	3.830.707
65 bar B+P	127,5	5.624.829	5.625	2.812	41.904.979	11.230.534
92 bar B+P	138,5	6.110.109	6.110	3.055	45.520.311	12.199.443

Legenda: B+P: bagaço e palha; PI: potência instalada; FC: fator de capacidade.

Os resultados aqui obtidos refletem, em princípio, os potenciais totais de geração de eletricidade excedente por todas as usinas do Estado de São Paulo que não possuem projetos de MDL.

Ou seja, são excluídas usinas de grande porte como Equipav, Colombo, Cerradinho, Alta Mogiana, Santa Elisa, Vale do Rosário, entre outras, que são bastante representativas quanto à geração de eletricidade no Estado e juntas somam por volta de 800 MW de potência

instalada, conforme informado nos Documentos de Concepção dos Projetos de tais usinas, apresentado na tabela 6.2 abaixo.

Tabela 6.2 – Capacidade instalada (MW) usinas paulistas que desenvolvem MDL.

Usina	Capacidade Instalada (MW)	MW médio (FC 50%)
Santa Elisa	73	36,5
Nova America	22,5	11,25
Alta Mogiana	37,5	18,75
Santa Cândida	29	14,5
Colombo	103	51,5
Vale do Rosário	101	50,5
Cerradinho	65	32,5
Lucélia	44,63	22,31
Serra	15	7,5
Coinbra-Cresciumal	39,6	19,8
Santo Antonio e São Francisco	31	15,5
Alto Alegre	37,2	18,6
Cruz Alta	29,8	14,9
Santa Adélia	42	21
Barra Grande e São Jose ZL	60,84	30,42
Equipav	60,5	30,25
Moema	24	12
Usina da Pedra	40	20
TOTAL	855	427

Fonte: Adaptado de UNFCCC, 2008.

Ainda assim, observa-se grande potencial de geração de excedentes de energia por parte das 131 usinas paulistas, mesmo que seja simplesmente por meio do *retrofit* das caldeiras para 40 bar mantendo o sistema à contrapressão tradicional, totalizando 607 MW médios, com potencial de geração de 1.404.593 RCEs com base na safra utilizada. Para tal cenário o setor sucroalcooleiro paulista poderia contribuir com mais de 9 milhões de toneladas de CO₂e em 7 anos de desenvolvimento de tais projetos.

Para o patamar tecnológico de 65 bar utilizando somente bagaço, as 131 usinas reunidas gerariam cerca de 1.400 MW médios, com potencial de redução de mais de 3 milhões de tCO₂e somente na safra 2006/2007, e extrapolando o cenário para 7 anos de projeto de MDL, somariam mais de 23 milhões de CO₂e evitadas.

Considerando as reduções de emissões brasileiras projetadas para o primeiro período de obtenção de créditos do Protocolo de Quioto, que atingem cerca de 272.732.921 tCO₂e ou 36.925.635 de tCO₂e/ano (MCT, 2008b), o cenário tecnológico de 65 bar / bagaço aqui proposto atinge por volta de 62% deste total caso fossem realizados 7 anos de projeto.

No Balanço Energético do Estado de São Paulo (2006), ano base 2005, foram calculadas as emissões de CO₂ para todos os setores do Estado, a partir abordagem conhecida como *bottom-up*, uma vez que o Balanço Energético do Estado de São Paulo contém informações mais detalhadas do consumo de energia primária e secundária pelos diversos setores sócio-econômicos.

Os coeficientes adotados para se calcular emissões são aqueles utilizados pelo IPCC/OCDE apresentados no *Latin American Regional Workshop for Estimating National Greenhouse Gases Emissions*, realizado em 1993 no INPE - Instituto de Pesquisas Espaciais⁶⁹.

Segundo os resultados do BEESP (2006), no ano de 2005 o setor energético do Estado foi responsável pela emissão de 2,9 milhões de tCO₂e⁷⁰, que corresponde a 80.000 tCO₂e provenientes da queima de óleo diesel, 1,15 milhões de tCO₂e referentes ao uso de óleo combustível, 30.000 tCO₂e referentes à queima de GLP, 10.000 tCO₂e originários da queima de gás de coqueria e 1,63 tCO₂e do uso de gás de refinaria.

Considerando o patamar tecnológico de 65 bar utilizando somente bagaço, as emissões evitadas para a safra 2006/2007 somam mais de 3 milhões de tCO₂e, o que ultrapassa as emissões de todo o setor energético do Estado de São Paulo estimadas para o ano de 2005.

Quando consideramos as emissões obtidas para todos os setores do Estado⁷¹, que somaram 67,94 milhões de tCO₂e em 2005, o patamar tecnológico de 65 bar utilizando somente o bagaço como combustível das caldeiras pouco mais de 3,31 milhões de tCO₂e, corresponde a cerca de 4,9% das emissões totais.

Levando em consideração o patamar tecnológico de 92 bar com utilização do bagaço e da palha como combustíveis para as caldeiras, na safra de 2006/2007 seria evitada a emissão de mais de 12,19 milhões de tCO₂e, o que corresponde a cerca de 17,95% das emissões de todo o Estado de São Paulo estimadas para o ano de 2005.

---

⁶⁹ No estudo é considerado nulo o balanço líquido total de emissões de CO₂ biogênicas. A lenha e carvão vegetal importados pelo Estado são contabilizados positivamente no balanço, pois se considera que não há reposição florestal de todo o consumo da lenha e do carvão vegetal produzidos no Estado, sendo contabilizadas emissões de 50% desse consumo. O álcool etílico exportado pelo Estado tem o CO₂ correspondente à sua queima, sendo contabilizado negativamente no balanço, pois a cana de açúcar necessária para sua produção absorveu carbono no Estado de São Paulo (BEESP, 2006).

⁷⁰ Segundo BEESP de 2005, ano base 2004, o montante de emissões de CO₂e do setor energético foi de 3,22 milhões de toneladas de CO₂e, apresentando índices superiores nas emissões de óleo combustível e gás de refinaria de 1,27 e 1,84 milhões de toneladas de CO₂e respectivamente.

⁷¹ Setor Energético, Residencial, Comercial, Público, Agropecuário, Transportes (rodoviário, ferroviário, aéreo e hidroviário) Industrial (cimento, ferro gusa e aço, ferro ligas, mineração e pelotização, não ferro/outros metais, químico, alimentos e bebidas, têxtil, papel e celulose, cerâmica e outros).

Há que se considerar que o cenário aqui produzido é ideal, e que dificilmente será atingido pelo setor sucroalcooleiro em curto prazo, dadas as dificuldades ainda enfrentadas para implantação de projetos de ampliação do parque de cogeração e produção e venda de excedentes de energia.

As barreiras tecnológicas à cogeração no Brasil são praticamente inexistentes, dada a ampla disponibilidade de equipamentos para o setor sucroalcooleiro no mercado interno. No entanto as barreiras que se apresentam são de ordem econômico-financeira, institucional e de regulação e políticas, segundo os estudos analisados (COELHO, 1999; COELHO, 2004; BRIGHENTI, 2005; PRADO 2008).

Segundo Goldemberg (2008) a principal barreira existente é a tarifa de venda da eletricidade. Mesmo com os incentivos do Governo como o lançamento do PROINFA, os contratos de longo prazo com a Eletrobrás e a linha especial de financiamento no BNDES⁷², o valor da tarifa oferecida à energia da biomassa (onde se insere a cana-de-açúcar) ficou aquém do esperado pelos produtores. Assim, segundo o autor, muitos empreendedores preferiram oferecer sua energia no mercado livre ou em leilões, onde pudessem obter preços melhores, a se prender em contratos de 20 anos com baixas tarifas; a prova disto é que dos 1.100 MW oferecidos para energia de biomassa pelo programa, apenas 685 MW foram preenchidos.

Ainda segundo Goldemberg (2008), outra questão bastante discutida é o pagamento da conexão dos geradores com o sistema de transporte de energia local (distribuição e transmissão). Coelho (2004) informa que apesar de não existirem dificuldades técnicas reais, “é necessária a definição de regras claras que viabilizem a solução de tal problema, dado que o investimento necessário para viabilizar a interligação do produtor de energia à rede de transmissão, em muitos casos, pode vir a inviabilizar o projeto”.

Para Coelho (2004) as barreiras institucionais e de regulação, envolvem as questões de suporte da ANEEL e do BNDES no esclarecimento das dúvidas referentes à implantação ou expansão de plantas de geração de eletricidade e às dificuldades na questão do *backup* (no caso do setor sucroalcooleiro, a necessidade de energia da rede ocorre, não por ineficiência da unidade, mas por questões climáticas, pois a colheita de cana-de-açúcar deve ser interrompida quando chove por motivos técnicos, para evitar a perda da sacarose).

Quanto às barreiras políticas, os autores acima citados ressaltam que as mesmas devem-se ao argumento muitas vezes utilizado de que a energia proveniente da cogeração não

---

⁷² O autor ressalta que embora as condições de financiamento oferecidas tenham melhorado bastante, trâmites burocráticos, tais como as garantias extras exigidas e a morosidade do processo de liberação de recursos, ainda constituem barreiras ao investimento.

constitui energia “firme”, não sendo considerada a vantagem da oferta durante o período seco, exatamente quando o sistema elétrico das regiões Centro-Oeste e Sudeste apresenta maiores dificuldades.

6.1.1 Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) potenciais para os cenários obtidos

Cada RCE resulta da emissão evitada de uma tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente gerada por meio de projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

De acordo com os resultados do cenário de emissões reduzidas produzido nesta dissertação, foi possível estimar as RCEs potenciais que poderiam ser obtidas nas configurações tecnológicas apresentadas.

A figura 6.1 abaixo apresenta a movimentação financeira das *European Union Allowances (EUAs)*, permissões de emissões negociadas dentro do mercado europeu *EU Emissions Trading Scheme (EU ETS)* e das RCEs ou (*Certified Emissions Reductions – CERs*) secundárias para dezembro de 2008.

Figura 6.1 Variação dos preços de EUAs e CERs (ou RCEs) secundárias⁷³.

Fonte: <<http://www.carbonpositive.net/default.aspx>>. Acesso em 28/10/2008.

O valor estimado para cada *EUA* em 28 de outubro de 2008 é de € 17,63 e para cada RCE secundária é de € 15,20. Este foi o valor utilizado para estimativa das RCEs projetadas para o setor sucroalcooleiro, com base nos resultados obtidos.

⁷³ As RCEs primárias são aquelas originadas e adquiridas diretamente dos desenvolvedores do projeto de redução de emissões. As RCEs secundárias, são aquelas adquiridas de uma empresa que comprou as RCEs primárias de um desenvolvedor de projeto, negociadas nos mercados.

Tabela 6.3 – Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) potenciais

Tecnologia	Combustível	MW médio	Reduções estimadas de emissões (tCO₂e/ano)	Valor obtido em RCE's (€ 15,20/RCE)
40 bar	Bagaço	607	1.404.593	21.349.814
65 bar	Bagaço	1.434	3.319.946	50.463.179
92 bar	Bagaço	1.654	3.830.707	58.226.746
65 bar	Bagaço e palha	2.812	11.230.534	170.704.117
92 bar	Bagaço e palha	3.055	12.199.443	185.431.534

Fonte: cálculos da autora.

Para os cenários aqui desenvolvidos, pode-se verificar o grande potencial de geração de créditos de carbono ou RCEs por meio de projetos de MDL no setor sucroalcooleiro, que podem ser negociados no mercado de carbono internacional.

Os valores obtidos acima são referentes a apenas um ano de geração de excedentes de eletricidade, a partir das tecnologias simuladas, ou seja, se considerarmos o tempo de execução dos projetos de sete anos, os valores chegariam a patamares extraordinários.

Cabe ressaltar, que tais resultados referem-se ao máximo potencial realizável de geração de eletricidade excedente, e demonstram que o atrativo financeiro dos projetos de MDL pode ser considerado um incentivo palpável para o desenvolvimento de tais projetos.

Por fim, apesar das barreiras citadas acima, a produção de eletricidade excedente pode ser vista um bom negócio para os investidores do setor sucroalcooleiro paulista por meio do MDL.

6.2. Cálculo das emissões da queima da cana

Dados recentes da CETESB (2008b) informam que para a safra 2006/2007 a área colhida de cana-de-açúcar foi de 3,242 milhões de hectares. Deste montante, 2,362 hectares possuíam queima autorizada pela SMA, sendo destes efetivamente queimados 2,132 milhões de hectares, representando 65,76% da área colhida. O restante, 34,24% da produção de cana foi colhido sem utilização de queima do canavial.

Sendo assim, das 264.336.825 toneladas de cana-de-açúcar colhidas na safra 2006/2007 foram, 173.827.896,12 toneladas (65,76% do total) foram colhidas com queima do canavial.

Os resultados para as emissões da queima da palha da cana-de-açúcar obtidos para gases de efeito estufa (CO₂ e N₂O), os gases não considerados de efeito estufa CO e NO_x para

a safra 2006/2007 do Estado de São Paulo, segundo os estudos acima apresentados, estão resumidas na tabela 6.6 abaixo:

Tabela 6.4 – Resultados obtidos para emissões de poluentes durante a queimada safra 2006/2007.

Emissões Atmosféricas	Índice Utilizado	SAFRA 2006/2007 (t cana queimada)	Emissões Calculadas SAFRA 2006/2007
CH ₄ e N ₂ O (GEE)	9,0 kg CO ₂ e/tc*	173.827.896,12	1.564.451 tCO ₂ e
NO _x	2,88 kg NO _x /tc**	173.827.896,12	500.624 tNO _x
CO	42,49 kg CO/tc**	173.827.896,12	7.385.947 tCO

(*) Macedo, Verde Leal & Silva (2004); (**) Leme (2005).

Para safra 2007/2008 os resultados preliminares obtidos apresentam área de colheita de 3,79 milhões de hectares de cana-de-açúcar, com área de queima de 2,023 milhões de hectares (62,4% da área queimada) (CETESB, 2008b), cerca de 5% menos do que na safra 2006/2007, o que representa a redução nas emissões gerais de 78.222,55 tCO₂e (não-CO₂), 25.031,20 tNO_x e 369.297,35 tCO.

A figura 6.2 abaixo apresenta os valores comparativos para as safras de 2006/2007 e 2007/2008.

Figura 6.2 Comparativo do método de colheita para o Estado de São Paulo.

Fonte: (CETESB, 2008b).

Quanto ao balanço de emissões da substituição da colheita da cana manual por colheita mecanizada, quase que obrigatória com a eliminação da queima do canavial por

motivos técnicos, dado que a colheita da cana crua praticamente inviabiliza o corte manual, Cerri & Cerri (2007) apresentam os índices apresentados na tabela 6.5 abaixo.

Tabela 6.5 – Balanço de GEE e seqüestro de carbono pelo solo da colheita com queima e sem queima do canavial.

	Colheita com queima kg CO₂e/hectare. ano	Colheita sem queima kg CO₂e/hectare.ano
CO ₂ estocagem no solo	-	-1625
N ₂ O safra e ciclo anual	463	460
CH ₄ safra e ciclo anual	191	-18
TOTAL	654	-1183
Balanço	-1837	

Fonte: Cerri & Cerri, 2007.

Segundo os autores, o balanço de emissões de gases de efeito estufa e seqüestro de carbono no solo, em carbono equivalente, entre a colheita de cana-de-açúcar com queima e sem queima, totaliza 1.837 kg CO₂e/hectare.ano negativos.

Tais resultados mostram que as emissões provenientes da colheita realizada com queima do canavial referem-se majoritariamente ao metano, pois quando não é realizada queima ocorrem absorção e estoque de metano no solo.

Para as emissões provenientes do solo, a realização de queima não interfere significativamente nas emissões de N₂O, que permanecem praticamente inalteradas, mas a queima interfere significativamente no estoque de carbono no solo, o que influencia diretamente o balanço negativo de emissões quando não se realiza queima do canavial.

Calculando as emissões provenientes da queima de 2,023 hectares de cana-de-açúcar que foram queimados na safra 2006/2007 segundo os índices de Cerri & Cerri (2007), o montante de CO₂e emitido atinge 1,39 milhões de toneladas de CO₂e, enquanto que no caso de eliminação da queima da cana na safra mencionada corresponderia às emissões evitadas de 2,52 milhões de tCO₂e.

7. Conclusões e Análise das Perspectivas de Modernização do Setor Sucroalcooleiro do Estado de São Paulo

Por fim, são analisados os resultados dos cenários de geração de energia elétrica excedente pelo setor sucroalcooleiro paulista e de reduções de carbono projetados neste trabalho e também são sugeridos estudos futuros.

7.1. Modernização do setor sucroalcooleiro por meio de projetos de MDL

O trabalho aqui realizado teve por objetivo projetar um cenário de reduções de emissões de CO₂ para setor sucroalcooleiro paulista chamado ideal, que considera total adesão das usinas do Estado aos projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo baseados na geração de energia elétrica renovável por meio da cogeração do bagaço de cana nas usinas, com tecnologias mais eficientes e com a eliminação da queima da cana em todo o Estado.

Assim sendo, pretendeu-se observar o montante de tCO₂e que pode ser gerado no setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo, no caso da adesão total das usinas de cana aos projetos de MDL, tendo-se como base:

- A moagem da safra de 2006/2007;
- A linha de base dos projetos de MDL registrados para o Estado de São Paulo;
- Os parâmetros tecnológicos da Comissão de Bioenergia do Estado de São Paulo para o cálculo de excedentes de eletricidade, e;
- A eliminação total da queima da cana no Estado de São Paulo.

