

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

MESTRADO EM PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

**Estimativa das emissões de poluentes
atmosféricos e uso de água na produção de
eletricidade com biomassa de cana-de-açúcar**

Autor: Rodrigo Marcelo Leme
Orientador: Prof. Dr. Arnaldo César da Silva Walter

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

**Estimativa das emissões de poluentes
atmosféricos e uso de água na produção de
eletricidade com biomassa de cana-de-açúcar**

Autor: Rodrigo Marcelo Leme

Orientador: Prof. Dr. Arnaldo César da Silva Walter

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2005
S.P. – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

L542e Leme, Rodrigo Marcelo
Estimativa das emissões de poluentes atmosféricos e uso de água na produção de eletricidade com biomassa de cana-de-açúcar / Rodrigo Marcelo Leme. --Campinas, SP: [s.n.], 2005.

Orientador: Arnaldo César da Silva Walter
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia da biomassa. 2. Bagaço de cana. 3. Eletricidade. 4. Poluentes. 5. Água – Uso. I. Walter, Arnaldo César da Silva. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Título em Inglês: Estimation of atmospheric emissions and water use in the production of electricity with sugarcane residues

Palavras-chave em Inglês: Biomass energy, Sugarcane bagasse, Electricity, Pollutants e Water use

Área de concentração: Planejamento Energético

Titulação: Mestre em Engenharia Mecânica

Banca examinadora: Arsênio Oswaldo Sevá Filho e Manoel Regis Lima Verde Leal

Data da defesa: 25/02/2005

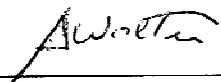
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

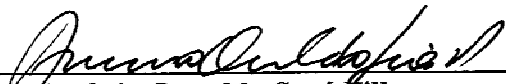
**Estimativa das emissões de poluentes
atmosféricos e uso de água na produção de
eletricidade com biomassa de cana-de-açúcar**

Autor: Rodrigo Marcelo Leme

Orientador: Prof. Dr. Arnaldo César da Silva Walter



**Prof. Dr. Arnaldo Cesar da Silva Walter, Presidente
FEM - Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP**



**Prof. Dr. Arsênio Oswaldo Sevá Filho
FEM - Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP**



**Prof. Dr. Manoel Regis Lima Verde Leal
NIPE – Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético, UNICAMP**

Campinas, 25 de fevereiro de 2005

A meus queridos pais,
José Américo e Azize, dedico.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às quais presto minha homenagem:

À minha família, José Américo, Azize, Fábio e Ana Carolina, pela presença em todos os momentos de minha vida.

À Vanessa, pelos incontáveis fins de semana em que, ao meu lado, os livros foram também sua companhia.

Ao Prof. Arnaldo Walter, meu orientador, que me acolheu na Unicamp e mostrou os caminhos a serem seguidos, sempre com muita solicitude.

E a todos os professores e colegas do departamento, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

*Se podes olhar, vê.
Se podes ver, enxerga.*

(José Saramago)

Resumo

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

O objetivo desta dissertação é avaliar a emissão de gases de efeito estufa, óxidos de nitrogênio e material particulado, o uso e consumo de água e a geração de cinzas, decorrentes do aproveitamento da biomassa residual de cana-de-açúcar – bagaço e palha – como combustível, em especial para produção de eletricidade excedente. Os principais resultados obtidos demonstram que há boas oportunidades de promover a redução das emissões de gases de efeito estufa pelo uso da biomassa como combustível, em especial pela substituição de óleo combustível, em outras atividades econômicas, e também pela geração de eletricidade excedente, para ser exportada para a rede elétrica. O estudo mostra também que o setor é intensivo nas emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado, quando se considera emissões não controladas desses poluentes. Isso faz despertar a atenção quanto à necessidade de monitoramento e controle dessas emissões. Finalmente, o estudo conclui que uso e consumo de água, já bastante intensos na atividade sucroalcooleira, deverão aumentar, caso se concretize a expansão da produção de excedentes através de turbinas de condensação.

Palavras Chave: biomassa, cana-de-açúcar, eletricidade, emissões atmosféricas, uso de água.

Abstract

LEME, Rodrigo Marcelo. *Estimation of atmospheric emissions and water use in the production of electricity with sugarcane residues*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 144 p. Dissertation (Msc.).

The objective of this dissertation is to assess atmospheric emissions of greenhouse gases, nitrogen oxides and particulate matter, water use and consumption and ash generation, due to the use of sugarcane biomass residues – bagasse and trash – as fuel, specially for the production of surplus electricity, in Brazil. The main results obtained show that there are good opportunities of reducing greenhouse gases emissions by using sugarcane residues as fuel, specially in the substitution of fuel oil, in other economic activities, but also in the production of surplus electricity, to be exported to the electricity grid. The study also shows that the sugarcane sector is intensive with regard to atmospheric emissions of nitrogen oxides and particulate matter, when considering non-controlled emissions. It renders monitoring and controlling a very important issue. Finally, the study concludes that water use and consumption, already very important in the sugarcane sector, must increase if the expansion of surplus electricity production takes place by means of condensing turbines.

Key words: biomass, sugarcane, electricity, atmospheric emissions, water use.

Índice

Lista de Figuras	iv
Lista de Tabelas	v
Nomenclatura	vii
1 – Introdução	1
1.1 – Janela de Estudo	4
1.2 – Poluentes e recursos naturais avaliados	6
1.3 – Objetivos específicos	7
1.3.1 – Emissões de gases de efeito estufa	7
1.3.2 – Emissões de óxidos de nitrogênio, uso e consumo de água e geração de cinzas	8
1.4 – Metodologia	9
1.5 – Estrutura da dissertação	9
2 – Agroindústria da Cana-de-Açúcar	11
2.1 – Introdução	11
2.2 – Setor sucroalcooleiro paulista	13
2.3 – Cadeia produtiva da agroindústria sucroalcooleira	16
2.3.1 – Subsistema agrícola	16
2.3.2 – Subsistema industrial	23
2.3.3 – Subsistema de geração de energia	28
2.4 – Produção de eletricidade excedente com biomassa residual de cana-de-açúcar	33
2.4.1 – Definição dos cenários e caracterização quanto a produção de energia	36
2.5 – Principais aspectos ambientais da cadeia produtiva da cana-de-açúcar	44

3 – Mudanças Climáticas e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	49
3.1 – Introdução	49
3.2 – Projeto de MDL e a definição da linha de base	55
3.3 – Linha de base para biomassa residual de cana-de-açúcar	58
3.3.1 – Margem de operação	60
3.3.2 – Margem de construção	63
3.3.3 – Margem combinada	65
4 – Legislação Ambiental	67
4.1 – Introdução	67
4.2 – Licenciamento ambiental	70
4.2.1 – Licenciamento ambiental no Estado de São Paulo	74
4.2.2 – O Decreto Estadual 47.397/02 e a renovação da licença ambiental	76
4.3 – Padrões de qualidade do ar e de emissão de poluentes atmosféricos	78
4.3.1 – Decreto Estadual 48.423/04 e a compensação de emissões	80
4.4 – Padrões de emissão e qualidade, outorga e cobrança pelo uso da água	82
4.5 – Aprovação da disposição de resíduos sólidos	84
5 – Caracterização das emissões atmosféricas, uso e consumo de água e geração de cinzas	86
5.1 - Introdução	86
5.2 – Caracterização das emissões de gases de efeito estufa, óxidos de nitrogênio e material particulado	87
5.2.1 – Queima pré-colheita no campo	89
5.2.2 – Recuperação e transporte da palha	90
5.2.3 – Queima da biomassa nas caldeiras das usinas e destilarias	91
5.2.4 – Queima de óleo combustível em caldeiras	94
5.2.5 – Transporte da biomassa excedente para consumo externo	95
5.2.6 – Emissões do Sistema Interligado Nacional	96
5.3 – Caracterização do uso e consumo de água	104
5.4 – Caracterização da geração de cinzas	107

6 – Resultados	109
6.1 – Emissões de gases de efeito estufa	109
6.2 – Emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado	118
6.3 – Uso e consumo de água	129
6.4 – Geração de cinzas	131
7 – Conclusões e Recomendações	133
Referências Bibliográficas	140

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Subsistema agrícola e seus principais fluxos de matéria e energia.	17
Figura 2.2 – Subsistema industrial e seus principais fluxos de matéria e energia.	24
Figura 2.3 – Subsistema de geração de energia e seus principais fluxos de matéria e energia.	29
Figura 2.4 – Esquema simplificado da geração de energia no cenário de referência.	40
Figura 2.5 – Esquema simplificado da geração de energia no cenário de expansão I.	41
Figura 2.6 – Esquema simplificado da geração de energia no cenário de expansão II.	42
Figura 2.7 – Esquema simplificado da geração de energia no cenário de expansão III.	43
Figura 5.1 – Curva de permanência de carga do subsistema S-SE-CO, em 2002.	100

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Classificação das usinas por moagem na safra.	14
Tabela 2.2 – Classificação dos municípios por moagem na safra e diária.	15
Tabela 2.3 – Cronograma de eliminação da queima pré-colheita da cana-de-açúcar.	21
Tabela 2.4 – Situação da colheita na safra 2002/2003 e custos estimados.	22
Tabela 2.5 – Quadro sinóptico dos cenários propostos.	38
Tabela 5.1 – <i>Global Warming Potential-100</i> .	88
Tabela 5.2 – Fatores de emissão de poluentes atmosféricos da queima pré-colheita da palha.	89
Tabela 5.3 – Fatores de emissão de material particulado da queima pré-colheita da palha.	90
Tabela 5.4 – Fatores de emissão de poluentes atmosféricos da queima de biomassa em caldeiras.	92
Tabela 5.5 – Fatores de emissão de óxidos de nitrogênio e material particulado da queima de bagaço em caldeiras.	93
Tabela 5.6 – Fatores de emissão de poluentes atmosféricos da queima de óleo combustível em caldeiras.	94
Tabela 5.7 – Fatores de emissão para o subsistema S-SE-CO ₂ em 2002.	99
Tabela 5.8 – Índices de uso e consumo de água.	106
Tabela 5.9 – Composição elementar do bagaço de cana, %.	107
Tabela 5.10 – Quadro sinóptico dos fatores e índices identificados.	108

Tabela 6.1 – Quadro sinóptico dos fatores de emissão de gases de efeito estufa.	110
Tabela 6.2 – Quadro comparativo das emissões de gases de efeito estufa nos cenários de uso da biomassa.	114
Tabela 6.3 – Quadro sinóptico dos fatores de emissão não controladas de óxidos de nitrogênio e material particulado.	120
Tabela 6.4 – Estimativa das emissões não controladas de óxidos de nitrogênio e material particulado nos principais municípios produtores paulistas em 2002.	122
Tabela 6.5 – Estimativa das emissões não controladas de óxidos de nitrogênio e material particulado nas principais usinas produtoras paulistas em 2002.	123
Tabela 6.6 – Dados das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado em atividades industriais, para algumas regiões e atividades, no Estado de São Paulo.	125
Tabela 6.7 – Quadro comparativo das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado nos cenários de uso da biomassa.	128

Nomenclatura

tp – toneladas de palha
tb – toneladas de bagaço
tc – toneladas de cana
tv – toneladas de vapor
tOC – toneladas de óleo combustível
tCO₂eq – toneladas de CO₂ equivalente
tNO_x – toneladas de óxidos de nitrogênio
tMP – toneladas de material particulado

kgp – quilogramas de palha
kgb – quilogramas de bagaço
kgc – quilogramas de cana
kgv – quilogramas de vapor
kgOC – quilogramas de óleo combustível
kgCO₂eq – quilogramas de CO₂ equivalente
kgNO_x – quilogramas de óxidos de nitrogênio
kgMP – quilogramas de material particulado

UGRHI – Unidade de Gerenciamento de Recursos Hídricos

Capítulo 1

Introdução

O uso do bagaço de cana-de-açúcar como combustível para produção de energia térmica e eletromecânica é tradicional nas unidades produtoras de açúcar e álcool de todo o mundo. Nas mais de 300 usinas e destilarias brasileiras tal fato não é diferente. Normalmente, as instalações de geração de energia a bagaço de cana são sistemas de cogeração que suprem toda a demanda eletromecânica e térmica das usinas e destilarias, operando em Ciclo Rankine com turbinas a vapor de contrapressão.