Os resultados obtidos para os cenários tecnológicos propostos nesta dissertação foram os seguintes:

- 1) Redução de 1.404.593 tCO₂e/ano ou geração de 1.404.593 RCEs negociáveis, a partir da geração de 607 MW médios utilizando tecnologia de 40 bar a contrapressão, utilizando somente bagaço;
- 2) Redução de 1.054.564 tCO₂e/ano ou geração de 1.054.564 RCEs negociáveis, a partir da geração de 1.434MW médios utilizando tecnologia de 65 bar a condensação utilizando somente bagaço;

- 3) Redução de 1.216.804 tCO₂e/ano ou geração de 1.216.804 RCEs negociáveis, a partir da geração de 1.654 MW médios utilizando tecnologia de 92 bar a condensação utilizando somente bagaço;
- 4) Redução de 11.230.534 tCO₂e/ano ou geração de 11.230.534 RCEs negociáveis, a partir da geração de 1.654 MW médios utilizando tecnologia de 92 bar a condensação utilizando bagaço e palha;
- 5) Redução de 12.199.443 tCO₂e/ano ou geração de 12.199.443 RCEs negociáveis, a partir da geração de 3.055 MW médios utilizando tecnologia de 92 bar a condensação utilizando bagaço e palha.

Para os últimos dois cenários obtidos, somam-se ainda as emissões evitadas da eliminação da queima da cana-de-açúcar no Estado de São Paulo, que para safra 2006/2007 somaram 2,52 milhões de tCO₂e (negativas).

Assim, as emissões evitadas totais para os patamares tecnológicos de 65 bar e 92 bar utilizando bagaço e palha, resultam em cerca de 13,7 milhões de tCO₂e e 14,7 milhões de tCO₂e respectivamente.

Os resultados obtidos mostram o grande e já reconhecido potencial do setor sucroalcooleiro de geração de excedentes de energia, em caso de aumento de eficiência de caldeiras e turbo-geradores.

Conseqüentemente, tais cenários tecnológicos projetados mostram que se tal aumento da capacidade de geração de energia elétrica se der via projetos de MDL, com exportação de energia para a rede e deslocamento de energia fóssil, o potencial de reduções de emissões de CO₂ equivalente é enorme.

A partir da análise dos 18 projetos aqui considerados, conclui-se que, mesmo diante dos entraves enfrentados pelo setor para geração e comercialização de excedentes de eletricidade que por hora inviabilizam a implementação dos cenários tecnológicos mais eficientes aqui desenvolvidos, por meio dos projetos de MDL tais usinas conseguiram trocar equipamentos e ainda receberão recursos financeiros pelos créditos de carbono gerados.

Os projetos de MDL são incentivos para a modernização das usinas, com a vantagem ambiental de redução das emissões provenientes de combustíveis fósseis na matriz elétrica nacional.

São apenas 20 usinas paulistas que desenvolvem projetos de MDL e possuem contratos de comercialização de eletricidade assinados por no mínimo 10 anos com

distribuidoras locais tais como CPFL, Elektro e Eletropaulo, o que significa apenas 13,24% das usinas que moeram cana na safra 2006/2007 ou 10,98% das usinas em operação na safra 2008/2009.

Ou seja, para a safra 2008/2009 89,02% das usinas sucroalcooleiras paulistas tem potencial de aumentar a capacidade instalada de geração de energia elétrica e implantar projetos de MDL.

Informações do mercado de carbono apontam tendência de valorização do preço pago pelos países desenvolvidos às RCEs, em especial pela proximidade do término do primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto (2008 a 2012)⁷⁴.

Há também a possibilidade de conexão do sistema de registro de créditos de carbono da Comissão Européia ao sistema da ONU⁷⁵, o que garantirá a transferência dos créditos de carbono emitidos dentro do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto para os registros dos estados-membros da União Européia, o que tornará os projetos de MDL ainda mais atrativos.

A expectativa é de que as negociações para o segundo período de compromisso, que se iniciaram em 2005, em Montreal, na reunião COP11/MOP1, cheguem ao fim em 2009, na COP15/MOP5, em Copenhagen, com novas metas para os países desenvolvidos e ações no âmbito da CQNUMC para os países em desenvolvimento, aquecendo o mercado de carbono para um possível segundo período de compromisso.

Assim, espera-se que o setor sucroalcooleiro ganhe conhecimento e experiência no desenvolvimento de projetos de MDL e na venda de créditos de carbono, para que haja contribuição para mitigação da emissão dos gases de efeitos estufa e substituição dos combustíveis fósseis.

As vantagens da geração de energia pelo setor sucroalcooleiro são evidentes, caracterizada pela geração descentralizada que ocorre durante o período de seca, podendo complementar de forma eficiente a geração hidrelétrica, utilizando combustível limpo e renovável, com balanço nulo de carbono, com equipamentos nacionais.

A cana-de-açúcar, que nos últimos anos já se destacava pelo seu crescimento expressivo, alcançou em 2007 um patamar inédito ocupando a segunda posição entre os

---

⁷⁴ Mercado de crédito de carbono em alta. Oliveira, Elizabeth. Jornal do Comércio – RJ/ Clipping Express. Disponível em <http://www.jmalucelliambiental.com.br/index2.php?pag=texto&n_cod=126>. Acesso em: set. 2008.

⁷⁵ O Registro Independente de Transações da Comunidade da União Européia (CITL) e o Registro Internacional de Transações da ONU (ITL) são os sistemas de contabilidade eletrônica que permitem o rastreamento das permissões de carbono das empresas participantes do mercado de carbono.

energéticos mais demandados no ano passado atrás apenas do petróleo e derivados e superando a hidráulica.

Conforme observado neste trabalho, a utilização associada da palha e do bagaço da cana com tecnologias eficientes de 65 bar ou 92 bar possibilita geração de altos índices de energia elétrica excedente, e por consequência grande quantidade de RCEs.

A utilização da palha para cogeração depende da colheita sem queima da cana, o que no Estado de São Paulo já é realidade por força de legislação⁷⁶, devido ao alto grau de emissão de poluentes e impactos ambientais das queimadas.

Os resultados para as emissões da queima da palha da cana, segundo os índices de Macedo, Verde Leal & Silva (2004) e Leme (2005) calculadas para a safra de 2006/2007 apresentam a emissão de 1.564.451 toneladas de CO₂ equivalente considerando os gases de efeito estufa CH₄ e N₂O, a emissão de 500.624 toneladas de NO_x, a emissão de 7.385.947 toneladas CO.

Conclui-se que queima da cana contribui positivamente com a emissão de gases de efeito estufa (não-CO₂) e outros poluentes nocivos ao ambiente, embora a redução das emissões dos GEE provenientes da eliminação das queimadas não possa ser contabilizada dentro de um projeto de MDL por ser objeto de legislação.

Ainda assim, de acordo com os cálculos realizados nesta dissertação, a eliminação das queimadas contribui positivamente para redução da emissão dos GEE no setor sucroalcooleiro paulista por si própria e também na medida em que esta palha pode ser utilizada como matéria prima para geração de energia elétrica e exportação à rede nacional via projetos de MDL.

7.2 Propostas de estudos futuros

A não contabilização das emissões de CO₂ na avaliação do ciclo de vida do etanol, quando se assume que estas são reabsorvidas pelo crescimento do canavial, é uma questão amplamente aceita e utilizada em tais avaliações para balanço de emissões no setor sucroalcooleiro, entretanto, alguns autores levantam algumas questões que merecem estudos aprofundados.

Ripoli & Ripoli (2004, p.27), detalham os cálculos usualmente utilizados para o balanço das emissões emitidas pela queima da cana *versus* absorvidas pelo vegetal: uma

---

⁷⁶Lei Estadual 11.241/2002 estabelece o ano de 2021 para 100% de eliminação da queima para as áreas mecanizáveis e 2031 para as áreas não mecanizáveis. Já o Protocolo Verde estabelece o ano de 2014 para as áreas mecanizáveis e 2017 para as não mecanizáveis.

tonelada de cana queimada libera instantaneamente para a atmosfera de 0,109 a 0,243 toneladas de CO₂, valores que ao serem confrontados com a quantidade absorvida no ciclo vegetativo da cana-de-açúcar (0,561 t CO₂/tc), resultam em um balanço positivo de uma absorção de 3,57 a 5,14 vezes maior de CO₂ do que a liberação ocorrida na queima.

No entanto, para os autores, os cálculos acima mencionados não levam em consideração a emissão de CO₂ vegetal no período noturno⁷⁷, introduzindo um erro no balanço de CO₂ emitido *versus* absorvido. Outra questão mencionada deve-se fato de que a carga poluidora de CO₂ emitida durante a queimada é de alto potencial de impacto, pois se concentra durante seu período de realização, enquanto que a absorção de CO₂ pelo vegetal se faz ao longo de 12 ou 18 meses do ciclo vegetativo da cana-de-açúcar.

Ometto (2005), quando faz referência à grande quantidade de CO₂ emitida no ciclo de vida do etanol, principalmente pela queimada, também ressalta o fato de sua reabsorção durante o crescimento ocorre durante um ano ou um ano e meio, enquanto que a emissão da queimada da palha da cana ocorre em alguns minutos e de forma difusa.

Tais questões devem ser tema de debates e especialmente foco de estudos aprofundados sobre o metabolismo dos vegetais e da cultura da cana-de-açúcar, no sentido de confirmar ou refutar tais dúvidas quanto ao efetivo balanço de emissão e absorção de CO₂ na colheita da cana.

Outra questão que se apresenta na substituição da colheita manual pela colheita mecanizada é o deslocamento de parte dos trabalhadores rurais do campo para a indústria e a necessidade de capacitação destes trabalhadores para operação das máquinas no campo e também na área industrial.

Neste trabalho não foi realizada pesquisa de caráter sócio-econômico desta substituição de método de colheita, a qual se pretende realizar em estudos futuros.

Na projeção realizada neste estudo também não foram estimados os custos de implantação de tais projetos de MDL ou mesmo os custos da modernização do parque de geração de energia das usinas, conforme os cenários propostos para verificação do real investimento necessário, o que constituem, dentre as outras questões levantadas acima, de objeto de estudos futuros necessários.

---

⁷⁷ Durante a fotossíntese, há absorção de gás carbônico e liberação de oxigênio pelo vegetal. O processo respiratório dos vegetais segue o caminho inverso, ou seja, ocorre absorção de oxigênio e liberação de gás carbônico. A fotossíntese e a respiração são processos bioquímicos opostos: durante o dia o processo da fotossíntese é mais intenso do que a respiração do vegetal, e durante o período noturno, como não há luz, cessa a fotossíntese e a liberação de gás carbônico torna-se mais evidente (Ripoli & Ripoli, 2004).

Estudos futuros também devem incluir pesquisas sobre o balanço de carbono das tecnologias em desenvolvimento para utilização da palha para obtenção de álcool combustível, tal como a hidrólise enzimática. Nesta integração o bagaço de cana possui duas utilizações: produção de vapor para geração de energia elétrica (planta de cogeração) e produção direta de álcool (planta de hidrólise) sendo necessário um *trade-off* entre as duas, futuramente.

8. *Anexos*

ANEXO I

40 bar / bagaço

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (40 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
1 Da Barra	7.018.366	6.667.447,70	1.543,39	42.443,24	42,44	21,22	183.354,81	49.139,09
2 São Martinho	6.735.073	6.398.319,35	1.481,09	40.730,04	40,73	20,37	175.953,78	47.155,61
3 Colorado	4.482.502	4.258.376,90	985,74	27.107,72	27,11	13,55	117.105,36	31.384,24
4 Catanduva	3.912.799	3.717.159,05	860,45	23.662,47	23,66	11,83	102.221,87	27.395,46
5 Bonfim	3.814.035	3.623.333,25	838,73	23.065,20	23,07	11,53	99.641,66	26.703,97
6 Costa Pinto	3.682.640	3.498.508,00	809,84	22.270,59	22,27	11,14	96.208,97	25.784,00
7 Bazan	3.517.206	3.341.345,70	773,46	21.270,14	21,27	10,64	91.887,01	24.625,72
8 Santa Cruz - AB	3.277.092	3.113.237,40	720,66	19.818,06	19,82	9,91	85.614,03	22.944,56
9 Destilaria Moreno	3.208.175	3.047.766,25	705,50	19.401,29	19,40	9,70	83.813,57	22.462,04
10 São João - Araras	3.200.443	3.040.420,85	703,80	19.354,53	19,35	9,68	83.611,57	22.407,90
11 São João - SJBV	3.172.390	3.013.770,50	697,63	19.184,88	19,18	9,59	82.878,69	22.211,49
12 Batatais	3.145.525	2.988.248,75	691,72	19.022,42	19,02	9,51	82.176,84	22.023,39
13 Clealco	3.109.100	2.953.645,00	683,71	18.802,14	18,80	9,40	81.225,24	21.768,36
14 Moreno	3.054.152	2.901.444,40	671,63	18.469,84	18,47	9,23	79.789,72	21.383,65
15 Andrade	2.954.189	2.806.479,55	649,65	17.865,32	17,87	8,93	77.178,19	20.683,75
16 Junqueira	2.687.549	2.553.171,55	591,01	16.252,83	16,25	8,13	70.212,22	18.816,87
17 Bela Vista - Pontal	2.658.473	2.525.549,35	584,62	16.076,99	16,08	8,04	69.452,61	18.613,30
18 Santelisa MB	2.606.973	2.476.624,35	573,29	15.765,55	15,77	7,88	68.107,17	18.252,72
19 Maracá	2.606.460	2.476.137,00	573,18	15.762,45	15,76	7,88	68.093,77	18.249,13
20 Iracema	2.541.251	2.414.188,45	558,84	15.368,10	15,37	7,68	66.390,18	17.792,57
21 Guaira	2.370.806	2.252.265,70	521,36	14.337,34	14,34	7,17	61.937,31	16.599,20
22 Rafard	2.345.753	2.228.465,35	515,85	14.185,83	14,19	7,09	61.282,80	16.423,79
23 Nardini	2.308.954	2.193.506,30	507,76	13.963,29	13,96	6,98	60.321,42	16.166,14
24 Campestre	2.268.673	2.155.239,35	498,90	13.719,69	13,72	6,86	59.269,08	15.884,11
25 Zanin	2.246.403	2.134.082,85	494,00	13.585,02	13,59	6,79	58.687,28	15.728,19
26 Santa Rita	2.237.985	2.126.085,75	492,15	13.534,11	13,53	6,77	58.467,36	15.669,25
27 Virácool	2.230.879	2.119.335,05	490,59	13.491,14	13,49	6,75	58.281,71	15.619,50
28 São José da Estiva	2.172.588	2.063.958,60	477,77	13.138,63	13,14	6,57	56.758,86	15.211,37

continua...

continuação

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (40 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
29 Guarani	2.168.037	2.059.635,15	476,77	13.111,10	13,11	6,56	56.639,97	15.179,51
30 Cocal	2.161.405	2.053.334,75	475,31	13.071,00	13,07	6,54	56.466,71	15.133,08
31 São Luiz - Ourinhos	2.157.052	2.049.199,40	474,35	13.044,67	13,04	6,52	56.352,98	15.102,60
32 Companhia Energética São José	2.136.387	2.029.567,65	469,81	12.919,70	12,92	6,46	55.813,11	14.957,91
33 Unialco	2.129.013	2.022.562,35	468,19	12.875,11	12,88	6,44	55.620,46	14.906,28
34 Florálco	2.079.080	1.975.126,00	457,21	12.573,14	12,57	6,29	54.315,97	14.556,68
35 N. Aparecida - Pontal	2.078.429	1.974.507,55	457,06	12.569,20	12,57	6,28	54.298,96	14.552,12
36 Univalem	2.050.657	1.948.124,15	450,95	12.401,25	12,40	6,20	53.573,41	14.357,67
37 São Manoel	2.021.608	1.920.527,60	444,57	12.225,58	12,23	6,11	52.814,51	14.154,29
38 Coimbra - São Carlos	1.943.100	1.845.945,00	427,30	11.750,81	11,75	5,88	50.763,49	13.604,61
39 Diamante - SP	1.926.421	1.830.099,95	423,63	11.649,94	11,65	5,82	50.327,75	13.487,84
40 São Domingos	1.918.586	1.822.656,70	421,91	11.602,56	11,60	5,80	50.123,06	13.432,98
41 Arálco	1.897.023	1.802.171,85	417,17	11.472,16	11,47	5,74	49.559,73	13.282,01
42 Santa Helena - Rio das Pedras	1.881.420	1.787.349,00	413,74	11.377,80	11,38	5,69	49.152,10	13.172,76
43 Ipaussu	1.876.563	1.782.734,85	412,67	11.348,43	11,35	5,67	49.025,21	13.138,76
44 Mandú	1.818.475	1.727.551,25	399,90	10.997,14	11,00	5,50	47.507,66	12.732,05
45 Maringá	1.796.698	1.706.863,10	395,11	10.865,45	10,87	5,43	46.938,74	12.579,58
46 Buriti	1.735.172	1.648.413,40	381,58	10.493,37	10,49	5,25	45.331,37	12.148,81
47 Santa Fé	1.705.737	1.620.450,15	375,10	10.315,37	10,32	5,16	44.562,38	11.942,72
48 Santa Izabel	1.675.949	1.592.151,55	368,55	10.135,22	10,14	5,07	43.784,17	11.734,16
49 Antonio Ruelle	1.637.760	1.555.872,00	360,16	9.904,28	9,90	4,95	42.786,48	11.466,78
50 Ester	1.594.751	1.515.013,45	350,70	9.644,18	9,64	4,82	41.662,87	11.165,65
51 Pitangueiras	1.584.622	1.505.390,90	348,47	9.582,93	9,58	4,79	41.398,25	11.094,73
52 Santa Luiza	1.567.420	1.489.049,00	344,69	9.478,90	9,48	4,74	40.948,85	10.974,29
53 Quatá	1.526.525	1.450.198,75	335,69	9.231,59	9,23	4,62	39.880,47	10.687,96
54 Vertente	1.500.248	1.425.235,60	329,92	9.072,68	9,07	4,54	39.193,98	10.503,99
55 São Francisco - Elias Fausto (Cosan)	1.465.200	1.391.940,00	322,21	8.860,73	8,86	4,43	38.278,35	10.258,60
56 Furlan	1.452.745	1.380.107,75	319,47	8.785,41	8,79	4,39	37.952,96	10.171,39

continua...

continuação

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (40 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
57 Albertina	1.446.780	1.374.441,00	318,16	8.749,34	8,75	4,37	37.797,13	10.129,63
58 Nova União - SP + Santa Lydia	1.379.607	1.310.626,65	303,39	8.343,11	8,34	4,17	36.042,23	9.659,32
59 Pioneiros	1.373.567	1.304.888,65	302,06	8.306,58	8,31	4,15	35.884,44	9.617,03
60 N. S. Aparecida - Itapira	1.363.188	1.295.028,60	299,78	8.243,82	8,24	4,12	35.613,29	9.544,36
61 Jardest (Santelisa Vale)	1.340.477	1.273.453,15	294,78	8.106,47	8,11	4,05	35.019,96	9.385,35
62 São Luiz - Pirassununga	1.340.139	1.273.132,05	294,71	8.104,43	8,10	4,05	35.011,13	9.382,98
63 Santo Alexandre	1.308.950	1.243.502,50	287,85	7.915,81	7,92	3,96	34.196,32	9.164,61
64 Cevasa	1.285.435	1.221.163,25	282,68	7.773,61	7,77	3,89	33.581,99	8.999,97
65 Alcoazul	1.259.133	1.196.176,35	276,89	7.614,55	7,61	3,81	32.894,85	8.815,82
66 Ferrari	1.238.624	1.176.692,80	272,38	7.490,52	7,49	3,75	32.359,05	8.672,23
67 Dois Córregos (Da Barra)	1.204.094	1.143.889,30	264,79	7.281,70	7,28	3,64	31.456,96	8.430,46
68 Agrest	1.203.737	1.143.550,15	264,71	7.279,54	7,28	3,64	31.447,63	8.427,96
69 Gasa	1.192.083	1.132.478,85	262,15	7.209,07	7,21	3,60	31.143,17	8.346,37
70 Generalco	1.180.231	1.121.219,45	259,54	7.137,39	7,14	3,57	30.833,53	8.263,39
71 Benálcool	1.177.221	1.118.359,95	258,88	7.119,19	7,12	3,56	30.754,90	8.242,31
72 Ibirá	1.166.514	1.108.188,30	256,53	7.054,44	7,05	3,53	30.475,18	8.167,35
73 Alcídia	1.131.458	1.074.885,10	248,82	6.842,44	6,84	3,42	29.559,34	7.921,90
74 Petribu Paulista	1.097.345	1.042.477,75	241,31	6.636,14	6,64	3,32	28.668,14	7.683,06
75 Pau D'alto	1.095.889	1.041.094,55	240,99	6.627,34	6,63	3,31	28.630,10	7.672,87
76 Alcoeste	1.085.440	1.031.168,00	238,70	6.564,15	6,56	3,28	28.357,12	7.599,71
77 Bertolo	1.078.836	1.024.894,20	237,24	6.524,21	6,52	3,26	28.184,59	7.553,47
78 Ipiranga	1.074.243	1.020.530,85	236,23	6.496,43	6,50	3,25	28.064,60	7.521,31
79 Paraíso - SP	1.048.649	996.216,55	230,61	6.341,66	6,34	3,17	27.395,96	7.342,12
80 Della Coletta	1.043.746	991.558,70	229,53	6.312,01	6,31	3,16	27.267,86	7.307,79
81 Santa Lúcia	1.041.100	989.045,00	228,95	6.296,00	6,30	3,15	27.198,74	7.289,26
82 Santa Maria	1.039.447	987.474,65	228,58	6.286,01	6,29	3,14	27.155,55	7.277,69
83 Onda Verde (Ex Vale do Rio Turvo)	1.024.647	973.414,65	225,33	6.196,51	6,20	3,10	26.768,90	7.174,07
84 São José - Rio das Pedras	1.021.346	970.278,70	224,60	6.176,54	6,18	3,09	26.682,66	7.150,95

continua...

continuação

	Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (40 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
85	Cerradinho 2	1.002.414	952.293,30	220,44	6.062,05	6,06	3,03	26.188,07	7.018,40
86	Destivale	984.896	935.651,20	216,59	5.956,11	5,96	2,98	25.730,41	6.895,75
87	Tamoio	982.194	933.084,30	215,99	5.939,77	5,94	2,97	25.659,82	6.876,83
88	Bom Retiro	979.796	930.806,20	215,46	5.925,27	5,93	2,96	25.597,17	6.860,04
89	Jose Bonifácio (Virgulino de Oliveira)	959.519	911.543,05	211,01	5.802,65	5,80	2,90	25.067,43	6.718,07
90	Branco Peres (Adalcool)	949.013	901.562,35	208,69	5.739,11	5,74	2,87	24.792,96	6.644,51
91	Energética Ribeiro Preto	935.450	888.677,50	205,71	5.657,09	5,66	2,83	24.438,63	6.549,55
92	Ibéria	922.339	876.222,05	202,83	5.577,80	5,58	2,79	24.096,11	6.457,76
93	Alta Paulista (Ex: Vale Verde)	920.483	874.458,85	202,42	5.566,58	5,57	2,78	24.047,62	6.444,76
94	Parálcool	920.183	874.173,85	202,36	5.564,76	5,56	2,78	24.039,78	6.442,66
95	Mundial (Ex: Alcomira)	878.420	834.499,00	193,17	5.312,20	5,31	2,66	22.948,72	6.150,26
96	Santa Izabel 2 (Usina Fartura)	830.556	789.028,20	182,65	5.022,75	5,02	2,51	21.698,28	5.815,14
97	Diana	817.911	777.015,45	179,86	4.946,28	4,95	2,47	21.367,92	5.726,60
98	Decasa	808.489	768.064,55	177,79	4.889,30	4,89	2,44	21.121,78	5.660,64
99	Destil (Itajobi)	768.784	730.344,80	169,06	4.649,19	4,65	2,32	20.084,48	5.382,64
100	Dacal (Califórnia)	740.779	703.740,05	162,90	4.479,83	4,48	2,24	19.352,85	5.186,56
101	Santa Fani (Ex- Laranja Doce)	700.000	665.000,00	153,94	4.233,22	4,23	2,12	18.287,50	4.901,05
102	Londra	686.797	652.457,15	151,03	4.153,37	4,15	2,08	17.942,57	4.808,61
103	Guaricanga	671.414	637.843,30	147,65	4.060,35	4,06	2,03	17.540,69	4.700,91
104	Santa Rosa	663.660	630.477,00	145,94	4.013,45	4,01	2,01	17.338,12	4.646,62
105	Agro Ind. Oeste Paulista	661.649	628.566,55	145,50	4.001,29	4,00	2,00	17.285,58	4.632,54
106	Vista Alegre	622.273	591.159,35	136,84	3.763,17	3,76	1,88	16.256,88	4.356,84
107	Virálcool 2	598.378	568.459,10	131,59	3.618,66	3,62	1,81	15.632,63	4.189,54
108	Itaiquara	589.784	560.294,80	129,70	3.566,69	3,57	1,78	15.408,11	4.129,37
109	Dracena	561.930	533.833,50	123,57	3.398,25	3,40	1,70	14.680,42	3.934,35
110	Santa Inês - SP	532.467	505.843,65	117,09	3.220,07	3,22	1,61	13.910,70	3.728,07
111	Sanagro - SP (Ex. Porto Velho)	479.647	455.664,65	105,48	2.900,64	2,90	1,45	12.530,78	3.358,25
112	Cocal	466.683	443.348,85	102,63	2.822,24	2,82	1,41	12.192,09	3.267,48

continua...

continuação

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (40 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
113 Pederneiras	442.052	419.949,40	97,21	2.673,29	2,67	1,34	11.548,61	3.095,03
114 Água Bonita	411.702	391.116,90	90,54	2.489,75	2,49	1,24	10.755,71	2.882,53
115 São Francisco - II - Sertãozinho	405.361	385.092,95	89,14	2.451,40	2,45	1,23	10.590,06	2.838,14
116 Grizzo	401.413	381.342,35	88,27	2.427,53	2,43	1,21	10.486,91	2.810,49
117 Iracema - Itai	400.000	380.000,00	87,96	2.418,98	2,42	1,21	10.450,00	2.800,60
118 Irmãos Malosso	384.678	365.444,10	84,59	2.326,32	2,33	1,16	10.049,71	2.693,32
119 Alvorada Do Oeste (Ex-Dalva)	367.444	349.071,80	80,80	2.222,10	2,22	1,11	9.599,47	2.572,66
120 Pyles	264.920	251.674,00	58,26	1.602,09	1,60	0,80	6.921,04	1.854,84
121 Dedine Açúcar e Alcool (Ex. Dulcini)	252.835	240.193,25	55,60	1.529,01	1,53	0,76	6.605,31	1.770,22
122 Lopes Da Silva	246.866	234.522,70	54,29	1.492,91	1,49	0,75	6.449,37	1.728,43
123 Líder (São Pedro)	246.586	234.256,70	54,23	1.491,22	1,49	0,75	6.442,06	1.726,47
124 Continental (Ex: Case - Sertãozinho)	196.876	187.032,20	43,29	1.190,60	1,19	0,60	5.143,39	1.378,43
125 Irmãos Baldin	182.256	173.143,20	40,08	1.102,18	1,10	0,55	4.761,44	1.276,07
126 Destilaria Paranapanema	133.597	126.917,15	29,38	807,92	0,81	0,40	3.490,22	935,38
127 Garota	118.691	112.756,45	26,10	717,78	0,72	0,36	3.100,80	831,02
128 Foltran	100.261	95.247,95	22,05	606,32	0,61	0,30	2.619,32	701,98
129 Córrego Azul	80.000	76.000,00	17,59	483,80	0,48	0,24	2.090,00	560,12
130 Biosauro	24.275	23.061,25	5,34	146,80	0,15	0,07	634,18	169,96
131 Jose Granelli	22.948	21.800,60	5,05	138,78	0,14	0,07	599,52	160,67
TOTAIS	200.613.112	190.582.456	44.116	1.213.199	1.213	607	5.241.018	1.404.593

ANEXO II

65 bar / bagaço

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (65 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
1 Da Barra	7.018.366	6.667.447,70	1.543,39	100.320,39	100,32	50,16	433.384,10	116.146,94
2 São Martinho	6.735.073	6.398.319,35	1.481,09	96.271,01	96,27	48,14	415.890,76	111.458,72
3 Colorado	4.482.502	4.258.376,90	985,74	64.072,80	64,07	32,04	276.794,50	74.180,93
4 Catanduva	3.912.799	3.717.159,05	860,45	55.929,48	55,93	27,96	241.615,34	64.752,91
5 Bonfim	3.814.035	3.623.333,25	838,73	54.517,75	54,52	27,26	235.516,66	63.118,47
6 Costa Pinto	3.682.640	3.498.508,00	809,84	52.639,59	52,64	26,32	227.403,02	60.944,01
7 Bazan	3.517.206	3.341.345,70	773,46	50.274,88	50,27	25,14	217.187,47	58.206,24
8 Santa Cruz - AB	3.277.092	3.113.237,40	720,66	46.842,69	46,84	23,42	202.360,43	54.232,60
9 Destilaria Moreno	3.208.175	3.047.766,25	705,50	45.857,59	45,86	22,93	198.104,81	53.092,09
10 São João - Araras	3.200.443	3.040.420,85	703,80	45.747,07	45,75	22,87	197.627,36	52.964,13
11 São João - SJBV	3.172.390	3.013.770,50	697,63	45.346,08	45,35	22,67	195.895,08	52.499,88
12 Batatais	3.145.525	2.988.248,75	691,72	44.962,08	44,96	22,48	194.236,17	52.055,29
13 Clealco	3.109.100	2.953.645,00	683,71	44.441,42	44,44	22,22	191.986,93	51.452,50
14 Moreno	3.054.152	2.901.444,40	671,63	43.655,99	43,66	21,83	188.593,89	50.543,16
15 Andrade	2.954.189	2.806.479,55	649,65	42.227,12	42,23	21,11	182.421,17	48.888,87
16 Junqueira	2.687.549	2.553.171,55	591,01	38.415,78	38,42	19,21	165.956,15	44.476,25
17 Bela Vista - Pontal	2.658.473	2.525.549,35	584,62	38.000,16	38,00	19,00	164.160,71	43.995,07
18 Santelisa MB	2.606.973	2.476.624,35	573,29	37.264,02	37,26	18,63	160.980,58	43.142,80
19 Maracáí	2.606.460	2.476.137,00	573,18	37.256,69	37,26	18,63	160.948,91	43.134,31
20 Iracema	2.541.251	2.414.188,45	558,84	36.324,59	36,32	18,16	156.922,25	42.055,16
21 Guaíra	2.370.806	2.252.265,70	521,36	33.888,26	33,89	16,94	146.397,27	39.234,47
22 Rafard	2.345.753	2.228.465,35	515,85	33.530,15	33,53	16,77	144.850,25	38.819,87
23 Nardini	2.308.954	2.193.506,30	507,76	33.004,15	33,00	16,50	142.577,91	38.210,88
24 Campestre	2.268.673	2.155.239,35	498,90	32.428,37	32,43	16,21	140.090,56	37.544,27
25 Zanin	2.246.403	2.134.082,85	494,00	32.110,04	32,11	16,06	138.715,39	37.175,72
26 Santa Rita	2.237.985	2.126.085,75	492,15	31.989,72	31,99	15,99	138.195,57	37.036,41
27 Virálcool	2.230.879	2.119.335,05	490,59	31.888,14	31,89	15,94	137.756,78	36.918,82

continua...

continuação

	Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (65 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
28	São José Da Estiva	2.172.588	2.063.958,60	477,77	31.054,93	31,05	15,53	134.157,31	35.954,16
29	Guarani	2.168.037	2.059.635,15	476,77	30.989,88	30,99	15,49	133.876,28	35.878,84
30	Cocal	2.161.405	2.053.334,75	475,31	30.895,08	30,90	15,45	133.466,76	35.769,09
31	São Luiz - Ourinhos	2.157.052	2.049.199,40	474,35	30.832,86	30,83	15,42	133.197,96	35.697,05
32	Companhia Energética São José	2.136.387	2.029.567,65	469,81	30.537,48	30,54	15,27	131.921,90	35.355,07
33	Unialco	2.129.013	2.022.562,35	468,19	30.432,07	30,43	15,22	131.466,55	35.233,04
34	Floralco	2.079.080	1.975.126,00	457,21	29.718,33	29,72	14,86	128.383,19	34.406,69
35	N. Aparecida - Pontal	2.078.429	1.974.507,55	457,06	29.709,03	29,71	14,85	128.342,99	34.395,92
36	Univalem	2.050.657	1.948.124,15	450,95	29.312,05	29,31	14,66	126.628,07	33.936,32
37	São Manoel	2.021.608	1.920.527,60	444,57	28.896,83	28,90	14,45	124.834,29	33.455,59
38	Coimbra - São Carlos	1.943.100	1.845.945,00	427,30	27.774,64	27,77	13,89	119.986,43	32.156,36
39	Diamante - SP	1.926.421	1.830.099,95	423,63	27.536,23	27,54	13,77	118.956,50	31.880,34
40	São Domingos	1.918.586	1.822.656,70	421,91	27.424,23	27,42	13,71	118.472,69	31.750,68
41	Arálco	1.897.023	1.802.171,85	417,17	27.116,01	27,12	13,56	117.141,17	31.393,83
42	Santa Helena - Rio das Pedras	1.881.420	1.787.349,00	413,74	26.892,98	26,89	13,45	116.177,69	31.135,62
43	Ipaussu	1.876.563	1.782.734,85	412,67	26.823,56	26,82	13,41	115.877,77	31.055,24
44	Mandú	1.818.475	1.727.551,25	399,90	25.993,25	25,99	13,00	112.290,83	30.093,94
45	Maringá	1.796.698	1.706.863,10	395,11	25.681,97	25,68	12,84	110.946,10	29.733,56
46	Buriti	1.735.172	1.648.413,40	381,58	24.802,52	24,80	12,40	107.146,87	28.715,36
47	Santa Fé	1.705.737	1.620.450,15	375,10	24.381,77	24,38	12,19	105.329,26	28.228,24
48	Santa Izabel	1.675.949	1.592.151,55	368,55	23.955,98	23,96	11,98	103.489,85	27.735,28
49	Antonio Ruelle	1.637.760	1.555.872,00	360,16	23.410,11	23,41	11,71	101.131,68	27.103,29
50	Ester	1.594.751	1.515.013,45	350,70	22.795,34	22,80	11,40	98.475,87	26.391,53
51	Pitangueiras	1.584.622	1.505.390,90	348,47	22.650,56	22,65	11,33	97.850,41	26.223,91
52	Santa Luiza	1.567.420	1.489.049,00	344,69	22.404,67	22,40	11,20	96.788,19	25.939,23
53	Quatá	1.526.525	1.450.198,75	335,69	21.820,12	21,82	10,91	94.262,92	25.262,46
54	Vertente	1.500.248	1.425.235,60	329,92	21.444,52	21,44	10,72	92.640,31	24.827,60
55	São Francisco - Elias Fausto (Cosan)	1.465.200	1.391.940,00	322,21	20.943,54	20,94	10,47	90.476,10	24.247,59

continua...