Apesar da auto-suficiência no atendimento das demandas térmica e eletromecânica, a produção de energia elétrica excedente, disponível para ser comercializada, é ainda pequena em relação ao potencial que pode ser viabilizado, isso apenas considerando o emprego de tecnologias comerciais de geração. De fato, o quadro parece ser favorável, no médio prazo, aos investimentos visando a expansão da produção de eletricidade excedente a partir da biomassa da cana. A recorrente afirmação de que o parque gerador brasileiro deve ser diversificado é uma prova disso.

Adicionalmente, as restrições legais à prática da queima pré-colheita dos canaviais fará aumentar em muito a disponibilidade de biomassa, nesse caso as pontas e folhas da cana-de-açúcar, ou palha. Esse aumento de disponibilidade deverá contribuir para a expansão da produção de eletricidade excedente no setor. Estima-se que a energia total associada à palha seja equivalente à do bagaço. Some-se a isso, o fato de que tecnologias mais eficientes de

aproveitamento da biomassa como combustível possam ser empregadas, o que pode fazer com que o potencial total de produção de energia elétrica aumente ainda mais.

Outro fator que incentiva a utilização da biomassa como fonte de energia é a crescente preocupação quanto ao fenômeno das mudanças climáticas, ao que tudo indica, causado pela emissão de certos poluentes, conhecidos por gases de efeito estufa. A mobilização política internacional em torno dessa questão têm promovido a criação de políticas e mecanismos de fomento das chamadas tecnologias mais limpas no que diz respeito à emissão desses gases, o que inclui a energia de biomassa. Destacam-se os acordos internacionais no âmbito da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas e o Protocolo de Quioto, recentemente ratificado.

Enfim, o quadro favorável à expansão da produção de excedentes de eletricidade no setor sucroalcooleiro faz despertar questões acerca dos fatores condicionantes à sua viabilização. Dentre eles, cabe destacar a emissão de poluentes e a demanda por recursos naturais. Recentemente, em virtude da mobilização crescente da sociedade civil organizada, a chamada questão ambiental tem se tornado cada vez mais relevante nos processos de implantação de empreendimentos e definição de políticas públicas, inclusive no setor de geração de energia. A legislação ambiental tem sido modernizada e importantes avanços, conquistados.

Assim, num quadro favorável à expansão da produção de excedentes de eletricidade com biomassa residual de cana-de-açúcar (palha e bagaço), vale discutir alguns aspectos relevantes do ponto de vista ambiental para a viabilização dessa expansão. Nesse sentido, o objetivo desta dissertação é avaliar a emissão de gases de efeito estufa, óxidos de nitrogênio e material particulado, o uso e consumo de água e a geração de cinzas decorrentes do aproveitamento da biomassa residual de cana-de-açúcar – bagaço e palha – como combustível, em especial para produção de eletricidade excedente.

A avaliação leva em consideração algumas políticas ambientais relevantes a cada um dos aspectos estudados, a saber, o Protocolo de Quioto e seu Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

(MDL) e a legislação de caráter nacional e estadual que trata do gerenciamento da qualidade do ar e poluição atmosférica, dos recursos hídricos e da poluição dos solos.

É preciso esclarecer que o objetivo desta dissertação não é avaliar impactos ambientais. O Art. 1º da Resolução CONAMA 1/86, define:

(...) considera-se impacto ambiental qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetam: I – a saúde, a segurança e o bem-estar da população; II – as atividades sociais e econômicas; III – a biota; IV – as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente; V – a qualidade dos recursos ambientais.

De fato, apesar de modernamente esse conceito ser central no tratamento da questão ambiental, o que se faz aqui não é avaliar impactos ambientais, mas estimar emissões de poluentes, consumo de recursos hídricos e geração de cinzas, decorrentes do uso da biomassa de cana para geração de energia, de forma que se possa compará-los com outras alternativas e avaliá-los, à luz da legislação ambiental relevante. Com isso, o objeto de estudo aqui são as emissões de alguns poluentes e não o efeito que tais emissões possam causar ao meio. Ou ainda, não será avaliado o impacto na disponibilidade e qualidade de recursos hídricos, mas apenas a magnitude do uso e consumo desses recursos.

Assim, a dissertação não tem como objetivo realizar qualquer tipo de Avaliação de Impacto Ambiental do uso da biomassa residual de cana-de-açúcar como combustível, seja um Estudo de Impacto Ambiental, uma Avaliação Ambiental Estratégica ou uma Análise do Ciclo de Vida. Há, contudo, inspiração na metodologia da Análise do Ciclo de Vida, porém com resultados mais modestos. Restringe-se apenas à fase de operação das atividades incluídas na janela de estudo, ficando de fora, por exemplo, a fabricação de equipamentos, a construção do empreendimento, desmantelamento, etc.

1.1 – Janela de estudo

O estudo da chamada questão ambiental, que inclui a emissão de poluentes e consumo de recursos naturais, deve estar sempre pautado pela definição clara da janela de estudo do sistema estudado, que inclui sua fronteira geográfica, a partir das quais se caracteriza o meio afetado, e a fronteira termodinâmica, fundamental para a determinação dos fluxos de massa e energia envolvidos.

O ponto de vista adotado neste trabalho, e que justifica a definição da janela de estudo, é que o bagaço e a palha são resíduos do processo de fabricação de açúcar e álcool. Sua geração é resultado natural e inevitável da cadeia produtiva da cana-de-açúcar, cujo objetivo primordial é a produção de açúcar e álcool. E isso independe do uso final que se fará dessa biomassa, seja na geração de energia, seja para outros fins.

Por essa razão, adota-se o ponto de vista de que não se deve atribuir, quer ao bagaço, quer à palha, quaisquer emissões de poluentes ou demanda de recursos naturais provenientes da cadeia produtiva do setor. Bagaço e palha estão disponíveis a custo ambiental zero. Isso quer dizer que a eles não deve ser atribuída, por exemplo, a poluição resultante da aplicação de agroquímicos na fase de cultivo da cana, as emissões do transporte da cana às usinas ou o consumo de água necessário à fabricação de açúcar e álcool. Isso vale também para a energia produzida a partir dessa biomassa residual.

Assim, pertencem à janela de estudo somente as atividades relacionadas diretamente à disponibilização de bagaço e palha como combustível, à produção de energia com bagaço e palha e às alternativas de atendimento das demandas de energia.

Isso inclui, no caso da disponibilização da palha, a queima pré-colheita e sua recuperação e transporte até a usina. No caso da disponibilização do bagaço, assume-se que não há qualquer atividade necessária à sua disponibilização para uso como combustível, visto que ele é gerado dentro da própria usina, estando prontamente disponível para ser utilizado nas caldeiras. E, no

caso de uso de biomassa excedente como combustível fora das usinas, deve-se contabilizar também as emissões de seu transporte até o centro consumidor.

Igualmente devem ser incluídas as atividades associadas diretamente à produção de energia com bagaço e palha. Isto é, a queima da biomassa na caldeira e a condensação do vapor necessário à produção de eletricidade excedente.

E, por fim, as alternativas de atendimento das demandas de energia, ou seja, a operação e expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN), que é alternativa à eletricidade gerada com biomassa, e o uso de óleo combustível em caldeiras, que pode ser substituído pela biomassa excedente.

Quanto a esse último grupo de atividades, deve-se esclarecer que as usinas e destilarias do setor produzem normalmente excedentes de bagaço, mesmo depois do atendimento de suas demandas de energia eletromecânica e térmica. Esse excedente de bagaço pode ser vendido para outras empresas para ser usado como combustível. Um dos casos possíveis é a substituição de óleo combustível. Apesar de não ser única, essa situação será escolhida como referência neste trabalho. No que diz respeito à eletricidade gerada com a biomassa, a hipótese mais provável é a substituição daquela disponível no Sistema Interligado Nacional, uma vez que as centrais a biomassa de cana estão usualmente conectadas à rede.

Um processo importante levado em consideração nas análises é o crescimento da biomassa no campo. Na verdade, a hipótese assumida aqui é de que a biomassa residual de cana-de-açúcar é disponibilizada a partir de ciclo renovável, em que as emissões de dióxido de carbono decorrentes da queima da biomassa são integralmente absorvidas durante o crescimento do canavial, sem qualquer emissão não balanceada desse gás que se possa atribuir ao bagaço ou à palha.

1.2 – Poluentes e recursos naturais avaliados

Apesar de serem diversos os aspectos ambientais associados às centrais termelétricas a biomassa, neste trabalho são avaliadas apenas as emissões atmosféricas de gases de efeito estufa, óxidos de nitrogênio e material particulado, o uso e consumo de água e a geração de cinzas. O principal motivo para essa escolha particular é a atenção que geralmente tais aspectos têm merecido no tratamento da geração termelétrica.

A Secretaria de Qualidade Ambiental nos Assentamentos Humanos do Ministério do Meio Ambiente - MMA e a Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo - SMA corroboraram a opção pelo grupo de aspectos escolhidos num encontro realizado em 21 de setembro de 2004, denominado “Energia Térmica a Biomassa e Meio Ambiente”. O objetivo do encontro foi discutir as estratégias para a condução do licenciamento e da gestão ambiental de usinas termelétricas a biomassa, além de levantar e discutir informações sobre os aspectos ambientais, sociais e econômicos associados à sua construção, operação e manutenção.

Nesse encontro, o Departamento de Avaliação de Impacto Ambiental, que é o órgão de licenciamento ambiental no Estado de São Paulo ligado à Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, representado por Stech (2004), afirmou que, entre 2001 e 2004, foram licenciados cerca de 1.184 MW de cogeração com biomassa de cana no Estado de São Paulo. Em todos os casos, os principais itens avaliados pelo processo de licenciamento foram: emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado, uso e consumo de água, emissão de efluentes líquidos, produção de cinzas, e interferência na vegetação e biodiversidade decorrentes da instalação de linhas de transmissão.

Vê-se, assim, que a escolha feita inclui alguns dos itens mais relevantes do ponto de vista do Licenciamento Ambiental, à exceção da interferência na vegetação e biodiversidade e da emissão de efluentes líquidos. Aos aspectos apontados por Stech (2004), adiciona-se apenas a emissão de gases de efeito estufa, que não é relevante do ponto de vista do Licenciamento Ambiental e certamente por isso foi deixado de fora de sua apresentação.

Os óxidos de enxofre (SO_x), que são importantes poluentes atmosféricos de efeito local, normalmente associados à combustão, não serão considerados nesta dissertação. A justificativa é que a emissão desses poluentes em caldeiras a bagaço é desprezível, porque a biomassa de cana não apresenta enxofre em sua composição. A presença de enxofre na composição do combustível é a única situação em que esse tipo de poluente é emitido nos processos de combustão.

1.3 – Objetivos específicos

Há dois objetivos específicos nesta dissertação, apresentados a seguir.

1.3.1 – Emissões de gases de efeito estufa

O primeiro objetivo específico desta dissertação é a avaliação das emissões de gases de efeito estufa. Nesse caso adota-se como referência de análise o contexto estabelecido pela Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas, em especial, os conceitos de adicionalidade e linha de base, ambos ligados ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo no âmbito do Protocolo de Quioto.

Nesse primeiro objetivo específico, a proposta é avaliar comparativamente, entre diferentes cenários do uso da biomassa de cana, as estimativas de emissões de gases de efeito estufa. Vale lembrar que os gases de efeito estufa são poluentes de efeito global, por isso, o local onde ocorre as emissões são irrelevante na análise.

1.3.2 – Emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado, uso e consumo de água e geração de cinzas

O segundo conjunto de objetivos específicos diz respeito à identificação de possíveis restrições ambientais locais e se aplica somente às emissões atmosféricas de óxidos de nitrogênio e material particulado, uso e consumo de água e geração de cinzas. Nesse caso, por se tratarem de fenômenos de efeito local, as análises estarão fundamentadas na distribuição geográfica das

usinas e destilarias, tomando-se o Estado de São Paulo como caso de estudo. Propõe-se levantar possíveis restrições locais para o licenciamento ambiental do uso da biomassa residual de cana-de-açúcar como combustível, à luz da legislação ambiental relevante.

Inclui-se, aqui, três objetivos específicos:

(1) Avaliação das emissões de NO_x e MP através da:

- a. estimativa das emissões atuais em virtude do uso da biomassa de cana como combustível nas principais usinas e municípios produtores do Estado de São Paulo;
- b. estimativa do aumento ou diminuição dessas emissões em virtude da expansão da produção de excedentes e sua relação com os municípios mais afetados, especialmente caso se tratem de áreas saturadas ou em vias de saturação quanto a esses poluentes.