continuação

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (65 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
56 Furlan	1.452.745	1.380.107,75	319,47	20.765,51	20,77	10,38	89.707,00	24.041,48
57 Albertina	1.446.780	1.374.441,00	318,16	20.680,25	20,68	10,34	89.338,67	23.942,76
58 Nova União - SP + Santa Lydia (98/99)	1.379.607	1.310.626,65	303,39	19.720,08	19,72	9,86	85.190,73	22.831,12
59 Pioneiros	1.373.567	1.304.888,65	302,06	19.633,74	19,63	9,82	84.817,76	22.731,16
60 N. S. Aparecida - Itapira	1.363.188	1.295.028,60	299,78	19.485,38	19,49	9,74	84.176,86	22.559,40
61 Jardest (Santelisa Vale)	1.340.477	1.273.453,15	294,78	19.160,75	19,16	9,58	82.774,45	22.183,55
62 São Luiz - Pirassununga	1.340.139	1.273.132,05	294,71	19.155,92	19,16	9,58	82.753,58	22.177,96
63 Santo Alexandre	1.308.950	1.243.502,50	287,85	18.710,11	18,71	9,36	80.827,66	21.661,81
64 Cevasa	1.285.435	1.221.163,25	282,68	18.373,98	18,37	9,19	79.375,61	21.272,66
65 Alcoazul	1.259.133	1.196.176,35	276,89	17.998,02	18,00	9,00	77.751,46	20.837,39
66 Ferrari	1.238.624	1.176.692,80	272,38	17.704,87	17,70	8,85	76.485,03	20.497,99
67 Dois Córregos (Da Barra)	1.204.094	1.143.889,30	264,79	17.211,30	17,21	8,61	74.352,80	19.926,55
68 Agrest (Agr. Ind. Espírito Santo Do Turvo)	1.203.737	1.143.550,15	264,71	17.206,19	17,21	8,60	74.330,76	19.920,64
69 Gasa	1.192.083	1.132.478,85	262,15	17.039,61	17,04	8,52	73.611,13	19.727,78
70 Generalco	1.180.231	1.121.219,45	259,54	16.870,20	16,87	8,44	72.879,26	19.531,64
71 Benálcool	1.177.221	1.118.359,95	258,88	16.827,18	16,83	8,41	72.693,40	19.481,83
72 Ibirá	1.166.514	1.108.188,30	256,53	16.674,13	16,67	8,34	72.032,24	19.304,64
73 Alcídia	1.131.458	1.074.885,10	248,82	16.173,04	16,17	8,09	69.867,53	18.724,50
74 Petribu Paulista	1.097.345	1.042.477,75	241,31	15.685,43	15,69	7,84	67.761,05	18.159,96
75 Pau D'alho	1.095.889	1.041.094,55	240,99	15.664,62	15,66	7,83	67.671,15	18.135,87
76 Alcoeste	1.085.440	1.031.168,00	238,70	15.515,26	15,52	7,76	67.025,92	17.962,95
77 Bertolo	1.078.836	1.024.894,20	237,24	15.420,86	15,42	7,71	66.618,12	17.853,66
78 Ipiranga	1.074.243	1.020.530,85	236,23	15.355,21	15,36	7,68	66.334,51	17.777,65
79 Paraíso - SP	1.048.649	996.216,55	230,61	14.989,37	14,99	7,49	64.754,08	17.354,09
80 Della Coletta	1.043.746	991.558,70	229,53	14.919,29	14,92	7,46	64.451,32	17.272,95
81 Santa Lúcia	1.041.100	989.045,00	228,95	14.881,46	14,88	7,44	64.287,93	17.229,16
82 Santa Maria	1.039.447	987.474,65	228,58	14.857,84	14,86	7,43	64.185,85	17.201,81
83 Onda Verde (Ex Vale Do Rio Turvo)	1.024.647	973.414,65	225,33	14.646,29	14,65	7,32	63.271,95	16.956,88
84 São José - Rio Das Pedras	1.021.346	970.278,70	224,60	14.599,10	14,60	7,30	63.068,12	16.902,25

continua..

continuação

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (65 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
85 Cerradinho 2	1.002.414	952.293,30	220,44	14.328,49	14,33	7,16	61.899,06	16.588,95
86 Destivale	984.896	935.651,20	216,59	14.078,09	14,08	7,04	60.817,33	16.299,04
87 Tamoio	982.194	933.084,30	215,99	14.039,46	14,04	7,02	60.650,48	16.254,33
88 Bom Retiro	979.796	930.806,20	215,46	14.005,19	14,01	7,00	60.502,40	16.214,64
89 Jose Bonifácio (Virgulino De Oliveira)	959.519	911.543,05	211,01	13.715,35	13,72	6,86	59.250,30	15.879,08
90 Branco Peres (Adalcool)	949.013	901.562,35	208,69	13.565,17	13,57	6,78	58.601,55	15.705,22
91 Energética Ribeiro Preto (Ex: Galo Bravo)	935.450	888.677,50	205,71	13.371,30	13,37	6,69	57.764,04	15.480,76
92 Ibéria	922.339	876.222,05	202,83	13.183,90	13,18	6,59	56.954,43	15.263,79
93 Alta Paulista (Ex: Vale Verde)	920.483	874.458,85	202,42	13.157,37	13,16	6,58	56.839,83	15.233,07
94 Parálcool	920.183	874.173,85	202,36	13.153,08	13,15	6,58	56.821,30	15.228,11
95 Mundial (Ex: Alcomira)	878.420	834.499,00	193,17	12.556,12	12,56	6,28	54.242,44	14.536,97
96 Santa Izabel 2 (Usina Fatura)	830.556	789.028,20	182,65	11.871,95	11,87	5,94	51.286,83	13.744,87
97 Diana	817.911	777.015,45	179,86	11.691,20	11,69	5,85	50.506,00	13.535,61
98 Decasa	808.489	768.064,55	177,79	11.556,53	11,56	5,78	49.924,20	13.379,68
99 Destil (Itajobi)	768.784	730.344,80	169,06	10.988,98	10,99	5,49	47.472,41	12.722,61
100 Dacal (Califórnia)	740.779	703.740,05	162,90	10.588,68	10,59	5,29	45.743,10	12.259,15
101 Santa Fani (Ex- Laranja Doce)	700.000	665.000,00	153,94	10.005,79	10,01	5,00	43.225,00	11.584,30
102 Londra	686.797	652.457,15	151,03	9.817,06	9,82	4,91	42.409,71	11.365,80
103 Guaricanga	671.414	637.843,30	147,65	9.597,18	9,60	4,80	41.459,81	11.111,23
104 Santa Rosa	663.660	630.477,00	145,94	9.486,34	9,49	4,74	40.981,01	10.982,91
105 Agro Ind. Oeste Paulista (Ex-Aguá Limpa)	661.649	628.566,55	145,50	9.457,60	9,46	4,73	40.856,83	10.949,63
106 Vista Alegre	622.273	591.159,35	136,84	8.894,76	8,89	4,45	38.425,36	10.298,00
107 Virálcool 2	598.378	568.459,10	131,59	8.553,20	8,55	4,28	36.949,84	9.902,56
108 Itaiquara	589.784	560.294,80	129,70	8.430,36	8,43	4,22	36.419,16	9.760,34
109 Dracena	561.930	533.833,50	123,57	8.032,22	8,03	4,02	34.699,18	9.299,38
110 Santa Inês - SP	532.467	505.843,65	117,09	7.611,07	7,61	3,81	32.879,84	8.811,80
111 Sanagro - SP (Ex. Porto Velho)	479.647	455.664,65	105,48	6.856,07	6,86	3,43	29.618,20	7.937,68
112 Cocal	466.683	443.348,85	102,63	6.670,76	6,67	3,34	28.817,68	7.723,14
113 Pederneiras	442.052	419.949,40	97,21	6.318,68	6,32	3,16	27.296,71	7.315,52

continua

continuação

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (65 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
114 Água Bonita	411.702	391.116,90	90,54	5.884,86	5,88	2,94	25.422,60	6.813,26
115 São Francisco - II - Sertãozinho	405.361	385.092,95	89,14	5.794,22	5,79	2,90	25.031,04	6.708,32
116 Grizzo	401.413	381.342,35	88,27	5.737,79	5,74	2,87	24.787,25	6.642,98
117 Iracema - Itai	400.000	380.000,00	87,96	5.717,59	5,72	2,86	24.700,00	6.619,60
118 Irmãos Malosso	384.678	365.444,10	84,59	5.498,58	5,50	2,75	23.753,87	6.366,04
119 Alvorada Do Oeste (Ex-Dalva)	367.444	349.071,80	80,80	5.252,24	5,25	2,63	22.689,67	6.080,83
120 Pyles	264.920	251.674,00	58,26	3.786,76	3,79	1,89	16.358,81	4.384,16
121 Dedine Açúcar e Álcool (Ex. Dulcini)	252.835	240.193,25	55,60	3.614,02	3,61	1,81	15.612,56	4.184,17
122 Lopes da Silva	246.866	234.522,70	54,29	3.528,70	3,53	1,76	15.243,98	4.085,39
123 Líder (São Pedro)	246.586	234.256,70	54,23	3.524,70	3,52	1,76	15.226,69	4.080,75
124 Continental (Ex: Case - Sertãozinho)	196.876	187.032,20	43,29	2.814,14	2,81	1,41	12.157,09	3.258,10
125 Irmãos Baldin	182.256	173.143,20	40,08	2.605,16	2,61	1,30	11.254,31	3.016,15
126 Destilaria Paranapanema	133.597	126.917,15	29,38	1.909,63	1,91	0,95	8.249,61	2.210,90
127 Garota	118.691	112.756,45	26,10	1.696,57	1,70	0,85	7.329,17	1.964,22
128 Foltran	100.261	95.247,95	22,05	1.433,13	1,43	0,72	6.191,12	1.659,22
129 Córrego Azul	80.000	76.000,00	17,59	1.143,52	1,14	0,57	4.940,00	1.323,92
130 Biosauro	24.275	23.061,25	5,34	346,99	0,35	0,17	1.498,98	401,73
131 Jose Granelli	22.948	21.800,60	5,05	328,02	0,33	0,16	1.417,04	379,77
TOTAIS	200.613.112	190.582.456	44.116	2.867.560	2.868	1.434	12.387.860	3.319.946

ANEXO III

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/ hora (tc/h)	kW (92 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
1 Da Barra	7.018.366	6.667.448	1.543,39	115.754,30	115,75	57,88	500.058,58	134.015,70
2 São Martinho	6.735.073	6.398.319	1.481,09	111.081,93	111,08	55,54	479.873,95	128.606,22
3 Colorado	4.482.502	4.258.377	985,74	73.930,15	73,93	36,97	319.378,27	85.593,38
4 Catanduva	3.912.799	3.717.159	860,45	64.534,01	64,53	32,27	278.786,93	74.714,90
5 Bonfim	3.814.035	3.623.333	838,73	62.905,09	62,91	31,45	271.749,99	72.829,00
6 Costa Pinto	3.682.640	3.498.508	809,84	60.737,99	60,74	30,37	262.388,10	70.320,01
7 Bazan	3.517.206	3.341.346	773,46	58.009,47	58,01	29,00	250.600,93	67.161,05
8 Santa Cruz - Ab	3.277.092	3.113.237	720,66	54.049,26	54,05	27,02	233.492,81	62.576,07
9 Destilaria Moreno	3.208.175	3.047.766	705,50	52.912,61	52,91	26,46	228.582,47	61.260,10
10 São João - Araras	3.200.443	3.040.421	703,80	52.785,08	52,79	26,39	228.031,56	61.112,46
11 São João - SJBV	3.172.390	3.013.771	697,63	52.322,40	52,32	26,16	226.032,79	60.576,79
12 Batatais	3.145.525	2.988.249	691,72	51.879,32	51,88	25,94	224.118,66	60.063,80
13 Clealco	3.109.100	2.953.645	683,71	51.278,56	51,28	25,64	221.523,38	59.368,26
14 Moreno	3.054.152	2.901.444	671,63	50.372,30	50,37	25,19	217.608,33	58.319,03
15 Andrade	2.954.189	2.806.480	649,65	48.723,60	48,72	24,36	210.485,97	56.410,24
16 Junqueira	2.687.549	2.553.172	591,01	44.325,89	44,33	22,16	191.487,87	51.318,75
17 Bela Vista - Pontal	2.658.473	2.525.549	584,62	43.846,34	43,85	21,92	189.416,20	50.763,54
18 Santelisa MB	2.606.973	2.476.624	573,29	42.996,95	43,00	21,50	185.746,83	49.780,15
19 Maracaí	2.606.460	2.476.137	573,18	42.988,49	42,99	21,49	185.710,28	49.770,35
20 Iracema	2.541.251	2.414.188	558,84	41.912,99	41,91	20,96	181.064,13	48.525,19
21 Guaira	2.370.806	2.252.266	521,36	39.101,84	39,10	19,55	168.919,93	45.270,54
22 Rafard	2.345.753	2.228.465	515,85	38.688,63	38,69	19,34	167.134,90	44.792,15
23 Nardini	2.308.954	2.193.506	507,76	38.081,71	38,08	19,04	164.512,97	44.089,48
24 Campestre	2.268.673	2.155.239	498,90	37.417,35	37,42	18,71	161.642,95	43.320,31
25 Zanin	2.246.403	2.134.083	494,00	37.050,05	37,05	18,53	160.056,21	42.895,07
26 Santa Rita	2.237.985	2.126.086	492,15	36.911,21	36,91	18,46	159.456,43	42.734,32
27 Virálcool	2.230.879	2.119.335	490,59	36.794,01	36,79	18,40	158.950,13	42.598,63
28 São José da Estiva	2.172.588	2.063.959	477,77	35.832,61	35,83	17,92	154.796,90	41.485,57

continuação

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/ hora (tc/h)	kW (92 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
29 Guarani	2.168.037	2.059.635	476,77	35.757,55	35,76	17,88	154.472,64	41.398,67
30 Cocal	2.161.405	2.053.335	475,31	35.648,17	35,65	17,82	154.000,11	41.272,03
31 São Luiz - Ourinhos	2.157.052	2.049.199	474,35	35.576,38	35,58	17,79	153.689,96	41.188,91
32 Companhia Energética São José	2.136.387	2.029.568	469,81	35.235,55	35,24	17,62	152.217,57	40.794,31
33 Unialco	2.129.013	2.022.562	468,19	35.113,93	35,11	17,56	151.692,18	40.653,50
34 Florálco	2.079.080	1.975.126	457,21	34.290,38	34,29	17,15	148.134,45	39.700,03
35 N. Aparecida - Pontal	2.078.429	1.974.508	457,06	34.279,64	34,28	17,14	148.088,07	39.687,60
36 Univalem	2.050.657	1.948.124	450,95	33.821,60	33,82	16,91	146.109,31	39.157,30
37 São Manoel	2.021.608	1.920.528	444,57	33.342,49	33,34	16,67	144.039,57	38.602,60
38 Coimbra - São Carlos	1.943.100	1.845.945	427,30	32.047,66	32,05	16,02	138.445,88	37.103,49
39 Diamante - SP	1.926.421	1.830.100	423,63	31.772,57	31,77	15,89	137.257,50	36.785,01
40 São Domingos	1.918.586	1.822.657	421,91	31.643,35	31,64	15,82	136.699,25	36.635,40
41 Arálco	1.897.023	1.802.172	417,17	31.287,71	31,29	15,64	135.162,89	36.223,65
42 Santa Helena - Rio das Pedras	1.881.420	1.787.349	413,74	31.030,36	31,03	15,52	134.051,18	35.925,71
43 Ipaussu	1.876.563	1.782.735	412,67	30.950,26	30,95	15,48	133.705,11	35.832,97
44 Mandú	1.818.475	1.727.551	399,90	29.992,21	29,99	15,00	129.566,34	34.723,78
45 Maringá	1.796.698	1.706.863	395,11	29.633,04	29,63	14,82	128.014,73	34.307,95
46 Buriti	1.735.172	1.648.413	381,58	28.618,29	28,62	14,31	123.631,01	33.133,11
47 Santa Fé	1.705.737	1.620.450	375,10	28.132,82	28,13	14,07	121.533,76	32.571,05
48 Santa Izabel	1.675.949	1.592.152	368,55	27.641,52	27,64	13,82	119.411,37	32.002,25
49 Antonio Ruette	1.637.760	1.555.872	360,16	27.011,67	27,01	13,51	116.690,40	31.273,03
50 Ester	1.594.751	1.515.013	350,70	26.302,32	26,30	13,15	113.626,01	30.451,77
51 Pitangueiras	1.584.622	1.505.391	348,47	26.135,26	26,14	13,07	112.904,32	30.258,36
52 Santa Luiza	1.567.420	1.489.049	344,69	25.851,55	25,85	12,93	111.678,68	29.929,88
53 Quatá	1.526.525	1.450.199	335,69	25.177,06	25,18	12,59	108.764,91	29.148,99
54 Vertente	1.500.248	1.425.236	329,92	24.743,67	24,74	12,37	106.892,67	28.647,24
55 São Francisco - Elias Fausto (Cosan)	1.465.200	1.391.940	322,21	24.165,63	24,17	12,08	104.395,50	27.977,99
56 Furlan	1.452.745	1.380.108	319,47	23.960,20	23,96	11,98	103.508,08	27.740,17

continua...

continuação

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/ hora (tc/h)	kW (92 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
57 Albertina	1.446.780	1.374.441	318,16	23.861,82	23,86	11,93	103.083,08	27.626,26
58 Nova União - SP + Santa Lydia (98/99)	1.379.607	1.310.627	303,39	22.753,93	22,75	11,38	98.297,00	26.343,60
59 Pioneiros	1.373.567	1.304.889	302,06	22.654,32	22,65	11,33	97.866,65	26.228,26
60 N. S. Aparecida - Itapira	1.363.188	1.295.029	299,78	22.483,14	22,48	11,24	97.127,15	26.030,07
61 Jardest (Santelisa Vale)	1.340.477	1.273.453	294,78	22.108,56	22,11	11,05	95.508,99	25.596,41
62 São Luiz - Pirassununga	1.340.139	1.273.132	294,71	22.102,99	22,10	11,05	95.484,90	25.589,95
63 Santo Alexandre	1.308.950	1.243.503	287,85	21.588,59	21,59	10,79	93.262,69	24.994,40
64 Cevasa	1.285.435	1.221.163	282,68	21.200,75	21,20	10,60	91.587,24	24.545,38
65 Alcoazul	1.259.133	1.196.176	276,89	20.766,95	20,77	10,38	89.713,23	24.043,14
66 Ferrari	1.238.624	1.176.693	272,38	20.428,69	20,43	10,21	88.251,96	23.651,53
67 Dois Córregos (Da Barra)	1.204.094	1.143.889	264,79	19.859,19	19,86	9,93	85.791,70	22.992,17
68 Agrest	1.203.737	1.143.550	264,71	19.853,30	19,85	9,93	85.766,26	22.985,36
69 Gasa	1.192.083	1.132.479	262,15	19.661,09	19,66	9,83	84.935,91	22.762,82
70 Generalco	1.180.231	1.121.219	259,54	19.465,62	19,47	9,73	84.091,46	22.536,51
71 Benálcool	1.177.221	1.118.360	258,88	19.415,97	19,42	9,71	83.877,00	22.479,03
72 Ibirá	1.166.514	1.108.188	256,53	19.239,38	19,24	9,62	83.114,12	22.274,58
73 Alcídia	1.131.458	1.074.885	248,82	18.661,20	18,66	9,33	80.616,38	21.605,19
74 Petribu Paulista	1.097.345	1.042.478	241,31	18.098,57	18,10	9,05	78.185,83	20.953,80
75 Pau D'alho	1.095.889	1.041.095	240,99	18.074,56	18,07	9,04	78.082,09	20.926,00
76 Alcoeste	1.085.440	1.031.168	238,70	17.902,22	17,90	8,95	77.337,60	20.726,48
77 Bertolo	1.078.836	1.024.894	237,24	17.793,30	17,79	8,90	76.867,07	20.600,37
78 Ipiranga	1.074.243	1.020.531	236,23	17.717,55	17,72	8,86	76.539,81	20.512,67
79 Paraíso - SP	1.048.649	996.217	230,61	17.295,43	17,30	8,65	74.716,24	20.023,95
80 Della Coletta	1.043.746	991.559	229,53	17.214,56	17,21	8,61	74.366,90	19.930,33
81 Santa Lúcia	1.041.100	989.045	228,95	17.170,92	17,17	8,59	74.178,38	19.879,80
82 Santa Maria	1.039.447	987.475	228,58	17.143,66	17,14	8,57	74.060,60	19.848,24
83 Onda Verde (Ex Vale do Rio Turvo)	1.024.647	973.415	225,33	16.899,56	16,90	8,45	73.006,10	19.565,63
84 São José - Rio das Pedras	1.021.346	970.279	224,60	16.845,12	16,85	8,42	72.770,90	19.502,60

continua...

continuação

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/ hora (tc/h)	kW (92 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
85 Cerradinho 2	1.002.414	952.293	220,44	16.532,87	16,53	8,27	71.422,00	19.141,10
86 Destivale	984.896	935.651	216,59	16.243,94	16,24	8,12	70.173,84	18.806,59
87 Tamoio	982.194	933.084	215,99	16.199,38	16,20	8,10	69.981,32	18.754,99
88 Bom Retiro	979.796	930.806	215,46	16.159,83	16,16	8,08	69.810,47	18.709,20
89 Jose Bonifácio (Virgulino de Oliveira)	959.519	911.543	211,01	15.825,40	15,83	7,91	68.365,73	18.322,02
90 Branco Peres (Adalcool)	949.013	901.562	208,69	15.652,12	15,65	7,83	67.617,18	18.121,40
91 Energética Ribeiro Preto (Ex: Galo Bravo)	935.450	888.678	205,71	15.428,43	15,43	7,71	66.650,81	17.862,42
92 Ibéria	922.339	876.222	202,83	15.212,19	15,21	7,61	65.716,65	17.612,06
93 Alta Paulista (Ex: Vale Verde)	920.483	874.459	202,42	15.181,58	15,18	7,59	65.584,41	17.576,62
94 Parálcool	920.183	874.174	202,36	15.176,63	15,18	7,59	65.563,04	17.570,89
95 Mundial (Ex: Alcomira)	878.420	834.499	193,17	14.487,83	14,49	7,24	62.587,43	16.773,43
96 Santa Izabel 2 (Usina Fatura)	830.556	789.028	182,65	13.698,41	13,70	6,85	59.177,11	15.859,47
97 Diana	817.911	777.015	179,86	13.489,85	13,49	6,74	58.276,16	15.618,01
98 Decasa	808.489	768.065	177,79	13.334,45	13,33	6,67	57.604,84	15.438,10
99 Destil (Itajobi)	768.784	730.345	169,06	12.679,60	12,68	6,34	54.775,86	14.679,93
100 Dacal (Califórnia)	740.779	703.740	162,90	12.217,71	12,22	6,11	52.780,50	14.145,18
101 Santa Fani (Ex- Laranja Doce)	700.000	665.000	153,94	11.545,14	11,55	5,77	49.875,00	13.366,50
102 Londra	686.797	652.457	151,03	11.327,38	11,33	5,66	48.934,29	13.114,39
103 Guaricanga	671.414	637.843	147,65	11.073,67	11,07	5,54	47.838,25	12.820,65
104 Santa Rosa	663.660	630.477	145,94	10.945,78	10,95	5,47	47.285,78	12.672,59
105 Agro Ind. Oeste Paulista (Ex-Água Limpa)	661.649	628.567	145,50	10.912,61	10,91	5,46	47.142,49	12.634,19
106 Vista Alegre	622.273	591.159	136,84	10.263,18	10,26	5,13	44.336,95	11.882,30
107 Virálcool 2	598.378	568.459	131,59	9.869,08	9,87	4,93	42.634,43	11.426,03
108 Itaiquara	589.784	560.295	129,70	9.727,34	9,73	4,86	42.022,11	11.261,93
109 Dracena	561.930	533.834	123,57	9.267,94	9,27	4,63	40.037,51	10.730,05
110 Santa Inês - SP	532.467	505.844	117,09	8.782,01	8,78	4,39	37.938,27	10.167,46
111 Sanagro - SP (Ex. Porto Velho)	479.647	455.665	105,48	7.910,84	7,91	3,96	34.174,85	9.158,86
112 Cocal	466.683	443.349	102,63	7.697,03	7,70	3,85	33.251,16	8.911,31

continua...

continuação

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/ hora (tc/h)	kW (92 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
113 Pederneiras	442.052	419.949	97,21	7.290,79	7,29	3,65	31.496,21	8.440,98
114 Água Bonita	411.702	391.117	90,54	6.790,22	6,79	3,40	29.333,77	7.861,45
115 São Francisco - II - Sertãozinho	405.361	385.093	89,14	6.685,64	6,69	3,34	28.881,97	7.740,37
116 Grizzo	401.413	381.342	88,27	6.620,53	6,62	3,31	28.600,68	7.664,98
117 Iracema - Itai	400.000	380.000	87,96	6.597,22	6,60	3,30	28.500,00	7.638,00
118 Irmãos Malosso	384.678	365.444	84,59	6.344,52	6,34	3,17	27.408,31	7.345,43
119 Alvorada do Oeste (Ex-Dalva)	367.444	349.072	80,80	6.060,27	6,06	3,03	26.180,39	7.016,34
120 Pyles	264.920	251.674	58,26	4.369,34	4,37	2,18	18.875,55	5.058,65
121 Dedine Açúcar e Alcool (Ex. Dulcini)	252.835	240.193	55,60	4.170,02	4,17	2,09	18.014,49	4.827,88
122 Lopes da Silva	246.866	234.523	54,29	4.071,57	4,07	2,04	17.589,20	4.713,91
123 Líder (São Pedro)	246.586	234.257	54,23	4.066,96	4,07	2,03	17.569,25	4.708,56
124 Continental (Ex: Case - Sertãozinho)	196.876	187.032	43,29	3.247,09	3,25	1,62	14.027,42	3.759,35
125 Irmãos Baldin	182.256	173.143	40,08	3.005,96	3,01	1,50	12.985,74	3.480,18
126 Destilaria Paranapanema	133.597	126.917	29,38	2.203,42	2,20	1,10	9.518,79	2.551,03
127 Garota	118.691	112.756	26,10	1.957,58	1,96	0,98	8.456,73	2.266,40
128 Foltran	100.261	95.248	22,05	1.653,61	1,65	0,83	7.143,60	1.914,48
129 Córrego Azul	80.000	76.000	17,59	1.319,44	1,32	0,66	5.700,00	1.527,60
130 Biosauro	24.275	23.061	5,34	400,37	0,40	0,20	1.729,59	463,53
131 Jose Granelli	22.948	21.801	5,05	378,48	0,38	0,19	1.635,05	438,19
TOTAIS	200.613.112	190.582.456	44.116	3.308.723	3.309	1.654	14.293.684	3.830.707

ANEXO IV

65 bar / bagaço e palha

	Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (65 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
1	Da Barra	7.018.366	6.667.448	1.543,39	196.782,31	196,78	98,39	1.466.028,21	392.895,56
2	São Martinho	6.735.073	6.398.319	1.481,09	188.839,29	188,84	94,42	1.406.852,68	377.036,52
3	Colorado	4.482.502	4.258.377	985,74	125.681,26	125,68	62,84	1.245.020,42	333.665,47
4	Catanduva	3.912.799	3.717.159	860,45	109.707,82	109,71	54,85	1.147.458,60	307.518,90
5	Bonfim	3.814.035	3.623.333	838,73	106.938,65	106,94	53,47	936.325,41	250.935,21
6	Costa Pinto	3.682.640	3.498.508	809,84	103.254,58	103,25	51,63	926.331,95	248.256,96
7	Bazan	3.517.206	3.341.346	773,46	98.616,11	98,62	49,31	921.663,80	247.005,90
8	Santa Cruz - AB	3.277.092	3.113.237	720,66	91.883,74	91,88	45,94	920.773,74	246.767,36
9	Destilaria Moreno	3.208.175	3.047.766	705,50	89.951,43	89,95	44,98	856.691,10	229.593,21
10	São João - Araras	3.200.443	3.040.421	703,80	89.734,64	89,73	44,87	846.606,78	226.890,62
11	São João - SJBV	3.172.390	3.013.771	697,63	88.948,09	88,95	44,47	817.323,25	219.042,63
12	Batatais	3.145.525	2.988.249	691,72	88.194,84	88,19	44,10	796.692,98	213.513,72
13	Clealco	3.109.100	2.953.645	683,71	87.173,55	87,17	43,59	769.246,59	206.158,09
14	Moreno	3.054.152	2.901.444	671,63	85.632,91	85,63	42,82	736.672,09	197.428,12
15	Andrade	2.954.189	2.806.480	649,65	82.830,13	82,83	41,42	734.689,99	196.896,92
16	Junqueira	2.687.549	2.553.172	591,01	75.354,02	75,35	37,68	724.184,56	194.081,46
17	Bela Vista - Pontal	2.658.473	2.525.549	584,62	74.538,78	74,54	37,27	699.738,80	187.530,00
18	Santelisa MB	2.606.973	2.476.624	573,29	73.094,82	73,09	36,55	684.533,88	183.455,08
19	Maracaí	2.606.460	2.476.137	573,18	73.080,43	73,08	36,54	682.810,59	182.993,24
20	Iracema	2.541.251	2.414.188	558,84	71.252,09	71,25	35,63	670.138,19	179.597,03
21	Guaíra	2.370.806	2.252.266	521,36	66.473,12	66,47	33,24	668.523,09	179.164,19
22	Rafard	2.345.753	2.228.465	515,85	65.770,68	65,77	32,89	662.663,25	177.593,75
23	Nardini	2.308.954	2.193.506	507,76	64.738,90	64,74	32,37	657.051,57	176.089,82
24	Campestre	2.268.673	2.155.239	498,90	63.609,49	63,61	31,80	649.442,95	174.050,71
25	Zanin	2.246.403	2.134.083	494,00	62.985,08	62,99	31,49	637.965,16	170.974,66
26	Santa Rita	2.237.985	2.126.086	492,15	62.749,06	62,75	31,37	617.084,44	165.378,63
27	Virálcool	2.230.879	2.119.335	490,59	62.549,82	62,55	31,27	610.356,47	163.575,53
28	São José da Estiva	2.172.588	2.063.959	477,77	60.915,44	60,92	30,46	609.466,21	163.336,94
29	Guarani	2.168.037	2.059.635	476,77	60.787,84	60,79	30,39	561.387,46	150.451,84

continua...

	Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (65 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO₂e)
30	Cocal	2.161.405	2.053.335	475,31	60.601,89	60,60	30,30	555.313,93	148.824,13
31	São Luiz - Ourinhos	2.157.052	2.049.199	474,35	60.479,84	60,48	30,24	544.556,38	145.941,11
32	Companhia Energética São José	2.136.387	2.029.568	469,81	59.900,43	59,90	29,95	544.449,22	145.912,39
33	Unialco	2.129.013	2.022.562	468,19	59.693,68	59,69	29,85	530.828,07	142.261,92
34	Florálco	2.079.080	1.975.126	457,21	58.293,65	58,29	29,15	495.224,74	132.720,23
35	N. Aparecida - Pontal	2.078.429	1.974.508	457,06	58.275,40	58,28	29,14	489.991,56	131.317,74
36	Univalem	2.050.657	1.948.124	450,95	57.496,72	57,50	28,75	482.304,81	129.257,69
37	São Manoel	2.021.608	1.920.528	444,57	56.682,24	56,68	28,34	473.890,74	127.002,72
38	Coimbra - São Carlos	1.943.100	1.845.945	427,30	54.481,02	54,48	27,24	469.238,88	125.756,02
39	Diamante - SP	1.926.421	1.830.100	423,63	54.013,37	54,01	27,01	467.480,49	125.284,77
40	São Domingos	1.918.586	1.822.657	421,91	53.793,69	53,79	26,90	465.996,15	124.886,97
41	Arálco	1.897.023	1.802.172	417,17	53.189,10	53,19	26,59	457.997,34	122.743,29
42	Santa Helena - Rio das Pedras	1.881.420	1.787.349	413,74	52.751,62	52,75	26,38	453.820,06	121.623,78
43	Ipaussu	1.876.563	1.782.735	412,67	52.615,44	52,62	26,31	452.869,43	121.369,01
44	Mandú	1.818.475	1.727.551	399,90	50.986,76	50,99	25,49	451.484,11	120.997,74
45	Maringá	1.796.698	1.706.863	395,11	50.376,17	50,38	25,19	450.574,83	120.754,06
46	Buriti	1.735.172	1.648.413	381,58	48.651,09	48,65	24,33	446.258,23	119.597,21
47	Santa Fé	1.705.737	1.620.450	375,10	47.825,79	47,83	23,91	444.717,92	119.184,40
48	Santa Izabel	1.675.949	1.592.152	368,55	46.990,58	46,99	23,50	434.287,69	116.389,10
49	Antonio Ruette	1.637.760	1.555.872	360,16	45.919,83	45,92	22,96	434.151,70	116.352,66
50	Ester	1.594.751	1.515.013	350,70	44.713,94	44,71	22,36	428.350,56	114.797,95
51	Pitangueiras	1.584.622	1.505.391	348,47	44.429,94	44,43	22,21	422.282,67	113.171,76
52	Santa Luiza	1.567.420	1.489.049	344,69	43.947,63	43,95	21,97	421.266,45	112.899,41
53	Quatá	1.526.525	1.450.199	335,69	42.801,00	42,80	21,40	405.883,57	108.776,80
54	Vertente	1.500.248	1.425.236	329,92	42.064,25	42,06	21,03	402.399,58	107.843,09
55	São Francisco - Elias Fausto (Cosan)	1.465.200	1.391.940	322,21	41.081,56	41,08	20,54	400.762,97	107.404,48
56	Furlan	1.452.745	1.380.108	319,47	40.732,35	40,73	20,37	396.258,79	106.197,36
57	Albertina	1.446.780	1.374.441	318,16	40.565,10	40,57	20,28	392.999,57	105.323,88
58	Nova União - SP + Santa Lydia	1.379.607	1.310.627	303,39	38.681,69	38,68	19,34	391.985,02	105.051,98