(2) Avaliação do uso e consumo de água através da:

- a. estimativa de uso e consumo de água na geração de energia com biomassa residual e do aumento ou diminuição do uso e consumo de água em virtude da expansão da produção eletricidade excedente.

(3) Avaliação da geração de cinzas através de:

- a. estimativa da geração de cinzas e de seu aumento ou diminuição em virtude da expansão da produção de excedentes de eletricidade.

Na identificação de restrições locais, importam a quantificação das emissões e consumos de forma localizada. Vale ressaltar que há dois pontos de vista na avaliação empreendida. O ponto

de vista da quantificação total de cada um dos aspectos estudados, e o ponto de vista da quantificação apenas da parcela decorrente da expansão da produção de eletricidade excedente.

1.4 – Metodologia

A metodologia deste trabalho baseia-se fundamentalmente em pesquisa bibliográfica e consulta a especialistas. Para cada uma das atividades pertencentes à janela de estudo são caracterizadas as emissões de gases de efeito estufa, óxidos de nitrogênio e material particulado, uso e consumo de água e geração de cinzas. A caracterização é feita através de fatores de emissão e índices, de forma que se possa estimar cada um dos aspectos estudados. Feito isso, os objetivos específicos são atendidos pela comparação entre cenários, no caso das emissões de gases de efeito estufa, e pela aplicação da legislação ambiental específica, no caso das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado, uso e consumo de água e geração de cinzas.

1.5 – Estrutura da dissertação

A dissertação está dividida em sete capítulos, incluindo este Capítulo 1, introdutório, em que se apresentou o contexto, objetivos, justificativa e metodologia do trabalho.

No Capítulo 2 apresenta-se a agroindústria da cana-de-açúcar no Brasil e o uso da biomassa para produção de energia nesse setor. Especial atenção é dada à cadeia produtiva da fabricação de açúcar e álcool e seus principais fluxos de massa e energia, incluindo a disponibilidade de biomassa residual com interesse energético.

Trata-se, no Capítulo 3, das mudanças climáticas e do MDL, focando especialmente o conceito de linha de base, que será útil no decorrer da dissertação. No Capítulo 4, apresenta-se as políticas de gestão ambiental relevantes à análise empreendida na dissertação, em especial, aquelas relacionadas à gestão da qualidade do ar e da poluição atmosférica, à gestão dos recursos hídricos, e à gestão da poluição dos solos e resíduos sólidos, no Estado de São Paulo.

No Capítulo 5 são caracterizadas as emissões atmosféricas de gases de efeito estufa, óxidos de nitrogênio e material particulado, uso e consumo de água e geração de cinzas, através de índices e fatores.

No Capítulo 6 são apresentados e discutidos os resultados e, finalmente, no Capítulo 7, as conclusões e recomendações para futuros trabalhos.

Capítulo 2

Agroindústria da Cana-de-Açúcar

Neste Capítulo trata-se da agroindústria da cana-de-açúcar no Brasil e do uso da biomassa residual no atendimento das demandas de energia eletromecânica e térmica nas unidades produtivas do setor. A produção de eletricidade excedente é outro assunto abordado. Especial atenção é dada à cadeia produtiva de açúcar e álcool, seus principais fluxos de massa e energia e a disponibilidade de biomassa residual.

2.1 – Introdução

A cana-de-açúcar é plantada em praticamente todos os Estados brasileiros e ocupou 5,5 milhões de hectares de terra na safra 2003/2004 (UNICA, 2004). A região produtora de maior destaque é a Centro-Sul (C-S)¹, com cerca de 85% da produção brasileira, sendo os 15% restantes produzidos na região Norte-Nordeste (N-NE)². Na região C-S distinguem-se os Estados de São Paulo, maior produtor nacional, com cerca de 60% da produção, seguido do Paraná e Minas Gerais. Na região N-NE os principais produtores são Alagoas, Pernambuco e Paraíba, nessa ordem.

¹ A região Centro-Sul é composta dos seguintes Estados: DF, ES, GO, MT, MS, MG, PR, RJ, RS, SC e SP.

² A região Norte-Nordeste é composta dos seguintes Estados: AC, AL, AP, AM, BA, CE, MA, PA, PB, PE, PI, RN, RO, RR, SE e TO.

Os principais produtos da agroindústria sucroalcooleira brasileira são o açúcar, o álcool anidro, usado como combustível adicionado à gasolina numa proporção que varia entre 20% e 26%, e o álcool hidratado, que atende à parcela de carros movidos exclusivamente a álcool, além de um pequeno mercado de usos não energéticos (limpeza, por exemplo). Além desses, ainda que com menor importância, diversas usinas já incorporaram ao seu negócio outros produtos, tais como, bagaço hidrolisado para ração animal, bagaço excedente para venda como combustível, eletricidade excedente para comercialização com a rede pública, leveduras para consumo humano e animal, entre outros.

O mercado de açúcar é normalmente o fator determinante da organização da produção no setor. Por isso o preço do açúcar no mercado externo tem bastante peso nas decisões de planejamento da produção, visto que o Brasil é grande exportador do produto. Isso afeta, obviamente, a produção de álcool e a disponibilidade de biomassa residual para fins energéticos. Não raro ocorre de haver desequilíbrios entre oferta e demanda de álcool em virtude da preferência pela produção de açúcar, fato que já provocou, por diversas vezes, a alteração do percentual de adição de álcool à gasolina como forma de absorver as variações de produção. No médio prazo, contudo, espera-se que aumente a importância do álcool relativamente ao açúcar, na medida em que se concretizem a expansão do mercado interno pela circulação de veículos bicomcombustível e do mercado externo, interessado no álcool nacional.

Há no país cerca de 320 unidades de processamento de cana-de-açúcar, das quais 226 na região C-S, divididas em três tipos de instalações: usinas de açúcar, que produzem exclusivamente açúcar; usinas de açúcar com destilarias anexas, que produzem açúcar e álcool; e instalações que produzem exclusivamente álcool, ou destilarias autônomas. Geograficamente, a distribuição das usinas acompanha a concentração da produção de cana-de-açúcar. Na safra 2003/2004 essas unidades processaram cerca de 357,5 milhões de toneladas de cana-de-açúcar³, das quais 52% destinadas à produção de etanol, resultando em 14,72 bilhões de litros de etanol, e

³ Esse número refere-se à quantidade medida nas balanças das usinas e destilarias.

48% à produção de açúcar, donde resultaram 24,82 milhões de toneladas de açúcar. Nos últimos dez anos, a quantidade de cana-de-açúcar processada no Brasil tem apresentado tendência de crescimento permanente, especialmente na região C-S (UNICA, 2004).

Os índices de produtividade nos subsistemas agrícola e industrial e os custos do setor estão desigualmente distribuídos entre as diversas unidades produtivas das regiões C-S e N-NE. Na média, contudo, desde a década de 1970, notável avanço de desempenho tem sido verificado, seja no subsistema agrícola, seja no subsistema industrial, em especial na região C-S. Isso fruto da capacitação tecnológica da agroindústria e dos centros de pesquisa nacionais, estimulados a desenvolver-se desde o período do Proalcool.

O Estado de São Paulo, como já observado, é líder nos números da agroindústria da cana-de-açúcar em território brasileiro. Responde pela maior produção de cana-de-açúcar, açúcar e álcool e pelo maior número de usinas e destilarias, como será detalhado na próxima seção.

2.2 – Setor sucroalcooleiro Paulista

Segundo o Anuário da Cana – Safra 2002/2003 (Procana, 2003), na safra 2002/2003 foram moídas cerca de 193 milhões de toneladas de cana-de-açúcar nas 123 usinas e destilarias do Estado. Isso representou 60% da produção nacional, que foi de 320 milhões de toneladas. A produção de álcool alcançou 7,5 bilhões de litros, sendo 4,4 bilhões de litros de álcool anidro e 3,1 bilhões de litros de álcool hidratado. A área cultivada chegou a mais de 1,8 milhão de hectares, com produtividade agrícola média de 83,68 t/ha de cana-de-açúcar. A capacidade instalada de geração de energia a partir de bagaço de cana-de-açúcar era superior a 1.400 MW, dos quais cerca de 500 MW foram comercializados (CPFL, 2004).

As dez maiores usinas do Estado, que estão entre as maiores do mundo, moeram na safra 2002/2003 entre 3,3 e 5,8 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, como mostrado na Tabela 2.1. Contudo, há usinas de variados portes: no primeiro quartil, das maiores usinas, a moagem variou entre 1,9 e 5,8 milhões de toneladas, nos segundo e terceiro quartis, a moagem foi de 0,82 a 1,9

milhões de toneladas e as menores usinas, pertencentes ao quarto quartil moeram entre 66 e 802 mil toneladas de cana na safra 2002/2003.

Na Tabela 2.1, também são apresentados dados de moagem diária. Verifica-se que as dez maiores usinas do Estado moeram, na safra 2002/2003, entre 17,3 e 34,1 mil toneladas de cana-de-açúcar. Também aqui há diferentes tamanhos de usinas: no primeiro quartil estão as usinas com moagem diária de 10 até 34 mil toneladas de cana, nos segundo e terceiro quartis, usinas que moeram entre 4,5 e 10 mil toneladas por dia, e no quarto quartil, as menores usinas, que moeram de 1,2 a 4,5 mil toneladas de cana-de-açúcar por dia na safra 2002/2003. Na mesma tabela, identifica-se as Unidades de Gerenciamento de Recursos Hídricos (UGRHI) em que é feita a captação de água.

Tabela 2.1 – Classificação das usinas por moagem na safra 2002/2003.

Nome da Usina	Município	UGRHI	Moagem na safra 02/03 (t)	Moagem diária (t/dia)	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Excedente (MW)
Da Barra	Barra Bonita	Tietê Jacaré	5.808.962	27.9280	19	0
Santa Elisa	Sertãozinho	Mogi Guaçu	5.668.672	27.247	58	35
São Martinho	Pradópolis	Mogi Guaçu	5.385.774	34.152	19	1
Corona	Guariba	Mogi Guaçu	5.143.871	25.784	18	7
Vale do Rosário	Morro Agudo	Baixo Tietê	4.326.364	19.135	51	30
Barra Grande	Lençóis Paulista	Tietê Jacaré	3.578.666	19.518	63	42
São José	Macatuba	Tietê Jacaré	3.560.465	19.419	28	10
Nova América	Tarumã	Paranapanema	3.506.794	16.190	22	10
Costa Pinto	Piracicaba	Piracicaba	3.452.780	17.307	9	0
Da Pedra	Serrana	Pardo	3.381.407	20.109	45	18

Fonte: CSPE (2001), Procana (2003) e ANEEL (2004).

Apresenta-se na Tabela 2.2 os municípios Paulistas em que se concentra a atividade sucroalcooleira, ordenados por moagem total na safra 2002/2003. Há grande dispersão da atividade pelo Estado, que se desenvolveu em 97 municípios na safra 2002/2003, sendo que em 31 deles a moagem na safra superou 2 milhões de toneladas.

Tabela 2.2 – Classificação dos municípios por moagem na safra e diária.

Município	Moagem na safra 02/03 (t)	Moagem diária (t/dia)
Sertãozinho	10.232.672	50.874,67
Guaíra	6.781.105	36.126,33
Morro Agudo	6.626.756	29.527,29
Ariranha	5.932.965	31.729,16
Pitangueiras	5.859.427	31.496,05
Barra Bonita	5.808.962	27.927,70
Pontal	5.585.288	31.336,40
Pradópolis	5.385.774	34.152,02
Guariba	5.143.871	25.783,81
Serrana	4.709.013	26.461,65

Fonte: CSPE (2001), Procana (2003) e ANEEL (2004).

Em média, as usinas e destilarias paulistas iniciaram a moagem em meados de abril e encerraram em meados de novembro, resultando em 200 dias de safra. Há, contudo, alguma variação nesse parâmetro, havendo usinas que iniciaram tão cedo quanto início de abril e outras que encerraram tão tarde quanto final de dezembro, resultando em safras que variam desde 130 até 280 dias.

2.3 – Cadeia produtiva da agroindústria sucroalcooleira

A cadeia produtiva da agroindústria sucroalcooleira não difere muito entre as unidades produtivas do setor. Aqui ela será dividida em três subsistemas: agrícola, industrial e geração de energia, dos quais se descreve as principais etapas e fluxos de matéria e energia. Deve-se esclarecer que não há qualquer pretensão de se realizar balanços de massa e energia nas seções seguintes. O que se apresenta são apenas fluxogramas típicos, nos quais identifica-se os principais fluxos de massa e energia encontrados na literatura consultada. Os estudos de Macedo, Leal e Silva (2004) e de Camargo (1990) foram os principais guias dessa etapa.