continuação

	Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (65 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
59	Pioneiros	1.373.567	1.304.889	302,06	38.512,34	38,51	19,26	379.851,33	101.800,16
60	N. S. Aparecida - Itapira	1.363.188	1.295.029	299,78	38.221,33	38,22	19,11	375.302,45	100.581,06
61	Jardest (Santelisa Vale)	1.340.477	1.273.453	294,78	37.584,55	37,58	18,79	364.235,75	97.615,18
62	São Luiz - Pirassununga	1.340.139	1.273.132	294,71	37.575,08	37,58	18,79	362.450,62	97.136,77
63	Santo Alexandre	1.308.950	1.243.503	287,85	36.700,59	36,70	18,35	356.302,10	95.488,96
64	Cevasa	1.285.435	1.221.163	282,68	36.041,28	36,04	18,02	350.079,85	93.821,40
65	Alcoazul	1.259.133	1.196.176	276,89	35.303,82	35,30	17,65	342.102,76	91.683,54
66	Ferrari	1.238.624	1.176.693	272,38	34.728,78	34,73	17,36	340.112,09	91.150,04
67	Dois Córregos (Da Barra)	1.204.094	1.143.889	264,79	33.760,62	33,76	16,88	336.345,90	90.140,70
68	Agrest	1.203.737	1.143.550	264,71	33.750,61	33,75	16,88	333.118,84	89.275,85
69	Gasa	1.192.083	1.132.479	262,15	33.423,85	33,42	16,71	331.003,05	88.708,82
70	Generalco	1.180.231	1.121.219	259,54	33.091,55	33,09	16,55	327.409,82	87.745,83
71	Benálcool	1.177.221	1.118.360	258,88	33.007,15	33,01	16,50	318.867,49	85.456,49
72	Ibirá	1.166.514	1.108.188	256,53	32.706,95	32,71	16,35	313.378,63	83.985,47
73	Alcídia	1.131.458	1.074.885	248,82	31.724,04	31,72	15,86	306.057,64	82.023,45
74	Petribu Paulista	1.097.345	1.042.478	241,31	30.767,57	30,77	15,38	303.755,11	81.406,37
75	Pau D'alho	1.095.889	1.041.095	240,99	30.726,75	30,73	15,36	303.455,98	81.326,20
76	Alcoeste	1.085.440	1.031.168	238,70	30.433,78	30,43	15,22	302.209,99	80.992,28
77	Bertolo	1.078.836	1.024.894	237,24	30.248,61	30,25	15,12	288.178,59	77.231,86
78	Ipiranga	1.074.243	1.020.531	236,23	30.119,83	30,12	15,06	286.916,92	76.893,74
79	Paraíso - SP	1.048.649	996.217	230,61	29.402,22	29,40	14,70	284.748,91	76.312,71
80	Della Coletta	1.043.746	991.559	229,53	29.264,75	29,26	14,63	280.004,93	75.041,32
81	Santa Lúcia	1.041.100	989.045	228,95	29.190,56	29,19	14,60	279.934,33	75.022,40
82	Santa Maria	1.039.447	987.475	228,58	29.144,22	29,14	14,57	273.419,43	73.276,41
83	Onda Verde (Ex Vale do Rio Turvo)	1.024.647	973.415	225,33	28.729,25	28,73	14,36	268.507,51	71.960,01
84	São José - Rio das Pedras	1.021.346	970.279	224,60	28.636,70	28,64	14,32	263.013,43	70.487,60
85	Cerradinho 2	1.002.414	952.293	220,44	28.105,88	28,11	14,05	258.729,42	69.339,48
86	Destivale	984.896	935.651	216,59	27.614,71	27,61	13,81	251.516,63	67.406,46
87	Tamoio	982.194	933.084	215,99	27.538,95	27,54	13,77	251.442,06	67.386,47

continua...

continuação

	Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (65 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
88	Bom Retiro	979.796	930.806	215,46	27.471,71	27,47	13,74	249.007,72	66.734,07
89	Jose Bonifácio (Virgulino de Oliveira)	959.519	911.543	211,01	26.903,18	26,90	13,45	246.532,02	66.070,58
90	Branco Peres (Adalcoo)	949.013	901.562	208,69	26.608,61	26,61	13,30	245.903,28	65.902,08
91	Energética Ribeiro Preto (Ex: Galo Bravo)	935.450	888.678	205,71	26.228,33	26,23	13,11	243.666,75	65.302,69
92	Ibéria	922.339	876.222	202,83	25.860,72	25,86	12,93	236.344,09	63.340,22
93	Alta Paulista (Ex: Vale Verde)	920.483	874.459	202,42	25.808,68	25,81	12,90	229.218,41	61.430,54
94	Parálcool	920.183	874.174	202,36	25.800,27	25,80	12,90	228.914,28	61.349,03
95	Mundial (Ex: Alcomira)	878.420	834.499	193,17	24.629,31	24,63	12,31	226.731,64	60.764,08
96	Santa Isabel 2 (Usina Fartura)	830.556	789.028	182,65	23.287,29	23,29	11,64	225.352,17	60.394,38
97	Diana	817.911	777.015	179,86	22.932,75	22,93	11,47	224.392,76	60.137,26
98	Decasa	808.489	768.065	177,79	22.668,57	22,67	11,33	219.046,57	58.704,48
99	Destil (Itajobi)	768.784	730.345	169,06	21.555,32	21,56	10,78	218.022,41	58.430,01
100	Dacal (Califórnia)	740.779	703.740	162,90	20.770,11	20,77	10,39	217.469,70	58.281,88
101	Santa Fani (Ex- Laranja Doce)	700.000	665.000	153,94	19.626,74	19,63	9,81	217.124,42	58.189,34
102	Londra	686.797	652.457	151,03	19.256,55	19,26	9,63	214.032,93	57.360,82
103	Guaricanga	671.414	637.843	147,65	18.825,24	18,83	9,41	213.343,40	57.176,03
104	Santa Rosa	663.660	630.477	145,94	18.607,83	18,61	9,30	209.388,80	56.116,20
105	Agro Ind. Oeste Paulista	661.649	628.567	145,50	18.551,44	18,55	9,28	205.729,56	55.135,52
106	Vista Alegre	622.273	591.159	136,84	17.447,41	17,45	8,72	205.165,15	54.984,26
107	Virálcool 2	598.378	568.459	131,59	16.777,44	16,78	8,39	204.664,25	54.850,02
108	Itaiquara	589.784	560.295	129,70	16.536,48	16,54	8,27	200.428,69	53.714,89
109	Dracena	561.930	533.834	123,57	15.755,50	15,76	7,88	198.234,15	53.126,75
110	Santa Inês - SP	532.467	505.844	117,09	14.929,41	14,93	7,46	195.401,05	52.367,48
111	Sanagro - SP (Ex. Porto Velho)	479.647	455.665	105,48	13.448,44	13,45	6,72	192.662,37	51.633,51
112	Cocal	466.683	443.349	102,63	13.084,95	13,08	6,54	192.274,68	51.529,61
113	Pederneiras	442.052	419.949	97,21	12.394,34	12,39	6,20	192.212,01	51.512,82
114	Água Bonita	411.702	391.117	90,54	11.543,38	11,54	5,77	183.488,37	49.174,88
115	São Francisco - II - Sertãozinho	405.361	385.093	89,14	11.365,59	11,37	5,68	173.490,32	46.495,40
116	Grizzo	401.413	381.342	88,27	11.254,90	11,25	5,63	170.848,97	45.787,52

continua...

continuação

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (65 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
117 Iracema - Itai	400.000	380.000	87,96	11.215,28	11,22	5,61	168.880,86	45.260,07
118 Irmãos Malosso	384.678	365.444	84,59	10.785,68	10,79	5,39	160.587,10	43.037,34
119 Alvorada Do Oeste (Ex-Dalva)	367.444	349.072	80,80	10.302,47	10,30	5,15	159.411,29	42.722,23
120 Pyles	264.920	251.674	58,26	7.427,88	7,43	3,71	154.737,29	41.469,59
121 Dedine Açúcar e Álcool (Ex. Dulcini)	252.835	240.193	55,60	7.089,04	7,09	3,54	146.219,18	39.186,74
122 Lopes da Silva	246.866	234.523	54,29	6.921,68	6,92	3,46	143.461,28	38.447,62
123 Líder (São Pedro)	246.586	234.257	54,23	6.913,83	6,91	3,46	140.248,01	37.586,47
124 Continental (Ex: Case - Sertãozinho)	196.876	187.032	43,29	5.520,05	5,52	2,76	138.628,32	37.152,39
125 Irmãos Baldin	182.256	173.143	40,08	5.110,13	5,11	2,56	138.208,25	37.039,81
126 Destilaria Parapanema	133.597	126.917	29,38	3.745,82	3,75	1,87	129.983,21	34.835,50
127 Garota	118.691	112.756	26,10	3.327,88	3,33	1,66	124.991,92	33.497,83
128 Foltran	100.261	95.248	22,05	2.811,14	2,81	1,41	123.196,76	33.016,73
129 Córrego Azul	80.000	76.000	17,59	2.243,06	2,24	1,12	117.378,49	31.457,44
130 Biosauro	24.275	23.061	5,34	680,63	0,68	0,34	111.224,13	29.808,07
131 Jose Granelli	22.948	21.801	5,05	643,42	0,64	0,32	100.190,85	26.851,15
MOAGEM TOTAL	200.613.112	190.582.456	44.116	5.624.829	5.625	2.812	41.904.979	

ANEXO V

Usina		Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (92 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
1	Da Barra	7.018.366	6.667.448	1.543,39	213.759,61	213,76	106,88	1.592.509,08	426.792,43
2	São Martinho	6.735.073	6.398.319	1.481,09	205.131,30	205,13	102,57	1.528.228,21	409.565,16
3	Colorado	4.482.502	4.258.377	985,74	136.524,35	136,52	68,26	1.352.433,95	362.452,30
4	Catanduva	3.912.799	3.717.159	860,45	119.172,81	119,17	59,59	1.246.455,03	334.049,95
5	Bonfim	3.814.035	3.623.333	838,73	116.164,73	116,16	58,08	1.017.106,42	272.584,52
6	Costa Pinto	3.682.640	3.498.508	809,84	112.162,81	112,16	56,08	1.006.250,79	269.675,21
7	Bazan	3.517.206	3.341.346	773,46	107.124,16	107,12	53,56	1.001.179,89	268.316,21
8	Santa Cruz - Ab	3.277.092	3.113.237	720,66	99.810,97	99,81	49,91	1.000.213,05	268.057,10
9	Destilaria Moreno	3.208.175	3.047.766	705,50	97.711,95	97,71	48,86	930.601,70	249.401,26
10	São João - Araras	3.200.443	3.040.421	703,80	97.476,46	97,48	48,74	919.647,36	246.465,49
11	São João - SJBV	3.172.390	3.013.771	697,63	96.622,04	96,62	48,31	887.837,42	237.940,43
12	Batatais	3.145.525	2.988.249	691,72	95.803,81	95,80	47,90	865.427,28	231.934,51
13	Clealco	3.109.100	2.953.645	683,71	94.694,41	94,69	47,35	835.612,97	223.944,28
14	Moreno	3.054.152	2.901.444	671,63	93.020,84	93,02	46,51	800.228,12	214.461,14
15	Andrade	2.954.189	2.806.480	649,65	89.976,25	89,98	44,99	798.075,01	213.884,10
16	Junqueira	2.687.549	2.553.172	591,01	81.855,15	81,86	40,93	786.663,22	210.825,74
17	Bela Vista - Pontal	2.658.473	2.525.549	584,62	80.969,58	80,97	40,48	760.108,42	203.709,06
18	Santelisa MB	2.606.973	2.476.624	573,29	79.401,04	79,40	39,70	743.591,71	199.282,58
19	Maracaí	2.606.460	2.476.137	573,18	79.385,41	79,39	39,69	741.719,73	198.780,89
20	Iracema	2.541.251	2.414.188	558,84	77.399,33	77,40	38,70	727.954,03	195.091,68
21	Guaíra	2.370.806	2.252.266	521,36	72.208,06	72,21	36,10	726.199,59	194.621,49
22	Rafard	2.345.753	2.228.465	515,85	71.445,01	71,45	35,72	719.834,20	192.915,57
23	Nardini	2.308.954	2.193.506	507,76	70.324,22	70,32	35,16	713.738,37	191.281,88
24	Campestre	2.268.673	2.155.239	498,90	69.097,37	69,10	34,55	705.473,32	189.066,85
25	Zanin	2.246.403	2.134.083	494,00	68.419,09	68,42	34,21	693.005,29	185.725,42
26	Santa Rita	2.237.985	2.126.086	492,15	68.162,70	68,16	34,08	670.323,09	179.646,59
27	Virálcool	2.230.879	2.119.335	490,59	67.946,27	67,95	33,97	663.014,68	177.687,93
28	São José Da Estiva	2.172.588	2.063.959	477,77	66.170,89	66,17	33,09	662.047,61	177.428,76
continua...									

Usina		Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (92 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
29	Guarani	2.168.037	2.059.635	476,77	66.032,28	66,03	33,02	609.820,89	163.432,00
30	Cocal	2.161.405	2.053.335	475,31	65.830,29	65,83	32,92	603.223,37	161.663,86
31	São Luiz - Ourinhos	2.157.052	2.049.199	474,35	65.697,71	65,70	32,85	591.537,71	158.532,11
32	Companhia Energética São José	2.136.387	2.029.568	469,81	65.068,31	65,07	32,53	591.421,31	158.500,91
33	Unialco	2.129.013	2.022.562	468,19	64.843,72	64,84	32,42	576.625,00	154.535,50
34	Florálco	2.079.080	1.975.126	457,21	63.322,91	63,32	31,66	537.950,01	144.170,60
35	N. Aparecida - Pontal	2.078.429	1.974.508	457,06	63.303,08	63,30	31,65	532.265,34	142.647,11
36	Univalem	2.050.657	1.948.124	450,95	62.457,22	62,46	31,23	523.915,43	140.409,33
37	São Manoel	2.021.608	1.920.528	444,57	61.572,47	61,57	30,79	514.775,43	137.959,81
38	Coimbra - São Carlos	1.943.100	1.845.945	427,30	59.181,34	59,18	29,59	509.722,23	136.605,56
39	Diamante - SP	1.926.421	1.830.100	423,63	58.673,34	58,67	29,34	507.812,14	136.093,65
40	São Domingos	1.918.586	1.822.657	421,91	58.434,71	58,43	29,22	506.199,74	135.661,53
41	Arálco	1.897.023	1.802.172	417,17	57.777,96	57,78	28,89	497.510,83	133.332,90
42	Santa Helena - Rio das Pedras	1.881.420	1.787.349	413,74	57.302,74	57,30	28,65	492.973,17	132.116,81
43	Ipaussu	1.876.563	1.782.735	412,67	57.154,81	57,15	28,58	491.940,52	131.840,06
44	Mandú	1.818.475	1.727.551	399,90	55.385,61	55,39	27,69	490.435,68	131.436,76
45	Maringá	1.796.698	1.706.863	395,11	54.722,35	54,72	27,36	489.447,96	131.172,05
46	Buriti	1.735.172	1.648.413	381,58	52.848,44	52,85	26,42	484.758,94	129.915,40
47	Santa Fé	1.705.737	1.620.450	375,10	51.951,93	51,95	25,98	483.085,74	129.466,98
48	Santa Izabel	1.675.949	1.592.152	368,55	51.044,67	51,04	25,52	471.755,64	126.430,51
49	Antonio Ruette	1.637.760	1.555.872	360,16	49.881,54	49,88	24,94	471.607,93	126.390,92
50	Ester	1.594.751	1.515.013	350,70	48.571,61	48,57	24,29	465.306,30	124.702,09
51	Pitangueiras	1.584.622	1.505.391	348,47	48.263,11	48,26	24,13	458.714,91	122.935,59
52	Santa Luiza	1.567.420	1.489.049	344,69	47.739,19	47,74	23,87	457.611,01	122.639,75
53	Quatá	1.526.525	1.450.199	335,69	46.493,64	46,49	23,25	440.900,97	118.161,46
54	Vertente	1.500.248	1.425.236	329,92	45.693,32	45,69	22,85	437.116,41	117.147,20
55	São Francisco - Elias Fausto (Cosan)	1.465.200	1.391.940	322,21	44.625,85	44,63	22,31	435.338,60	116.670,74
56	Furlan	1.452.745	1.380.108	319,47	44.246,51	44,25	22,12	430.445,83	115.359,48
57	Albertina	1.446.780	1.374.441	318,16	44.064,83	44,06	22,03	426.905,41	114.410,65
									continua...