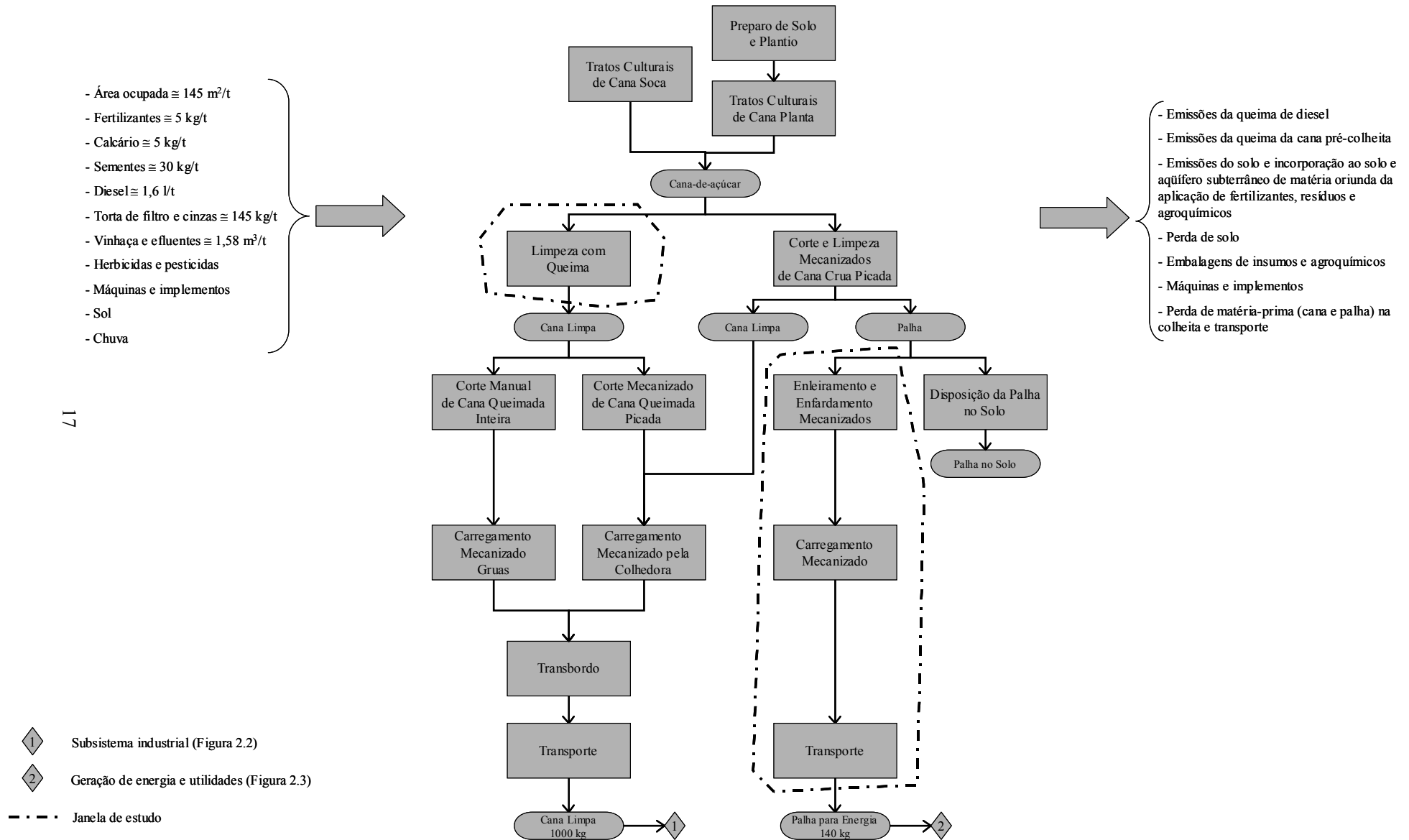
No Brasil, a colheita da cana-de-açúcar e seu processamento dividem-se em dois períodos. Na região N-NE a safra desenvolve-se entre os meses de agosto/setembro de um ano e março/abril do ano seguinte e, na região C-S, entre abril/maio de um ano e novembro/dezembro do mesmo ano. Isso acontece parte devido à estação chuvosa, imprópria à colheita da cana, e que ocorre de abril a agosto no N-NE e de dezembro a abril no C-S, e parte em virtude do próprio ciclo de crescimento e maturação da planta, que encontra suas melhores condições de desenvolvimento na ocorrência de período quente e úmido, com alta irradiação solar, durante a fase de crescimento, seguido de período seco, ensolarado e mais frio, durante as fases de maturação e colheita.

2.3.1 – Subsistema agrícola

O subsistema agrícola é representado na Figura 2.1, em que também está delimitada parte da janela de estudo, que compreende a queima pré-colheita e as etapas de recuperação (enleiramento e enfardamento) e transporte da palha para as usinas. As etapas do subsistema agrícola são:

Preparo do solo, plantio e tratos culturais. O ciclo de cultivo da cana-de-açúcar tem normalmente de cinco a seis anos, cada um deles com suas especificidades técnicas do ponto de

Figura 2.1 – Subsistema agrícola e seus principais fluxos de matéria e energia.



vista agrônomo e agrícola. No primeiro ano ocorre o plantio da cana e, nos quatro ou cinco anos subsequentes, o cultivo das soqueiras a partir das quais a cana brota novamente. O primeiro corte é feito 12 ou 18 meses após o plantio, para colheita da chamada cana-planta, e os demais cortes uma vez por ano, ao longo de quatro ou cinco anos consecutivos, com redução gradual da produtividade. Nesse caso colhe-se a chamada cana-soca. Segundo Macedo, Leal e Silva (2004), a produtividade agrícola média é de 68,70 t/ha, considerando-se a área total necessária ao desenvolvimento da cultura, o que inclui tanto áreas plantadas como áreas em que se faz rotação de cultura ou descanso de solo. Caso sejam consideradas apenas as áreas plantadas, esse número sobe para 83,68 t/ha de cana-de-açúcar. Deve-se ressaltar que esses números representam a produtividade de cana pesada na balança, ou seja, sem pontas e folhas, como normalmente ela vai para a usina.

Colheita. A colheita da cana-de-açúcar engloba as etapas de limpeza (eliminação de pontas e folhas), corte e carregamento. Os três tipos de colheita mais difundidos no Brasil são: (1) semi-mecanizada, ou seja, limpeza do canavial com queima, corte manual e carregamento mecanizado, feito por guas carregadoras; (2) mecanizada com colheita de cana queimada, ou seja, limpeza com queima, e corte e carregamento mecanizados, feitos por colheitadeiras de cana picada; e (3) mecanizada com colheita de cana crua, ou seja, corte, limpeza e carregamento mecanizados, feitos por colheitadeiras de cana picada. Em se tratando de limpeza da cana com queima, classifica-se a colheita em colheita de cana queimada, caso contrário, classifica-se em colheita de cana crua ou verde. É importante destacar que o corte manual fica praticamente inviabilizado caso não se realize limpeza do canavial com queima, por duas razões: diminuição da produtividade da colheita e aumento do risco de acidentes de trabalho em virtude das folhas da cana, que são cortantes, e de insetos e animais peçonhentos que normalmente se abrigam no canavial (Braunbeck e Cortez, 2002).

Transporte. Depois da colheita, há normalmente uma etapa de transbordo da cana, do canavial para um local apropriado, em que ela é carregada nos caminhões para transporte até as usinas. O transbordo evita a entrada dos caminhões no canavial, que compactam o solo, além de otimizar as etapas de colheita e transporte. A cana é transportada para as usinas e destilarias em

caminhões a diesel de capacidades diversas, dependendo das condições de tráfego e das distâncias a serem percorridas. Podem ser usados caminhões de 15, 28 ou até 45 toneladas de capacidade de carga, que percorrem distância média de 20 km até as usinas e destilarias, segundo Macedo, Leal e Silva (2004).

Nesta etapa agrícola destaca-se o uso de diesel, desde as etapas de preparo do solo, plantio e tratos culturais, até a colheita e transporte da cana para as usinas. O uso de insumos agrícolas, tais como fertilizantes, herbicidas e pesticidas também acontece, como em outras monoculturas extensivas. Notável é também a aplicação, no solo, de resíduos do processamento da cana-de-açúcar, prática esta conhecida como fertirrigação.

A palha (pontas e folhas) é resíduo da colheita da cana crua. Segundo Macedo, Leal e Silva (2004), considerando-se a rota de corte e limpeza mecanizados de cana picada, seguida de enleiramento, enfardamento e transporte da palha, pode-se adotar índice de 140 kg de palha, com 15% de umidade, por tonelada de cana moída, e poder calorífico inferior de aproximadamente 12.750 kJ/kg. Deve-se esclarecer que este índice é apenas uma referência prática da disponibilidade de palha, considerando corte e limpeza mecanizados de cana picada, enleiramento, enfardamento e transporte da palha à usina. Ele não representa a análise da quantidade de palha em uma tonelada de cana.

A palha tem bom potencial para uso energético e o interesse em aproveitá-la como combustível, juntamente com o bagaço, deve crescer. Diferentemente do bagaço, a disponibilidade de palha para uso energético envolve três questões a serem resolvidas pelo setor. A primeira delas diz respeito aos usos alternativos da palha. Ao lado do uso energético, parece que a principal alternativa é a aplicação agronômica, segundo Braunbeck e Cortez (2002). Em alguns casos, a palha deixada no campo resulta em vantagens do ponto de vista agronômico, especialmente em virtude da proteção do solo, evitando erosão. Macedo (2002) indica, inclusive, possíveis ganhos quanto a reciclagem de nutrientes. Em outros casos, porém, há grande resistência quanto à aplicação agronômica da palha, especialmente em virtude do retardamento

do brotamento da cana e da propagação da cigarrinha, que ataca a cana-de-açúcar e encontra ambiente mais propício ao desenvolvimento se a palha for deixada no campo.

A segunda questão importante relativa à disponibilidade da palha para uso energético, diz respeito à sua recuperação no campo. Leal (2000) apresenta os resultados de um estudo em que rotas alternativas para recuperação da palha no campo são analisadas. Duas das mais promissoras envolvem a colheita mecanizada de cana picada. No primeiro caso cana e palha são separadas pela própria colheitadeira, como é normalmente feito na colheita mecanizada. A cana é carregada para transporte e a palha fica espalhada pelo solo. Sua recuperação pode ser feita, então, de forma mecanizada, através de máquinas enleiradoras e enfardadoras. Outra opção é o carregamento tanto dos colmos quanto da palha para serem transportados até a usina. Nesse caso realiza-se a separação da palha em mesas de limpeza a seco.

A terceira questão importante para a disponibilidade de palha como combustível é a queima pré-colheita. Nesse sentido o horizonte parece ser favorável ao aumento da disponibilidade de palha, pois os graves problemas ambientais decorrentes da queima da cana têm sido determinantes na tendência de eliminação dessa prática.

Em São Paulo, a Lei Estadual 11.241/02, regulamentada pelo Decreto Estadual 47.700/03, disciplina a eliminação progressiva da queima da palha como método de limpeza do canavial. Segundo disposto na Lei, a eliminação deverá obedecer ao cronograma mostrado na Tabela 2.3.

Vale lembrar que a eliminação da queima pré-colheita inviabiliza o corte manual, ou seja, eliminar a queima implica mecanizar o corte. Por isso a Lei define dois diferentes cronogramas, um para áreas mecanizáveis e outro para áreas não mecanizáveis. Áreas mecanizáveis são plantações em terrenos acima de 150 ha, com declividade igual ou inferior a 12% e em solos com estrutura que permita a adoção de técnicas usuais de mecanização da atividade de corte de cana. Áreas não mecanizáveis são plantações em terrenos com declividade superior a 12% e demais áreas com estrutura de solo que inviabilizem a adoção de técnicas usuais de mecanização da atividade de corte de cana.

Tabela 2.3 – Cronograma de eliminação da queima pré-colheita da cana-de-açúcar.