continuação

	Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (92 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
58	Nova União - SP + Santa Lydia (98/99)	1.379.607	1.310.627	303,39	42.018,93	42,02	21,01	425.803,33	114.115,29
59	Pioneiros	1.373.567	1.304.889	302,06	41.834,97	41,83	20,92	412.622,82	110.582,91
60	N. S. Aparecida - Itapira	1.363.188	1.295.029	299,78	41.518,86	41,52	20,76	407.681,49	109.258,64
61	Jardest (Santelisa Vale)	1.340.477	1.273.453	294,78	40.827,14	40,83	20,41	395.660,01	106.036,88
62	São Luiz - Pirassununga	1.340.139	1.273.132	294,71	40.816,85	40,82	20,41	393.720,87	105.517,19
63	Santo Alexandre	1.308.950	1.243.503	287,85	39.866,92	39,87	19,93	387.041,89	103.727,23
64	Cevasa	1.285.435	1.221.163	282,68	39.150,72	39,15	19,58	380.282,82	101.915,80
65	Alcoazul	1.259.133	1.196.176	276,89	38.349,64	38,35	19,17	371.617,51	99.593,49
66	Ferrari	1.238.624	1.176.693	272,38	37.724,99	37,72	18,86	369.455,09	99.013,96
67	Dois Córregos (Da Barra)	1.204.094	1.143.889	264,79	36.673,30	36,67	18,34	365.363,98	97.917,55
68	Agrest (Agr. Ind. Espírito Santo do Turvo)	1.203.737	1.143.550	264,71	36.662,43	36,66	18,33	361.858,51	96.978,08
69	Gasa	1.192.083	1.132.479	262,15	36.307,48	36,31	18,15	359.560,18	96.362,13
70	Generalco	1.180.231	1.121.219	259,54	35.946,50	35,95	17,97	355.656,94	95.316,06
71	Benálcool	1.177.221	1.118.360	258,88	35.854,83	35,85	17,93	346.377,62	92.829,20
72	Ibirá	1.166.514	1.108.188	256,53	35.528,72	35,53	17,76	340.415,21	91.231,28
73	Alcídia	1.131.458	1.074.885	248,82	34.461,02	34,46	17,23	332.462,61	89.099,98
74	Petribu Paulista	1.097.345	1.042.478	241,31	33.422,03	33,42	16,71	329.961,43	88.429,66
75	Pau D'alto	1.095.889	1.041.095	240,99	33.377,68	33,38	16,69	329.636,50	88.342,58
76	Alcoeste	1.085.440	1.031.168	238,70	33.059,44	33,06	16,53	328.283,01	87.979,85
77	Bertolo	1.078.836	1.024.894	237,24	32.858,30	32,86	16,43	313.041,05	83.895,00
78	Ipiranga	1.074.243	1.020.531	236,23	32.718,41	32,72	16,36	311.670,54	83.527,70
79	Paraíso - SP	1.048.649	996.217	230,61	31.938,89	31,94	15,97	309.315,48	82.896,55
80	Della Coletta	1.043.746	991.559	229,53	31.789,56	31,79	15,89	304.162,22	81.515,48
81	Santa Lúcia	1.041.100	989.045	228,95	31.708,97	31,71	15,85	304.085,53	81.494,92
82	Santa Maria	1.039.447	987.475	228,58	31.658,62	31,66	15,83	297.008,56	79.598,29
83	Onda Verde (Ex Vale do Rio Turvo)	1.024.647	973.415	225,33	31.207,85	31,21	15,60	291.672,86	78.168,33
84	São José - Rio das Pedras	1.021.346	970.279	224,60	31.107,31	31,11	15,55	285.704,78	76.568,88
85	Cerradinho 2	1.002.414	952.293	220,44	30.530,70	30,53	15,27	281.051,17	75.321,71
86	Destivale	984.896	935.651	216,59	29.997,15	30,00	15,00	273.216,11	73.221,92

continua...

continuação

	Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (92 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
87	Tamoio	982.194	933.084	215,99	29.914,86	29,91	14,96	273.135,10	73.200,21
88	Bom Retiro	979.796	930.806	215,46	29.841,82	29,84	14,92	270.490,74	72.491,52
89	Jose Bonifácio (Virgulino de Oliveira)	959.519	911.543	211,01	29.224,24	29,22	14,61	267.801,45	71.770,79
90	Branco Peres (Adalcool)	949.013	901.562	208,69	28.904,26	28,90	14,45	267.118,46	71.587,75
91	Energética Ribeiro Preto (Ex: Galo Bravo)	935.450	888.678	205,71	28.491,17	28,49	14,25	264.688,98	70.936,65
92	Ibéria	922.339	876.222	202,83	28.091,84	28,09	14,05	256.734,56	68.804,86
93	Alta Paulista (Ex: Vale Verde)	920.483	874.459	202,42	28.035,31	28,04	14,02	248.994,12	66.730,42
94	Parálcool	920.183	874.174	202,36	28.026,18	28,03	14,01	248.663,75	66.641,88
95	Mundial (Ex: Alcomira)	878.420	834.499	193,17	26.754,19	26,75	13,38	246.292,81	66.006,47
96	Santa Izabel 2 (Usina Fatura)	830.556	789.028	182,65	25.296,39	25,30	12,65	244.794,32	65.604,88
97	Diana	817.911	777.015	179,86	24.911,26	24,91	12,46	243.752,14	65.325,57
98	Decasa	808.489	768.065	177,79	24.624,29	24,62	12,31	237.944,71	63.769,18
99	Destil (Itajobi)	768.784	730.345	169,06	23.414,99	23,41	11,71	236.832,19	63.471,03
100	Dacal (Califórnia)	740.779	703.740	162,90	22.562,04	22,56	11,28	236.231,80	63.310,12
101	Santa Fani (Ex- Laranja Doce)	700.000	665.000	153,94	21.320,02	21,32	10,66	235.856,72	63.209,60
102	Londra	686.797	652.457	151,03	20.917,90	20,92	10,46	232.498,51	62.309,60
103	Guaricanga	671.414	637.843	147,65	20.449,37	20,45	10,22	231.749,50	62.108,86
104	Santa Rosa	663.660	630.477	145,94	20.213,21	20,21	10,11	227.453,71	60.957,59
105	Agro Ind. Oeste Paulista (Ex-Água Limpa)	661.649	628.567	145,50	20.151,96	20,15	10,08	223.478,77	59.892,31
106	Vista Alegre	622.273	591.159	136,84	18.952,68	18,95	9,48	222.865,67	59.728,00
107	Virálcool 2	598.378	568.459	131,59	18.224,90	18,22	9,11	222.321,55	59.582,18
108	Itaiquara	589.784	560.295	129,70	17.963,16	17,96	8,98	217.720,58	58.349,12
109	Dracena	561.930	533.834	123,57	17.114,80	17,11	8,56	215.336,71	57.710,24
110	Santa Inês - SP	532.467	505.844	117,09	16.217,44	16,22	8,11	212.259,18	56.885,46
111	Sanagro - SP (Ex. Porto Velho)	479.647	455.665	105,48	14.608,69	14,61	7,30	209.284,22	56.088,17
112	Cocal	466.683	443.349	102,63	14.213,85	14,21	7,11	208.863,08	55.975,31
113	Pederneiras	442.052	419.949	97,21	13.463,66	13,46	6,73	208.795,01	55.957,06
114	Água Bonita	411.702	391.117	90,54	12.539,28	12,54	6,27	199.318,73	53.417,42
115	São Francisco - II - Sertãozinho	405.361	385.093	89,14	12.346,15	12,35	6,17	188.458,11	50.506,77

continua...

continuação

Usina	Cana moída (t)	95% Cana moída (t)	Tonelada cana/hora (tc/h)	kW (92 bar)	MW (Potência instalada)	MW médio (FC 50%)	Energia (MWh)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
116 Grizzo	401.413	381.342	88,27	12.225,91	12,23	6,11	185.588,88	49.737,82
117 Iracema - Itai	400.000	380.000	87,96	12.182,87	12,18	6,09	183.450,97	49.164,86
118 Irmãos Malosso	384.678	365.444	84,59	11.716,21	11,72	5,86	174.441,67	46.750,37
119 Alvorada do Oeste (Ex-Dalva)	367.444	349.072	80,80	11.191,31	11,19	5,60	173.164,42	46.408,06
120 Pyles	264.920	251.674	58,26	8.068,72	8,07	4,03	168.087,17	45.047,36
121 Dedine Açúcar e Álcool (Ex. Dulcini)	252.835	240.193	55,60	7.700,64	7,70	3,85	158.834,17	42.567,56
122 Lopes da Silva	246.866	234.523	54,29	7.518,84	7,52	3,76	155.838,33	41.764,67
123 Líder (São Pedro)	246.586	234.257	54,23	7.510,31	7,51	3,76	152.347,84	40.829,22
124 Continental (Ex: Case - Sertãozinho)	196.876	187.032	43,29	5.996,29	6,00	3,00	150.588,41	40.357,69
125 Irmãos Baldin	182.256	173.143	40,08	5.551,00	5,55	2,78	150.132,10	40.235,40
126 Destilaria Paranapanema	133.597	126.917	29,38	4.068,99	4,07	2,03	141.197,45	37.840,92
127 Garota	118.691	112.756	26,10	3.614,99	3,61	1,81	135.775,53	36.387,84
128 Foltran	100.261	95.248	22,05	3.053,67	3,05	1,53	133.825,51	35.865,24
129 Córrego Azul	80.000	76.000	17,59	2.436,57	2,44	1,22	127.505,27	34.171,41
130 Biosauro	24.275	23.061	5,34	739,35	0,74	0,37	120.819,94	32.379,74
131 Jose Granelli	22.948	21.801	5,05	698,93	0,70	0,35	108.834,76	29.167,72
MOAGEM TOTAL	200.613.112	190.582.456	44.116	6.110.109	6.110	3.055	45.520.311	105.893,15

9. Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (2005). **Atlas de Energia Elétrica no Brasil**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/EdicaoLivros2005atlas.cfm>>. Acesso em: 29 ago. 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (2006). **Resolução Normativa nº. 235/2006: Estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogradoras de energia e dá outras providências**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>>. Acesso em: 14 abr. 2008.

AGRAWALA, S. (1998). **Context and early origins of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Climatic Change Journal, v.39, n.4, p. 605-620. Ed. Springer Netherlands, 1998.

ANDRADE & CANELLAS CONSULTORIA E ENERGENHARIA (2007). **Geração de eletricidade a partir de biomassa e biogás**. São Paulo, 2007, 58p. Documento preparado para Comissão Especial de Bioenergia do Governo do Estado de São Paulo. Relatório nº. A&C-R-0030/07. São Paulo, 2007.

ASSOCIAÇÃO PAULISTA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA – COGEN (2008). **Educogen, Cogeração de energia**. Disponível em <<http://www.cogensp.com.br/cogensp/cogeral.htm>>. Acesso: 12 mar. 2008.

BALANÇO ENERGÉTICO DO ESTADO DE SÃO PAULO - BEESP (2005). Ano Base: 2004. Secretaria de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento Governo do Estado de São Paulo, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista. São Paulo, 2005. 209p.

BALANÇO ENERGÉTICO DO ESTADO DE SÃO PAULO - BEESP (2006). Ano Base: 2005. Secretaria de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento Governo do Estado de São Paulo, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista. São Paulo, 2005. 214p.

BAUMERT, K. A., HERZOG, T. & PERSHING, J. **Navigating the Numbers: Greenhouse Gas Data and International Climate Policy**, 2005. 122p. World Resources Institute (WRI), USA, 2005. ISBN: 1-56973-599-9. Disponível em: <<http://www.wri.org/publication/navigating-the-numbers>>. Acesso em 24 set. 2008.

BRIGHENTI, Cláudia Rodrigues Faria. **Integração do cogrador de energia do setor sucroalcooleiro com o sistema elétrico**. São Paulo, 2003. 169p. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

BRETANHA, Jorge Ariosto, 2004. **MY/61 - Fundamentos da Engenharia Aeronáutica: Atmosfera, ventos, turbulência e umidade**. Instituto de Engenharia Mecânica – Universidade Federal de Itajubá, 2004. Disponível em <http://www.ganum.unifei.edu.br/MY61/Aula_03.pdf>. Acesso em: jul. 2008.

BRUNINI, O. (2007). **Zoneamento de culturas bioenergéticas no Estado de São Paulo**. 2007. 18p. Artigo em Hypertexto. Publicado em InfoBibos em 23/07/2007. Disponível em <http://www.infobibos.com/Artigos/2007_3/zoneamento/index.htm>. Acesso em: 02 jul. 2008.

CAMPOS, Dinailson Corrêa. (2003). **Potencialidades do sistema de colheita sem queima da cana-de-açúcar para o seqüestro de carbono**. Piracicaba, 2003. 103p. Tese (Doutorado). Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz” da Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2003.

CAPOOR, K. & AMBROSI, P. (2006). **State and trends of the carbon market 2006**. 57p. 05/10/2006. Stand and Trends of Carbon Market Reports, World Bank Carbon Finance Unit. Disponível em <<http://carbonfinance.org/docs/StateoftheCarbonMarket2006.pdf>> Acesso em: 03 jul. 2008.

CARVALHO, H. S. (1992). **Do desenvolvimento (in) suportável à sociedade feliz**. p. 9-48. In: GOLDENBERG, M. Ecologia, Ciência e Política, Rio de Janeiro, 1992.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – CGEE (2005). **Estudo sobre as possibilidades e impactos da produção de grandes quantidades de etanol visando à substituição parcial de gasolina no mundo**. Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

CERRI, C. C. & CERRI, C. E. P. (2007). **Agricultura e aquecimento global**. Centro de Energia Nuclear na Agricultura (CENA/USP) & Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz (ESALQ/USP). Disponível em: <http://www.aquecimento.cnpm.embrapa.br/bibliografia/agr_e_aquec_Cerri_2007.pdf>. Acesso em: nov. 2008.

CHOHFI, Felipe Moreton; DUPAS, F. A.; LORA, Electo Silva. **Balanço, análise de emissão e seqüestro de CO₂ na geração de eletricidade excedente no setor sucro-alcooleiro**. In: V Encontro de Energia no Meio Rural - Agrener, Campinas, 2004.

CLEMENTE, Leonardo (2003). **Avaliação dos resultados financeiros e riscos associados de uma típica usina de co-geração sucroalcooleira**. Curitiba, 2003. 93p. Monografia (Especialização em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica) Universidade Federal do Paraná (UFPA), Curitiba, 2003.

COELHO, S.T.; GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. & GUARDABASSI, P.M. (2005). **Brazilian sugarcane ethanol: Lessons learned**. Delhi, 2005. 43p. In: STAP Workshop on Liquid Biofuels. Delhi, 2005.

COELHO, Suani Teixeira. (1999). **Mecanismos para implementação da Cogeração de Eletricidade a partir de Biomassa – um modelo para o Estado de São Paulo**. São Paulo, 1999. 278p. Tese (Doutorado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL – CETESB (2006). **P4.231 - Dez/2006 Vinhaça: critérios e procedimentos para aplicação no solo agrícola**. Disponível em <http://www.ana.gov.br/SalaImprensa/doc_oficina/Vinha%C3%A7a.pdf>. Acesso em: 19 mai. 2008.

COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL – CETESB (2008a). **Inversão térmica**. Disponível em <<http://www.cetesb.sp.gov.br/Ar/anexo/inversao.htm>>. Acesso em: 02 jun. 2008.

COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL – CETESB (2008b). **Redução da Queima da Palha da Cana-De-Açúcar no Estado De São Paulo**. Disponível em <http://www.cetesb.sp.gov.br/noticentro/2008/03/10_protocolo_apresentacao.pdf>. Acesso em: 29 set. 2008.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA – CSPE (2004). **Usinas termelétricas de pequeno porte no Estado de São Paulo**. São Paulo, 2004. 497p. Governo do Estado de São Paulo, São Paulo, 2004.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO – CONAB (2007). Brasília, 2007. **Acompanhamento da safra brasileira cana-de-açúcar safra 2007/2008 - Segundo Levantamento**, ago. 2007, Brasília, 2007.

CORRÊA, V. N. et al. (2002). **Análises de opções tecnológicas para projetos de cogeração no setor sucroalcooleiro**. Clean Energy and Efficient Energy Program, National Renewable Energy Laboratory. Relatório técnico. Brasília, 2002.

CUNHA, K. B.; LEME, R.M; WALTER, A. **Adicionalidade em Projetos de MDL e a Cogeração no Setor Sucroalcooleiro Brasileiro**. 13p. In: 5º Encontro de Energia no Meio Rural e Geração Distribuída, 2004, Campinas. Anais. Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético, Campinas, 2004.

DOZENA, Edvaldo César (1999). **Poluição atmosférica: uma análise crítica da legislação ambiental aplicada à indústria**. Salvador, 1999. 56p. Monografia (Especialização em Hidráulica e Saneamento). Universidade Federal da Bahia. Salvador, 1999.