Ano	Área mecanizável onde não se pode efetuar a queima	Percentagem de eliminação da queima
1º ano (2002)	20% da área cortada	20% da queima eliminada
5º ano (2006)	30% da área cortada	30% da queima eliminada
10º ano (2011)	50% da área cortada	50% da queima eliminada
15º ano (2016)	80% da área cortada	80% da queima eliminada
20º ano (2021)	100% da área cortada	Eliminação total da queima

Ano	Área não mecanizável onde não se pode efetuar a queima	Percentagem de eliminação da queima
10º ano (2011)	10% da área cortada	10% da queima eliminada
15º ano (2016)	20% da área cortada	20% da queima eliminada
20º ano (2021)	30% da área cortada	30% da queima eliminada
25º ano (2026)	50% da área cortada	50% da queima eliminada
30º ano (2031)	100% da área cortada	Eliminação total da queima

Fonte: Lei Estadual 11.241/02.

Assim, a divisão em áreas mecanizáveis e não mecanizáveis é determinada pelo atual estágio de desenvolvimento da tecnologia de colheita mecanizada. Segundo estimativa de Rípoli, Molina e Rípoli (2000), no Brasil, apenas 40% das áreas são apropriadas para colheita mecanizada, sendo que no Estado de São Paulo essa fração sobe para 50%. Esse dado, associado à obrigatoriedade de eliminação da queima, indica que poderá haver consequências ainda incertas para a geografia do setor sucroalcooleiro, caso não haja desenvolvimento tecnológico que torne possível a mecanização da colheita nas áreas em que ela hoje é considerada não mecanizável. É possível, por exemplo, que ocorra migração do plantio e processamento da cana-de-açúcar para regiões diferentes das atuais.

Eliminada por força de lei a queima pré-colheita, resta a mecanização. E essa parece ser a tendência que o setor seguirá. É verdade que a colheita mecanizada traz alguns inconvenientes, como aumento dos índices de impurezas na carga (folhas, ponteiros, raízes, terra e pedras) que implicam redução da qualidade da matéria-prima, e aumento das perdas de cana no campo, mas isso não tem obstado a tendência de mecanização da colheita. Fato é que a colheita mecanizada é alternativa promissora de redução de custos no subsistema agrícola, como apontam Braunbeck e Cortez (2002).

Sendo assim, quer por exigência legal, que ao determinar a eliminação da queima pré-colheita inviabiliza a colheita semi-mecanizada, quer por razões econômicas, em algumas décadas toda a colheita de cana deverá estar mecanizada, ao menos no Estado de São Paulo. Influenciarão na dinâmica dessa mudança, por um lado, o avanço da tecnologia de colheita mecanizada, e por outro, as pressões exercidas pelas organizações de trabalhadores da colheita, pois o contingente de desempregados numa situação de eliminação total do corte manual é muito significativo. Na Tabela 2.4 são apresentadas as frações de colheita crua e queimada, manual e mecanizada atualmente praticadas no Brasil, com base na safra de 2002/2003, e suas estimativas de custo.

Tabela 2.4 – Situação da colheita na safra 2002/2003 e custos estimados.

	Corte Manual		Corte Mecanizado		Total
	% Colheita	Custo	% Colheita	Custo	
Cana Queimada	65,2%	> US\$5/ton	13,9%	< US\$2/ton	79,1%
Cana Crua	0	>> US\$6/ton	20,9%	< US\$3/ton	20,9%
Total	65,2%		34,8%		

Fonte: Macedo, Leal e Silva (2004) e Braunbeck e Cortez (2002)

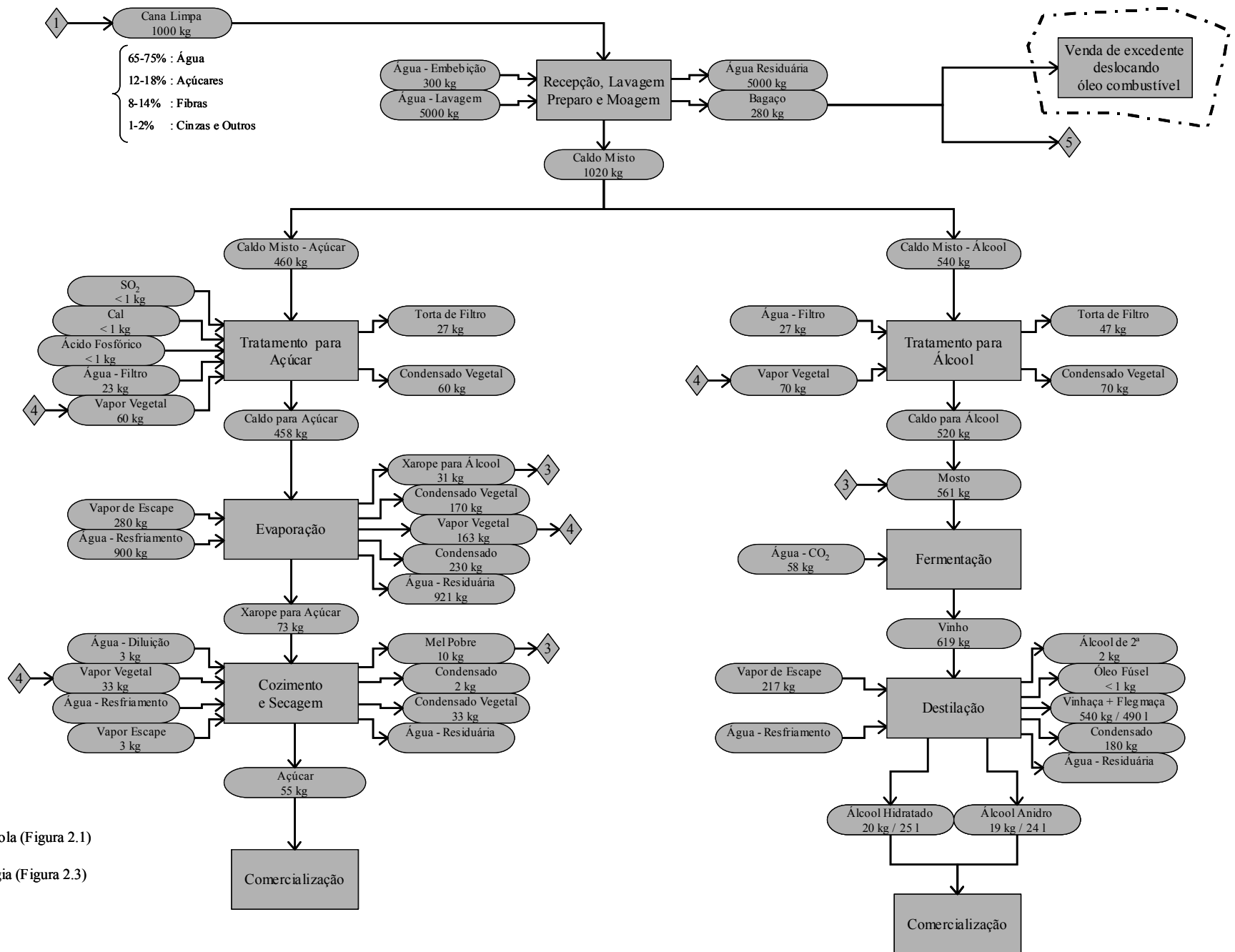
2.3.2 – Subsistema industrial

O subsistema industrial é apresentado na Figura 2.2, em que se apresenta também parte da janela de estudo desta dissertação, que compreende a venda de bagaço excedente para uso externo às usinas. O subsistema industrial constitui-se das seguintes etapas (Camargo, 1990):

Recepção da Cana. Transportada do canavial para as usinas e destilarias, a cana é pesada, amostrada e descarregada. Na amostragem são obtidos dois importantes parâmetros que determinam a qualidade da cana recebida: o teor de sacarose aparente e a porcentagem de sólidos solúveis. Também importante é o teor de fibra da cana, pois reflete a quantidade de bagaço que estará disponível após a extração do caldo. Os caminhões são descarregados de forma mecanizada, diretamente no sistema de lavagem e preparo. Vale ressaltar que praticamente toda a cana recebida é processada, porque o armazenamento não é prática aconselhada, resultando em perda de sacarose.

Lavagem, preparo e moagem. Depois de descarregada, a cana é lavada com água sobre mesas que alimentam a linha de produção, com o objetivo de reduzir ao máximo a quantidade de impurezas que podem prejudicar o rendimento das etapas subsequentes. A exceção se faz no caso de cana picada, que não é lavada para evitar a perda de sacarose. Em seguida à lavagem, vem a etapa de preparo, em que é feita a desintegração parcial do colmo, de maneira a facilitar o processo de extração da sacarose. As operações básicas são corte, com uso de facas rotativas, e desfibramento, quando é destruída a estrutura original da cana. Na sequência é realizada a extração, donde resultam o caldo, rico em sacarose, e o bagaço, usado como combustível nas caldeiras. A extração de caldo pode ser feita em moendas ou em difusores. A tecnologia de difusão é muito pouco empregada no Brasil. Na moagem o caldo é extraído por compressão da cana desfibrada por um conjunto de cilindros metálicos. Para que a eficiência de extração da sacarose seja elevada, realiza-se a embebição, com adição de água ou caldo à matéria submetida à moagem. Os equipamentos que compõem as etapas de preparo e moagem são normalmente acionados por turbinas a vapor, que convertem a energia térmica contida no fluxo de vapor em energia mecânica disponível no eixo das turbinas.

Figura 2.2 – Subsistema industrial e seus principais fluxos de matéria e energia.



Tratamento do caldo. O caldo extraído da cana é tratado de acordo com as etapas posteriores de produção de açúcar e álcool. Na produção de açúcar o tratamento do caldo segue seqüência bem definida que inclui etapas de tratamento preliminar, composto de desareador e peneira, para eliminação de impurezas; sulfitação, adição de ácido fosfórico e adição de cal, para clareamento do caldo; e decantação. Se o destino for produção de etanol, por outro lado, não há padronização de tratamento. Há usinas e destilarias que não fazem tratamento algum, outras pasteurizam o caldo, aquecendo-o e resfriando-o, e existem, ainda, as que fazem tratamento similar ao açúcar, a menos da sulfitação. Da etapa de tratamento resulta como produto o caldo, que vai para a fábrica de açúcar ou para a produção de álcool, e como principal subproduto, a torta de filtro.

As etapas descritas até aqui são praticamente comuns à produção de açúcar e álcool. A partir daqui o processo segue rotas distintas:

Produção de açúcar. Quando o objetivo é a produção de açúcar, o caldo é submetido às etapas de evaporação (concentração), cozimento, centrifugação e secagem. A concentração está associada à evaporação da água contida no caldo por evaporadores de múltiplo efeito, que usam vapor como fonte de energia térmica. A eliminação de parte da água restante é feita pelo cozimento, também com vapor fornecendo energia térmica, em tachos a vácuo que operam por batelada. A massa produzida no cozimento é denominada massa de primeira e é direcionada à centrífugas, onde se faz a centrifugação para extração dos cristais de açúcar, ou açúcar de primeira. A solução efluente da centrífuga, denominada mel pobre ou de primeira, contém ainda açúcar e deve voltar a uma nova etapa de cozimento e posterior centrifugação de forma a maximizar a produção de açúcar. Com o advento da produção anexa de álcool é prática comum a extração até o açúcar de segunda e direcionamento do mel pobre para a produção de álcool, na etapa de fermentação, juntamente com uma parte do xarope produzido na evaporação. Após isso o açúcar passa por processo de secagem e posterior ensacamento.

Produção de álcool. Na produção de álcool duas rotas podem ser identificadas: a primeira na qual o etanol é produzido a partir da fermentação de fluxos extraídos da linha de produção do

açúcar, com o emprego do mel residual de cozimento ou ainda do xarope; e a segunda, na qual todo caldo extraído da cana é direcionado à produção de álcool. Nas destilarias autônomas, verifica-se apenas a segunda linha, enquanto nas usinas com destilaria anexa existe geralmente composição das duas rotas. O caldo misto proveniente da extração, e previamente tratado, é adicionado de mel pobre e xarope, recebendo o nome de mosto. A produção do álcool se dá na etapa de fermentação do mosto, um processo de transformação dos açúcares do mosto em etanol, gás carbônico e calor, sob a ação enzimática de leveduras, que origina o vinho. Na sequência, processa-se a destilação, operação de separação dos diferentes constituintes do vinho, com o objetivo específico de recuperar o etanol presente na solução. A destilação ocorre em equipamentos com a forma de colunas, em que vapor de baixa pressão é a fonte de aquecimento para a evaporação fracionada dos constituintes. Da destilação resulta como produto o álcool, anidro ou hidratado, e como efluente a vinhaça, ou vinhoto, que é produzido em quantidade muito maior do que o próprio álcool. A energia térmica necessária à destilação do álcool também é obtida do vapor gerado nas usinas.

No subsistema industrial destaca-se a demanda por energia eletromecânica nas moendas, bombas, ventiladores e equipamentos elétricos da usina e a demanda de energia térmica, especialmente na evaporação e cozimento do caldo para fabricação de açúcar, e na destilação do álcool. A quantidade de resíduos gerados é grande, destacando-se a vinhaça e o bagaço, que são outros dois importantes resíduos de interesse para uso como combustível.

O bagaço é subproduto da etapa de extração do caldo de cana e atualmente o principal resíduo de interesse energético. Sua utilização como combustível nas usinas e destilarias já é tradicional em todo o setor, sendo responsável por sua auto-suficiência nas demandas de energia térmica e eletromecânica.

Segundo Macedo, Leal e Silva (2004), o índice de produção de bagaço chega até 280 kg de bagaço por tonelada de cana moída, com 50% de umidade e poder calorífico inferior da ordem de 7.500 kJ/kg. Este índice é apenas uma referência prática da disponibilidade de bagaço após a

moagem da cana e extração do caldo. Ele não representa a análise da quantidade de bagaço em uma tonelada de cana.

O bagaço seria problema complicado de disposição final, não fosse suas boas características para uso energético. Seu uso como combustível é direto, sendo transportado do conjunto de moendas ou difusores, através de esteiras transportadoras, até os alimentadores de bagaço das caldeiras, onde é queimado sem qualquer tratamento prévio. Já houve estudos a respeito da secagem do bagaço antes da combustão, mas essa prática não é comum no setor. Existem algumas poucas usinas que armazenam bagaço, *in natura*, para usar durante a entressafra, pois produzem outros produtos além do açúcar e do álcool, como por exemplo, levedura para ração animal.

Há outros usos alternativos já comprovados para o bagaço, tais como, ração animal, composição de chapas estruturais, fabricação de papel, produção de furfural e até hidrólise para produção de álcool. No entanto, seu destino principal é, de fato, servir como combustível em caldeiras. Nesse sentido, deve-se destacar que mesmo depois do atendimento das demandas de energia da usina, pode haver sobra de bagaço. A fração correspondente ao bagaço excedente representa algo entre 8 e 15% do bagaço produzido, segundo Macedo, Leal e Silva (2004). Esse bagaço excedente é em parte armazenado, para uso interno como combustível, e em parte vendido para outras empresas, para ser usado como combustível. Nesse caso, pode alcançar preço bastante atrativo, tornando-se mais um produto de valor comercial para as usinas e destilarias. Uma das hipóteses plausíveis é que o bagaço desloque óleo combustível para produção de vapor. Essa hipótese será assumida neste trabalho e incluída em sua janela de estudo.

A vinhaça é outro resíduo de interesse energético. Ela resulta da destilação do vinho, na etapa de produção de etanol. Líquido de cor escura, com baixo teor de sólidos, é riquíssima em matéria orgânica e apresenta pH ácido. Seu índice de produção é da ordem de 10 litros de vinhaça para cada litro de álcool, segundo Cetesb (2002). Devido ao seu alto potencial poluidor e à grande quantidade produzida, a vinhaça é um dos resíduos mais preocupantes no setor

sucroalcooleiro. No entanto, a dificuldade de disposição final da vinhaça tem sido contornada por sua aplicação no solo, através da técnica conhecida por fertirrigação.

Apesar de haver a possibilidade técnica de aproveitamento da vinhaça como combustível, tanto via gaseificação (biodigestão ou conversão termoquímica), quanto via concentração para queima direta, tal aproveitamento não é prática no setor.

Existem, ainda, outros usos alternativos, além do energético, mas que igualmente não são importantes.

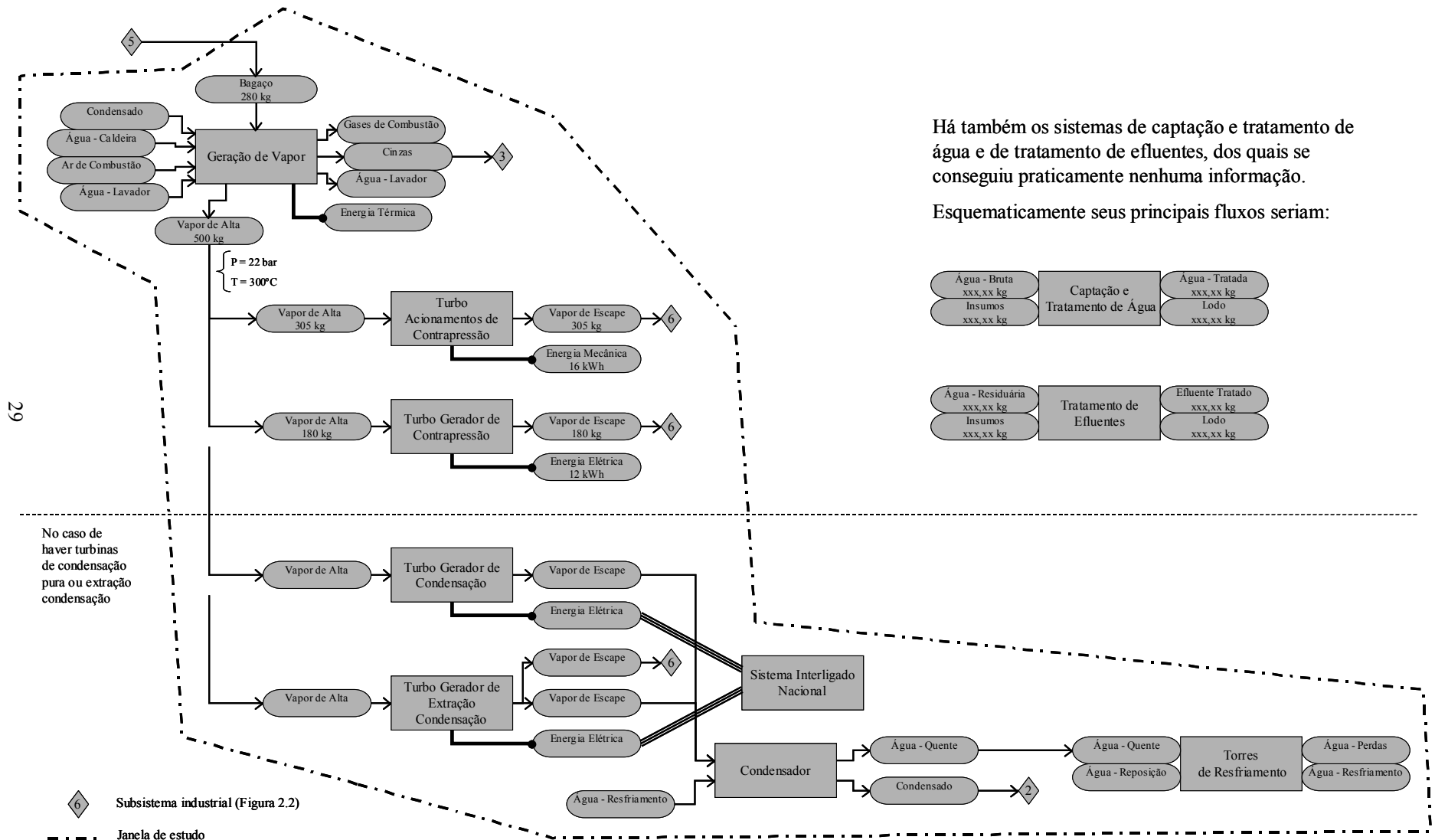
Em virtude da vantagem agrônômica e econômica da aplicação da vinhaça no solo como fertilizante, e também devido às dificuldades encontradas para seu aproveitamento energético, praticamente toda ela é destinada à fertirrigação. Ela é rica em nutrientes, principalmente potássio, e sua aplicação como fertilizante elimina a necessidade de compra de parte dos insumos necessários à cultura.

2.3.3 – Subsistema de geração de energia

O subsistema de geração de energia é o responsável pelo suprimento das demandas térmica e eletromecânica das usinas e destilarias e constitui foco central deste trabalho de pesquisa. Na Figura 2.3, apresenta-se um arranjo típico desse subsistema, com seus principais fluxos de matéria e energia. Nela também está a delimitação do restante da janela de estudo, que inclui: a queima da biomassa nas caldeiras, a condensação de vapor de escape das turbinas de condensação ou extração-condensação, e a alternativa à eletricidade gerada com a biomassa, ou seja, o Sistema Interligado Nacional.

Atualmente, todas as usinas e destilarias brasileiras possuem sistemas de geração de vapor, que operam em cogeração, queimando bagaço. A grande maioria delas é auto-suficiente em suas

Figura 2.3 – Subsistema de geração de energia e seus principais fluxos de matéria e energia.



demandas térmica e eletromecânica, havendo usinas produtoras de excedentes de energia elétrica, que são exportados para a rede de transmissão de eletricidade.

Geração de vapor. A geração de vapor é realizada em caldeiras do tipo aquatubular que utilizam bagaço de cana como combustível. Segundo Camargo (1990), há basicamente três modelos de equipamentos: caldeiras com fornalha do tipo ferradura, caldeiras com grelha plana ou inclinada, e caldeiras que realizam queima em suspensão. Os dois primeiros modelos realizam queima em leito fixo (em pilhas), já o terceiro, como diz o nome, realiza queima em suspensão. O tipo de queima influencia a eficiência da caldeira. As caldeiras com queima em leito fixo são mais antigas e ineficientes, e bastante comuns no setor por terem sido empregadas na instalação das primeiras unidades produtivas. Já as caldeiras com queima em suspensão são mais modernas, apresentam maior eficiência e possibilitam maiores capacidades de operação. Elas têm sido a opção quando da substituição de equipamentos antigos e instalação de novas unidades.

Outra característica importante, do ponto de vista de efficientização das caldeiras, é o aproveitamento da energia contido no fluxo de gases de exaustão. Isso pode ser feito através de superaquecedores de vapor, que aumentam a temperatura do vapor gerado; através de economizadores, que ao aquecer a água de alimentação da caldeira reduzem o consumo de bagaço; e com pré-aquecimento do ar de combustão, que tem o mesmo efeito. A secagem do bagaço com gases de exaustão também é opção frequentemente cogitada, mas que na prática não tem sido empregada, como já comentado.

O vapor gerado atende a duas demandas de energia: eletromecânica e térmica. O atendimento da demanda eletromecânica é feito pelo acionamento de turbinas a vapor acopladas a geradores de eletricidade, moendas, bombas e ventiladores. A demanda térmica do processo é atendida pelo vapor de escape das turbinas, o que caracteriza a cogeração de energia.

Cogeração é o aproveitamento sequencial, do ponto de vista termodinâmico, de duas ou mais formas úteis de energia a partir de uma única fonte primária. As aplicações da cogeração são diversas. O que se encontra normalmente é a produção combinada de calor e trabalho, o calor

sendo utilizado como potência térmica pelo centro consumidor e o trabalho podendo ser utilizado diretamente como potência mecânica ou convertido em potência elétrica, através de um gerador elétrico. Mais recentemente, com a evolução da tecnologia das máquinas de refrigeração por absorção, têm crescido também as aplicações em que o calor rejeitado é utilizado para produção de frio, aumentando as possibilidades de aplicação da cogeração, segundo Orlando (1996).

A vantagem da cogeração é o uso mais eficiente do conteúdo de energia da fonte primária, por meio do aproveitamento de parte da energia térmica que normalmente seria rejeitada para a atmosfera. Como indica Horlock (1987), o conceito de cogeração vai além do simples aproveitamento de uma corrente com conteúdo térmico útil. O que se busca é a melhor utilização da energia primária, desde a fase de projeto de uma instalação, exigindo que o projetista leve em consideração ambas as demandas, térmica e de potência mecânica, enquanto planeja seu sistema de suprimento.

Potência eletromecânica. Como visto, o atendimento das demandas de potência elétrica e mecânica é feito por um conjunto de turbinas a vapor, acionadas pelo vapor produzido a partir da queima do bagaço em caldeiras. Walter (1994) apresenta três tipos de arranjos usuais, no que diz respeito ao conjunto de turbinas, todos operando em ciclos a vapor: uso exclusivo de turbinas a vapor de contra-pressão, combinação de turbinas a vapor de contra-pressão com turbinas de condensação e sistemas mais avançados que empregam turbinas de extração-condensação de controle automático.