ESPARTA, Adelino Ricardo Jacintho. (2008). **Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: a experiência do Mecanismo de Desenvolvimento**

Limpo do protocolo de Quioto e uma visão futura. São Paulo, 2008. 108p. Tese (Doutorado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

ESPARTA, A. R. J.; FERNANDEZ, P.; COSTA, D. F. (2006). **Fator de emissão de gases estufa para o sistema interligado brasileiro.** Rio de Janeiro, 2006, v.11. p.1-9. In: Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro. Anais. SBPE/COPPE-UFRJ / Clube de Engenharia, Rio de Janeiro, 2006.

FARIA, Priscila Vieira & COELHO, José Luís (2007). **Créditos de carbono no Brasil: mecanismos existentes, implementação e negociação na bolsa de mercadorias e futuros.** São Paulo, 2007. 105p. Monografia (Especialização em Gestão Ambiental e Negócios no Setor Energético). Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE/USP). São Paulo, 2007.

FERNANDEZ, P. & BRAGA, R. (2006). **Desenvolvendo um Documento de Concepção de Projeto do setor de Energia.** Capacitação em projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Ecosecurities, 2006. Disponível em <www.cgee.org.br/atividades/redirect.php?idProduto=3350> Acesso em: 21 fev. 2008.

FRONZAGLIA, T. (2007). **Cana-de-açúcar na região de Ribeirão Preto: Análises e indicadores do agronegócio.** v.1. n.3, mar. 2007. Instituto de Economia Agrícola, Secretaria de Agricultura e Abastecimento do Estado de São Paulo. Disponível em <<http://www.iea.sp.gov.br/OUT/verTexto.php?codTexto=8911>>. Acesso em: 14 abr. 2008.

GOLDEMBERG, José e MOREIRA, José Roberto (2005). **Política energética no Brasil.** Estudos Avançados, set./dez. 2005, vol.19, nº. 55, p.215-228. ISSN 0103-4014.

GOLDEMBERG, José. (2007). **Aquecimento Global: a Terra corre perigo?.** Cátedra Memorial da América Latina, Aula Inaugural do Módulo Meio Ambiente. Memorial da América Latina, São Paulo, 13 ago. 2007.

GOLDEMBERG, J.; COELHO, S. T. & GUARDABASSI, P. M. (2008). **The sustainability of ethanol production from sugarcane**. Energy Policy, v.36, p.2086-2097. ELSEVIER, 2008.

GOLDEMBERG, J.; COELHO, S. T. & NIGRO, E. B. F. (2008). Bioenergia no Estado de São Paulo: Situação atual, perspectivas, barreiras e propostas. São Paulo, 2008. No prelo.

GUARDABASSI, Patrícia Maria (2006). **Sustentabilidade da biomassa como fonte de energia perspectivas para países em desenvolvimento**. São Paulo, 2006. 126p. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

GUTIERREZ, M. B. (2007). **O mercado de carbono e o mecanismo de desenvolvimento limpo: a necessidade de um marco regulatório/institucional para o Brasil**. p.271-288. In: SALGADO, L. H. & MOTTA, R. S. (2007). **Regulação e concorrência no Brasil: Governança, incentivos e eficiência**. Rio de Janeiro, 2007, 352p. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). Rio de Janeiro, 2007.

HIGA, Márcio (2003). **Cogeração e Integração Térmica em Usinas de Açúcar e Alcool**. Campinas, 2007. 153p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica), Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

HYDE, E. P. D.; FERREIRA, E.G. & GLASMEYER, S. P. (2005). **Acidentes químicos ampliados: uma proposta para implementação de mecanismos de controles a partir de requisitos legais**. São Paulo, 2005. Disponível em <http://www1.sp.senac.br/hotsites/arquivos_materias/sigas2005/res_02.pdf>. Acesso em: 02 jan. 2008.

INSTITUTO DE ESTUDOS AVANÇADOS DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (IEA-USP), 2008. **Conferência regional sobre mudanças globais: América do sul, Relatório Técnico**. São Paulo, 2008. Disponível em <<http://www.iea.usp.br/iea/artigos/relatorio3confregmudancasglobaisal.pdf>>. Acesso em set. 2008.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE - IPCC (2001). **IPCC Third Assessment Report: Climate Change 2001 – Glossary of terms**. Disponível em <<http://www.ipcc.ch/pdf/glossary/tar-ipcc-terms-en.pdf>>. Acesso em: 12 jun. 2008.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE - IPCC (2004). **Anniversary brochure: 16 years of scientific assessment in support of the climate convention**. Disponível em <<http://www.ipcc.ch/pdf/10th-anniversary/anniversary-brochure.pdf>>. Acesso em: 03 jan. 2008.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE - IPCC (2007). **Graphics Presentations & Speeches. IPCC AR4 Synthesis Report**, Chapter 2, fig. 2-1. Disponível em <<http://www.ipcc.ch/graphics/graphics/syr/fig1-1.jpg>>. Acesso em: 19 jul. 2008.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE - IPCC (2008). **IPCC Glossary**. Disponível em <<http://www.ipcc.ch/pdf/glossary/ipcc-glossary.pdf>>. Acesso em: 03 jan. 2008.

JANK, M. (2007). **A velha cana-de-açúcar**. Ribeirão Preto, 2007. Revista Opiniões Açúcar e Álcool: Fórum sobre o futuro do álcool, out-dez 2007, p.12-16. Editora WDS Ltda. Ribeirão Preto, 2007.

KOLLMUSS, A., ZINK, H. & POLYCARP, C. (2008). **Making sense of the voluntary carbon market: a comparison of carbon offset standards**. 119p. Stockholm Environment Institute US Center. Disponível em <http://www.sei-us.org/wwf_offset_standards_execsum.pdf>. Acesso em: 12 fev. 2008.

LEME, Rodrigo Marcelo (2005). **Estimativa das emissões de poluentes atmosféricos e uso de água na produção de eletricidade com biomassa de cana-de-açúcar**. Campinas, 2005. 144p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

LIMA-E-SILVA, P. P.; GUERRA, A. J. T.; MOUSINHO, P.; BUENO, C.; ALEMIDA, F. G.; MALHEIROS, T.; SOUZA JR, A. B. (2002). **Dicionário Brasileiro de Ciências Ambientais**. Rio de Janeiro, 2002. 251p. Ed. Thex, Rio de Janeiro, 2002.

LOPES, I. V. (2002). **O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL: Guia de orientação**. Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2002, 9p. In: NOGUEIRA, J. L. (2007). **Desenvolvimento limpo e o mercado de carbono**. Conjuntura Internacional, Universidade Pontifícia Católica (PUC), Minas Gerais, 2007.

LORA, B. A.; MONTEIRO, M. B.; ASSUNÇÃO, V. & FRIGERIO R. (2006). **Levantamento georreferenciado da expansão da cultura de cana-de-açúcar no estado de São Paulo**. Centro Nacional de Referência em Biomassa – CENBIO, Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

LUCON, O. (2008). **Aspectos ambientais da cadeia do etanol de cana-de-açúcar**. São Paulo, 2008, 23p. Termo de Referência para o Workshop do Programa de Pesquisa em Políticas Públicas – FAPESP. São Paulo, 2008.

MACEDO, I. C. (2000). **Emissões de gases de efeito estufa e emissões evitadas na produção e utilização de cana-de-açúcar, açúcar e álcool no Brasil: 1990-1994**. Centro de Tecnologia Copersucar (CTC). Piracicaba, São Paulo, 2000.

MACEDO, I. C.; VERDE LEAL, M. R.; DA SILVA, J. E. R. (2004). **Balanço das emissões de gases do efeito estufa na produção e no uso do etanol no Brasil**. São Paulo, Governo do Estado de São Paulo, Secretaria do Meio Ambiente, 2004.

MACEDO, I.; SEABRA, J. E. A.; DA SILVA, J. E. A. R. (2008). **Greenhouse gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: the 2005/2006 averages and a prediction for 2020**. Biomass and Bioenergy, 2008. doi:10.1016/j.biombioe.2007.12.006.

MARTINS, Osvaldo Stella. **Determinação do potencial de seqüestro de carbono nas APPS do município de São Carlos**. São Carlos, 2005. 185p. Tese (Doutorado em Ecologia e Recursos Naturais) – Universidade Federal de São Carlos (UFSCAR), São Carlos, 2005.

MENEGHELLO, Luiz Augusto (2006). **O setor sucroalcooleiro e a utilização da biomassa da cana-de-açúcar como fonte alternativa de energia**. Araraquara, 2006. 116p. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Regional e Meio Ambiente), Centro Universitário de Araraquara (UNIARA), Araraquara, 2006.

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO – MAPA (2008). **Relação das unidades produtoras cadastradas no Departamento da Cana-de-açúcar e Agroenergia**. Brasília, 2008.

MINISTÉRIO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA – MCT (1999). **Comunicação Nacional Inicial**. Coordenação de Pesquisas em Mudanças Globais, Ministério de Ciência e Tecnologia. Brasília, 1999.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA – MCT (2008a). **O Brasil e a Convenção do Clima**. *Website*. Disponível em <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4559.html>>. Acesso em: 29 mai. 2008.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA – MCT (2008b). **Status atual das atividades de projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no Brasil e no mundo**. Última compilação do site da CQNUMC: 23 de janeiro de 2008. Disponível em <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24749.pdf>. Acesso em: 16 abr. 2008.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (2006). **Balanço Energético Nacional 2006: ano base 2005**. Rio de Janeiro, 2006, 188p. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Rio de Janeiro, 2006.

NASTARI, P. (2007). **Cana Avança sobre pastagens no Centro-Sul**. Disponível em <<http://www.ambienteemfoco.com.br/?p=3086>>. Acesso em: 21 abr. 2007.

NISHI, Marcos Hiroshi. **O MDL e o atendimento aos critérios de elegibilidade e indicadores de sustentabilidade por diferentes atividades florestais**. Viçosa, 2003. 80p. Dissertação (Mestrado em Ciência Florestal). Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2003.

NOGUEIRA, L. A .H. & MACEDO, I. C. (2004). **Avaliação da expansão da produção do etanol no Brasil**. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, Ciência, Tecnologia e Inovação - Prospecção Tecnológica Biocombustíveis. Brasília, 2004.

NOGUEIRA, L. A. H. & MARTINS, A. L. S. (1997). **Introdução a Cogeração**. Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Itajubá, 1997. Disponível em <<http://d.scribd.com/docs/pgypnpkdyuok2v6cmjj.pdf>>. Acesso em: 12 jan. 2008.

NÚCLEO DE ASSUNTOS ESTRATÉGICOS DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA – NAE (2007). **Caderno Mudança do Clima**. Disponível em: <<http://www.presidencia.gov.br/secom/nae/Clima2/04b.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2007.

PESSINE, R. T. (2007). **Normas e regulamentos básicos sobre produtor independente de energia elétrica**. Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo. Disponível em <www.energia.usp.br/documentos/RobertoTeixeiraPessine21-09-2007.ppt>. Acesso em: 25 abr. 2008.

PELLEGRINI, Maria Cristina. **Inserção de centrais cogeradoras 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. 149p. Dissertação (Mestrado em Energia), Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

PRADO, Thiago Guilherme Ferreira. **Externalidades do ciclo produtivo da cana-de-açúcar com ênfase na produção de energia elétrica**. São Paulo, 2007. 254p. Dissertação (Mestrado em Energia), Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

ROCHA, M. T. (2008). **COP 11 e COP/MOP 1: o início do fim do Protocolo de Quioto?**. Disponível em

<<http://www.ambientebrasil.com.br/composer.php3?base=./carbono/index.php3&conteudo=./carbono/artigos/artigo2.html>>. Acesso em: 13 abr. 2008.

SALDIVA, P. H.; BRAGA, A. L.; BOHM, G.M.; PEREIRA, L. A. A. (2002). **Poluição Atmosférica e seus Efeitos na Saúde Humana**. Revista da Universidade de São Paulo, CCS, n.51, p.58-71, Disponível em <http://www.cgu.unicamp.br/energia2020/papers/paper_Saldiva.pdf>. Acesso em: 05 dez. 2007.

SÃO PAULO (Estado) (2002). **Lei Estadual 11.241 (2002): dispõe sobre a eliminação gradativa da queima da palha da cana-de-açúcar**. Disponível em <http://sigam.ambiente.sp.gov.br/Sigam2/Repositorio/24/Documentos/Lei%20Estadual_11241_2002.pdf>. Acesso em: 12 abr. 2007.

SECRETARIA DO MEIO AMBIENTE DO ESTADO DE SÃO PAULO – SMA (2008). **Zoneamento Agroambiental para o Setor Sucroalcooleiro do Estado de São Paulo**. Disponível em <<http://www.ambiente.sp.gov.br/zoneamentoagroambientalcana.pdf>>. Acesso em set. 2008.

SOARES, P. A. & ROSSELL, C. E. V. (2004). **O setor sucroalcooleiro e o domínio tecnológico**. Núcleo de Análise Interdisciplinar de políticas Estratégicas da Universidade de São Paulo (NAIPPE), v.2. 25p. Nova Série. São Paulo, 2004.

SOUZA, Zilmar José de. **Geração de energia elétrica excedente no setor sucroalcooleiro: entraves estruturais e custos de transação**. São Carlos, 2003. 279p. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção). Engenharia de Produção da Universidade Federal de São Carlos. São Carlos, 2003.

TOLMASQUIM, M. T. (2007). **A energia renovável (em especial a cana) no Balanço Energético Brasileiro**. Revista Opiniões, abr./jun. 2007. Editora WDS Ltda. Ribeirão Preto, São Paulo, 2007. TORQUATO, S. A. **Cana-de-açúcar Para Indústria: O Quanto Vai**

Precisar Crescer. Instituto de Economia Agrícola do Estado de São Paulo. IEA. Disponível em <<http://www.iesa.sp.gov.br/out/verTexto.php?codTexto=7448>>. Acesso em: 15 jan. 2007.

UNITED NATIONS ENVIRONMENTAL PROGRAM RISØE CENTRE ON ENERGY, CLIMATE AND SUSTAINABLE DEVELOPMENT – UNEP-RISØE (2008). **Clean Development Mechanism Pipeline.** Dinamarca, 2008. Disponível em: <<http://cdmpipeline.org/publications/CDMpipeline.xls>>. Acesso em: 02 fev. 2008.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE – UNFCCC (1992). **Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC).** Nações Unidas, 1992. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/conveng.pdf>>. Acesso em: 26 mai. 2007.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE – UNFCCC (2005a). **Bioenergia Cogeneradora S.A. (“Bioenergia”), Version 11 B, October 14, 2005.** Disponível em <<http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/SDX1HKXMS33F3T424FQ2CMY1SFO50F>>. Acesso em 15 jan. 2008.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE – UNFCCC (2005b). **Colombo Bagasse Cogeneration Project (CBCP), Version 1 B, December 12th, 2005.** Disponível em <<http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/5CI0D5RNP8PAEC3IXR4FU0WJFLGPBY>>. Acesso em 09 jan. 2008.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE – UNFCCC (2005c). **Equipav Bagasse Cogeneration Project (EBCP), Version 2 B, 21/12/2005.** Disponível em <<http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/PL0URYYPVKVZOV8TIW2MI8EG1Y3CBM1>>. Acesso em 14 fev. 2008.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE – UNFCCC (2005c). **Coinbra-Cresciumal Bagasse Cogeneration Project (CCBCP), Version 1 B,**

December 21st, 2005. Disponível em
 <<http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/TJP6VX7FQ6VBDINGLZSTPVJA0F6ES4>>. Acesso em 17 fev. 2008.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE – UNFCCC (2008). *CQNUMC Website*. Disponível em <<http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>>. Acesso em: várias datas.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR – UNICA (2008a). **Estatísticas de produção.** Disponível em
 <<http://www.unica.com.br/userFiles/estatisticas/produção%20centro-sul%203.xls>>. Acesso em: 24 mar. 2008.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR – UNICA (2008b). **Evolução do Mercado de Etanol e o Desenvolvimento Tecnológico Desenvolvimento do Setor Produtivo.** Disponível em < <http://www.unica.com.br/multimedia/apresentacao/>>. Acesso em: 30 ago. 2008.

UNIÃO DOS PRODUTORES DE BIOENERGIA – UDOP (2007). **O Futuro da Bioenergia no Contexto do Agronegócio Brasileiro.** In: I Seminário do Centro-Oeste de Energias Renováveis. Goiânia, 2007. Disponível em
 <<http://www.seplan.go.gov.br/energias/down/apresentacoes/o%20futuro%20da%20bioenergia%20no%20contexto%20do%20agroneg%C3%B3cio%20brasileiro%20-%20udop.pdf>>. Acesso em: 14 jun. 2008.

VERDE LEAL, M. R. L. (2003). **Processos de cogeração: equipamentos, custos e potenciais.** In: Seminário álcool: Potencial gerador de divisas e empregos – BNDES. Agosto, 2003. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/seminario/alcool6.pdf>>. Acesso em: 21 jun. 2008.

VILLANUEVA, Luz Zoraida Dondero. **Uso de gás natural em veículos leves e mecanismo de desenvolvimento limpo no contexto brasileiro.** São Paulo, 2002. 163p. Tese (Doutorado

em Energia). Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia (PIPGE), Universidade de São Paulo (USP). São Paulo, 2002.

WILKINSON, J. & HERRERA, S. (2008). **Subsídios para discussão dos agrocombustíveis no Brasil**. In: Agrocombustíveis e Agricultura Familiar e Camponesa – Subsídios ao debate. Rio de Janeiro, 2008. 141 p. REBRIP / FASE, Rio de Janeiro, 2008.