Segundo Walter (1994), os sistemas com turbinas de contra-pressão 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. Nesses sistemas, a geração de energia elétrica segue as variações da demanda de vapor de processo determinada pelo ritmo de operação das usinas e destilarias. Essa é uma barreira importante à comercialização de eventuais excedentes de eletricidade pelo setor.

Quando o objetivo é adequar a instalação para a produção e venda de eletricidade excedente, deve-se buscar a viabilização de operação ao longo de todo o ano e a estabilização da produção de energia comercializável. Os pré-requisitos para tanto são: (1) a instalação de turbinas exclusivamente de condensação ou de turbinas de extração-condensação de controle automático e (2) a disponibilidade de combustível complementar, fundamental à geração de eletricidade por períodos superiores ao da safra ou nos períodos em que a usina estiver parada.

O uso de turbinas de condensação ou extração-condensação permite que a geração de eletricidade seja conduzida de forma mais independente em relação à operação da usina. Isso porque o vapor que aciona esse tipo de turbinas pode ser condensado à parte do processo de açúcar e álcool, com o sistema operando em geração simples, e não em cogeração. No caso de turbinas exclusivamente de contrapressão, obrigatoriamente o vapor é condensado pelo processo, em cogeração de energia, e se o processo não estiver operando, também as turbinas devem parar ou reduzir em muito sua marcha, interrompendo a geração de eletricidade.

Quanto à disponibilidade de combustível complementar, deve-se lembrar que o combustível usado no sistema é o bagaço, obtido diretamente da moagem da cana, enquanto a usina opera. Obviamente, caso a usina não esteja operando, o bagaço não é produzido. Nessa situação, se o objetivo é estabilizar a produção de eletricidade excedente para comercialização, torna-se indispensável a disponibilidade de combustível armazenado, para atender à demanda das caldeiras nas paradas da usina. Esse fato torna-se ainda mais relevante no caso de geração ao longo de todo o ano, ou seja, também no período de entressafra, pois o período em que a fonte de combustível está inoperante, nesse caso, é bastante longo.

Outra barreira para geração ao longo de todo ano é a necessidade de combustível complementar ao bagaço, pois ainda que seja armazenado todo o excedente de bagaço para operação na entressafra, ele não será suficiente para manter a geração de eletricidade em níveis razoáveis. O combustível complementar mais imediato seria a palha da cana, recolhida no campo e transportada à usina. Outras opções citadas na literatura incluem o óleo combustível e o gás

natural. Nesta dissertação será considerado o uso da palha como combustível complementar no atendimento da demanda da entressafra.

O emprego de turbinas de condensação e extração-condensação requer a utilização de condensadores, para que a energia térmica contida no fluxo de vapor de escape seja rejeitada e o vapor condensado possa retornar à caldeira. No caso do vapor que participa da cogeração, esse papel é desempenhado pelo próprio processo. A fonte fria usada na condensação da parcela de vapor que aciona as turbinas de condensação é o circuito de água de resfriamento. Ela circula em torres úmidas de resfriamento, com tiragem forçada, que sempre apresentam perdas de água por evaporação e arraste. É precisamente esta a etapa do uso da biomassa de cana como combustível que resulta em uso e consumo de água relevante à análise desenvolvida nesta dissertação.

Finalmente, destaca-se o setor de utilidades das usinas e destilarias. A captação de água é normalmente feita de corpos d'água superficiais e a água encaminhada para uma estação de tratamento de água típica. Normalmente há sistemas de abrandamento ou desmineralização de água para a água de caldeira. As usinas também contam com sistemas de lagoas, *spray* e torres de resfriamento para receber os fluxos de efluentes aquecidos do processo, tais como os efluentes dos condensadores barométricos, condensadores de processo e eventuais condensadores de turbinas.

2.4 – Produção de eletricidade excedente com biomassa residual de cana-de-açúcar

Como visto, a cogeração de energia com bagaço é tradicional nas usinas e destilarias brasileiras, sendo a maior parte delas auto-suficiente em suas demandas térmica e eletromecânica. No entanto, apesar da auto-suficiência, a geração de excedentes de energia elétrica é bastante limitada no setor, se comparada aos potenciais identificados.

A capacidade instalada de geração a partir do bagaço de cana-de-açúcar no Brasil, segundo dados da UNICA (2004), é de pouco mais de 2.100 MW, correspondendo a cerca de 2% da capacidade de geração de eletricidade instalada no país. A maior parte dessa capacidade é usada

pelas próprias usinas e destilarias, cerca de 1.500 MW, e a diferença, em torno de 600 MW, é capacidade excedente, passível de ser comercializada com as distribuidoras, atualmente somente durante o período da safra.

No Estado de São Paulo está instalada aproximadamente 63% da capacidade total e praticamente toda a capacidade de excedentes. Neste Estado, a principal compradora da energia excedente é a CPFL, que já realiza contratos de compra há alguns anos. Em 2004, ela manteve contratos com cerca de 30 usinas, para entrega de 500 MW de potência (350 MW efetivos) e que resultaram no fornecimento de 1600 GWh de energia (CPFL, 2004).

Do ponto de vista técnico, é possível ampliar significativamente o potencial de produção de eletricidade excedente das seguintes formas:

- (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 de simples estágio por turbinas de múltiplo estágio, mais eficientes;
- (2) Conservação do uso de energia térmica e eletromecânica no processo, que promoveria aumento das sobras de potência para produção de eletricidade excedente;
- (3) Aproveitamento da palha como combustível, adicionalmente ao bagaço;
- (4) 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.

Estudos recentes indicam existência de potencial técnico de expansão da produção de excedentes no setor. O Centro Nacional de Referência em Biomassa (Goldemberg e Coelho,

2001), identificou potencial de cerca de 3.800 MW de capacidade excedente pela adoção de algumas das medidas já citadas. O índice de produção de excedentes que tipicamente não ultrapassa 10 kWh/t de cana moída, poderia passar para até cerca de 126 kWh/t.

Em outro estudo, Leal (2004) identifica números mais otimistas, de até 6.000 MW e índices de produção de excedentes de 150 kWh/t de cana moída, com tecnologia comercial. Em ambos os casos considera-se geração ao longo de todo o ano, com uso da palha como combustível complementar.

Segundo Coelho (1999), uma série de fatores explicam a reduzida produção de excedentes de eletricidade no setor. Durante muito tempo a cogeração e a energia de biomassa foram negligenciadas no planejamento energético do país. Com isso, as primeiras instalações do setor foram construídas visando apenas o atendimento das demandas internas de energia, sem maior cuidado com o uso racional do bagaço. Vale lembrar que até a década de 1990, não existia a figura do produtor independente de energia, que pode comercializar energia com a rede, permitindo que as usinas comercializassem seus excedentes.

A maior parte das usinas e destilarias, em virtude do cenário não favorável à geração de excedentes, ficou, durante muitos anos, limitada à auto-suficiência. Elas possuem, ainda hoje, instalações relativamente antigas, que operam aquém do potencial técnico existente de produção de eletricidade, considerando-se a quantidade de biomassa residual produzida e arranjos mais eficientes de geração de vapor e potência já comercialmente disponíveis e comprovados.

De forma ainda modesta, a produção de eletricidade excedente no setor começou a se concretizar em meados da década de 1980, quando os primeiros contratos de fornecimento foram firmados. Desde então a quantidade comercializada tem crescido (CPFL, 2004). A década de 1990 foi particularmente importante em virtude da reforma institucional do setor elétrico, em que foi criada, entre outras, a figura do produtor independente de energia, qualificando a iniciativa privada a produzir eletricidade. Algumas medidas de incentivo à cogeração e à produção de

excedentes têm sido implementadas, sendo a mais recente delas, e talvez das mais bem acabadas, o PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

Conforme comentado anteriormente, a principal dificuldade enfrentada para a venda da eletricidade excedente é o caráter sazonal e interruptível da eletricidade gerada. A transposição dessa barreira pode ser feita pela instalação de turbinas de condensação, que permitem regularizar a geração de eletricidade independentemente da fabricação de açúcar e álcool, e pela disponibilização de combustível complementar ao bagaço, inclusive na entressafra, que, espera-se, possa ser feito com a palha recolhida no campo. Dentro de certos limites de geração, a palha disponível é suficiente para atender essa finalidade, como mostra o Cenário III, apresentado na seção seguinte.

2.4.1 – Definição dos cenários e caracterização quanto à produção e uso de energia

Na avaliação comparativa, bem como no levantamento de restrições locais, são usados cenários que contemplam alternativas de atendimento das demandas de energia e de uso da biomassa. Os quatro cenários foram escolhidos com base em revisão bibliográfica (Goldemberg e Coelho, 2001; Leal e Macedo, 2004) e estão descritos a seguir. Os resultados de produção e uso de energia foram obtidos a partir de simulações baseadas em modelos termodinâmicos dos sistemas propostos e procuram apenas retratar valores médios. Foi usado o programa BAG v.1.7 desenvolvido no âmbito do projeto “PNUD/MME – Levantamento do Potencial Nacional de Produção de Eletricidade nos Segmentos Sucro-alcooleiro, Madeireiro e em Usinas de Beneficiamento de Arroz”, coordenado pelo orientador desta dissertação (Walter, 2004).

O cenário de Referência, mostrado na Figura 2.4, representa a situação típica atualmente encontrada na maior parte das unidades do setor, qual seja, unidades auto-suficientes no atendimento de suas demandas de energia eletromecânica e térmica, usando bagaço como combustível. Como ressaltam Leal e Macedo (2004), é possível encontrar uma grande diversidade de tecnologias empregadas e, conseqüentemente, ampla variação nos índices de consumo energético. O ponto principal buscado pelas usinas e destilarias é o equilíbrio entre a

oferta de energia primária (bagaço) e a demanda de energia térmica e eletromecânica pelo processo, o que depende das condições específicas de cada usina.

O cenário de Expansão I, mostrado na Figura 2.5, representa a situação em que a usina substitui a caldeira existente por outra, de mais alta pressão e temperatura, e passa produzir excedentes de eletricidade, porém sem modificação no consumo de vapor pelo processo. O sistema opera em cascata, ou seja, com dois níveis de pressão. As turbinas originais de 21 bar não são substituídas. Elas são alimentadas pelo vapor a 21 bar extraído de uma nova turbina de extração-contrapressão, à qual está acoplado o gerador de eletricidade. Nesse cenário, a geração de eletricidade fica vinculada à operação da usina, em virtude da operação em cogeração pura. De fato, essa não é a melhor opção quando se trata de produzir excedentes de eletricidade, pois não é possível regularizar a produção de excedentes de forma independente da operação da usina e a geração fica restrita ao período da safra.

No cenário de Expansão II, representado na Figura 2.6, considera-se o mesmo arranjo do cenário de Expansão I, porém com o sistema operando num nível mais elevado de temperatura e pressão. Os excedentes de eletricidade produzidos aumentam e não se considera redução de consumo de vapor pelo processo. Também nesse cenário, a geração de eletricidade excedente fica vinculada à operação da usina, em virtude da operação em cogeração pura.

Finalmente, mostra-se na Figura 2.7, o cenário de Expansão III em que se aumenta os níveis de pressão e temperatura do sistema, instala-se uma turbina de extração-condensação, que permite a regularização da geração de excedentes de eletricidade e possibilita a geração ao longo de todo o ano, e reduz-se o consumo de vapor pelo processo, permitindo que a geração de excedentes seja aumentada. Para que haja geração de eletricidade ao longo de todo o ano, é necessário combustível adicional, neste caso a palha da cana.

O quadro sinóptico da Tabela 2.5 apresenta as hipóteses adotadas e resultados obtidos em cada cenário. Deve-se ressaltar que o destino da palha foi definido em função do atual quadro de colheita mecanizada nos cenários de referência, I e II, ou seja, 80% da cana colhida queimada e

20%, colhida crua. No cenário III, considera-se que 74% da cana seja colhida queimada e 26% colhida crua, com palha sendo recuperada para uso como combustível, dentro das usinas.

Tabela 2.5 – Quadro sinóptico dos cenários propostos.

	Referência	Expansão I	Expansão II	Expansão III
Demanda de energia elétrica¹	12 kWh/tc	12 kWh/tc	12 kWh/tc	Safra: 12 kWh/tc Entressafra: NA
Demanda de energia mecânica¹	16 kWh/tc	16 kWh/tc	16 kWh/tc	Safra: 16 kWh/tc Entressafra: NA
Demanda de energia térmica¹	330 kWh/tc	330 kWh/tc	330 kWh/tc	Safra: 230 kWh/tc Entressafra: NA
Geração de energia²	Auto-suficiência no atendimento das demandas térmica e eletromecânica através de ciclos a vapor, em cogeração, com caldeiras de 21 bar e 300 °C, a bagaço, e turbinas de contrapressão, sem geração de eletricidade excedente	Auto-suficiência no atendimento das demandas térmica e eletromecânica e geração de eletricidade excedente de até 22 kWh/tc, em cogeração, através de ciclos a vapor com caldeiras de 42 bar e 400 °C, a bagaço, e turbinas de contrapressão e extração-contrapressão	Auto-suficiência no atendimento das demandas térmica e eletromecânica e geração de eletricidade excedente de até 33 kWh/tc, em cogeração, através de ciclos a vapor com caldeiras de 60 bar e 450 °C, a bagaço, e turbinas de contrapressão e extração-contrapressão	Safra: auto-suficiência no atendimento das demandas térmica e eletromecânica e geração de eletricidade excedente de até 61 kWh/tc, através de ciclos a vapor, parte em cogeração, parte em condensação, com caldeiras de 80 bar e 480 °C, a bagaço, e turbinas de contrapressão e extração-condensação. Na entressafra geração de excedentes de eletricidade de até 64 kWh/tc, com a palha. Total de excedentes: 114 kWh/tc.
Disponibilidade de biomassa³	280 kgb/tc, com 50% de umidade e PCI = 7.500 kJ/kg	280 kgb/tc, com 50% de umidade e PCI = 7.500 kJ/kg	280 kgb/tc, com 50% de umidade e PCI = 7.500 kJ/kg	280 kgb/tc, com 50% de umidade e PCI = 7.500 kJ/kg 140 kgp/tc, com 15% de umidade e PCI = 12.750 kJ/kg

Tabela 2.5 – Quadro sinóptico dos cenários propostos (continuação).

	Referência	Expansão I	Expansão II	Expansão III
Geração de vapor^{4,5}	500 kgv/tc para atendimento da demanda do processo com índice de produção de 2,20 kgv/kgb	500 kgv/tc para atendimento da demanda do processo com índice de produção de 2,15 kgv/kgb	500 kgv/tc para atendimento da demanda do processo com índice de produção de 2,08 kgv/kgb	Safra: 500 kgv/tc, sendo 323 kgv/tc para atendimento da demanda do processo, com índice de produção de 2,00 kgv/kgb. Entressafra: 228 kgv/tc para geração de eletricidade excedente. Índice de produção de 3,28 kgv/kgp.
Uso da biomassa⁵	Bagaço: 90% queimado nas caldeiras, sendo 10% para partidas e paradas, e 10% excedente vendido como combustível, substituindo óleo combustível. Palha: 80% queimada no campo e 20% deixada no campo.	Bagaço: 91% queimado nas caldeiras, sendo 10% para partidas e paradas, e 9% excedente vendido como combustível, substituindo óleo combustível. Palha: 80% queimada no campo e 20% deixada no campo.	Bagaço: 94% queimado nas caldeiras, sendo 10% para partidas e paradas, e 6% excedente vendido como combustível, substituindo óleo combustível. Palha: 80% queimada no campo e 20% deixada no campo.	Safra: 100% do bagaço queimado nas caldeiras, sendo 10% para partidas e paradas. Entressafra: 26% da palha queimada na caldeira e 74% queimada no campo.
Demanda externa de eletricidade	Atendida pelo SIN, subsistema CO-S-SE.	Atendida pela queima de bagaço.	Atendida pela queima de bagaço.	Atendida pela queima de bagaço e palha.
Geração de excedentes	Safra	Safra	Safra	Safra e entressafra

1 – Leal e Macedo (2004).

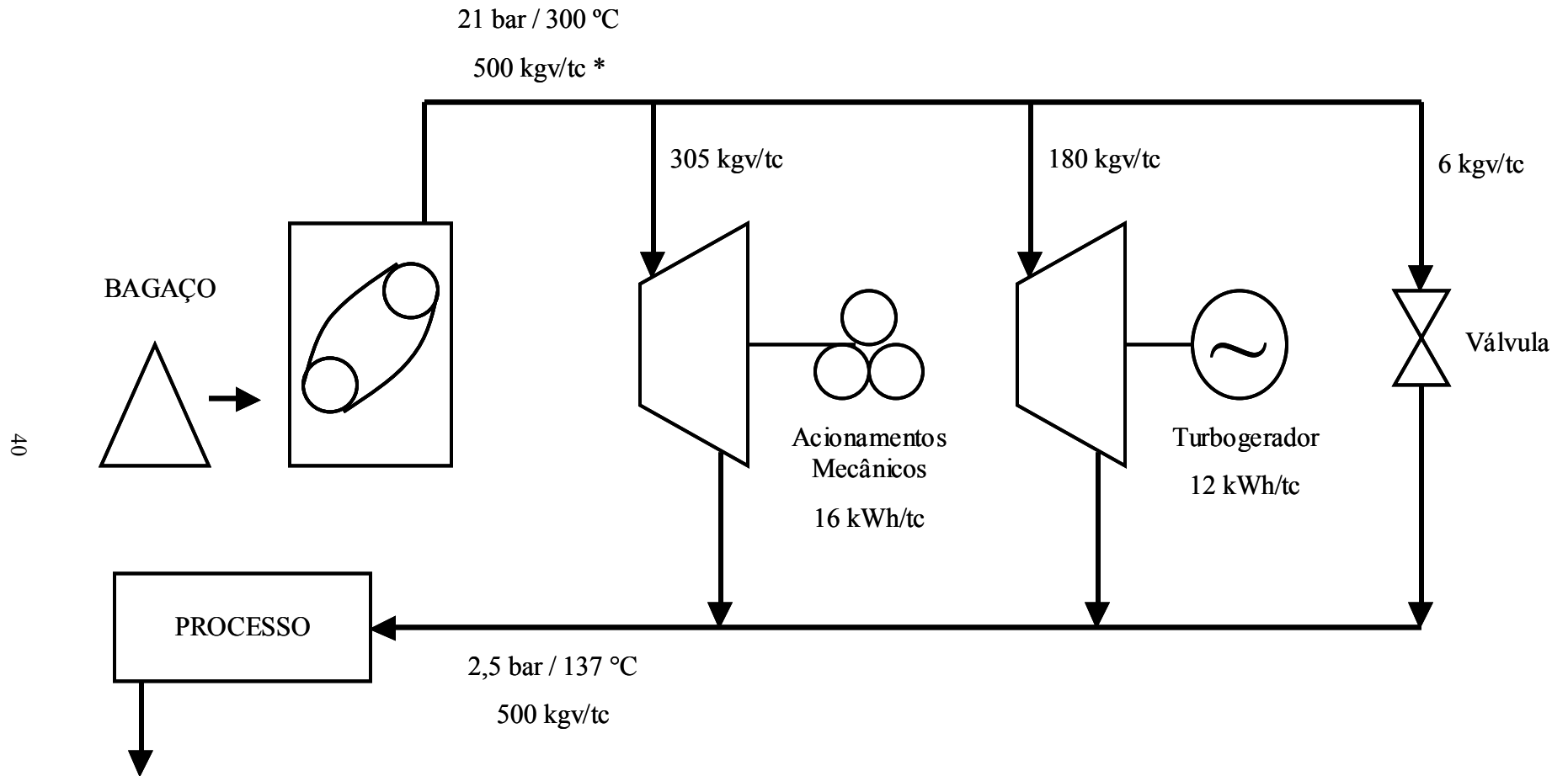
2 – Arranjos obtidos em Goldemberg e Coelho (2001) e Leal e Macedo (2004) e resultados de geração de eletricidade obtidos de simulação termodinâmica através do programa BAG v.1.7, em Walter (2004).

3 – Dados do bagaço obtidos de Macedo, Leal e Silva (2004) e da palha de Leal (2004).

4 – Consumo de vapor de Goldemberg e Coelho (2001)

5 – Consumo de biomassa calculado através de simulação termodinâmica pelo programa BAG v.1.7, em Walter (2004). Condições de simulação: safra, processamento de 420 tc/h, 180 dias de safra; entressafra 150 dias.

Figura 2.4 – Esquema simplificado da geração de energia no cenário de referência.



(*) Deve-se destacar que a soma dos fluxos de vapor dos acionamentos mecânicos, turbogerador e válvula ($305+180+6=491$ kgv/tc) não corresponde ao total de vapor gerado (500 kgv/tc) em virtude de extração para o desaerador e da adição de água fria no dessuperaquecedor, que não aparecem na figura para simplificar a representação.

Figura 2.5 – Esquema simplificado da geração de energia no cenário de expansão I.

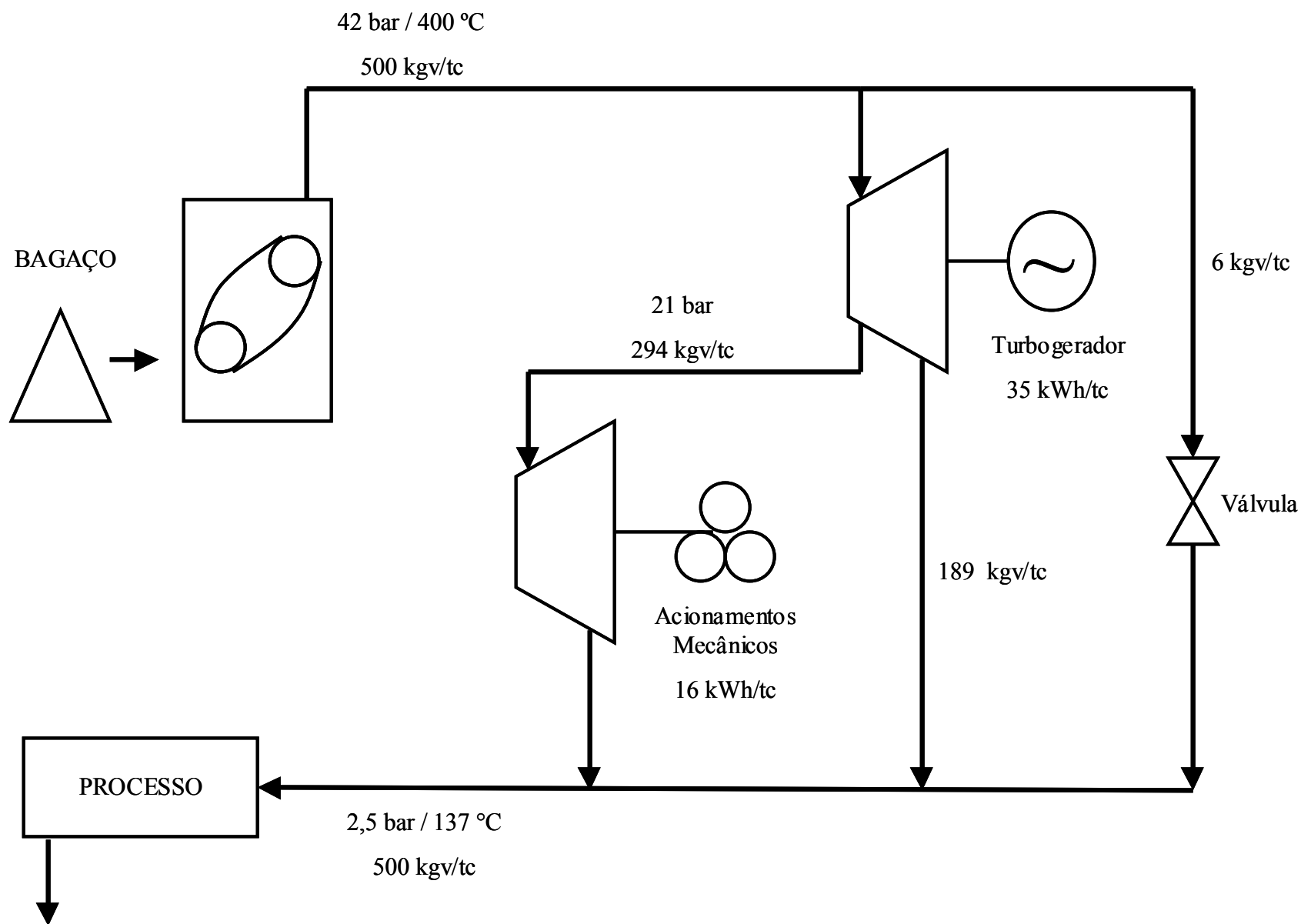


Figura 2.6 – Esquema simplificado da geração de energia no cenário de expansão II.

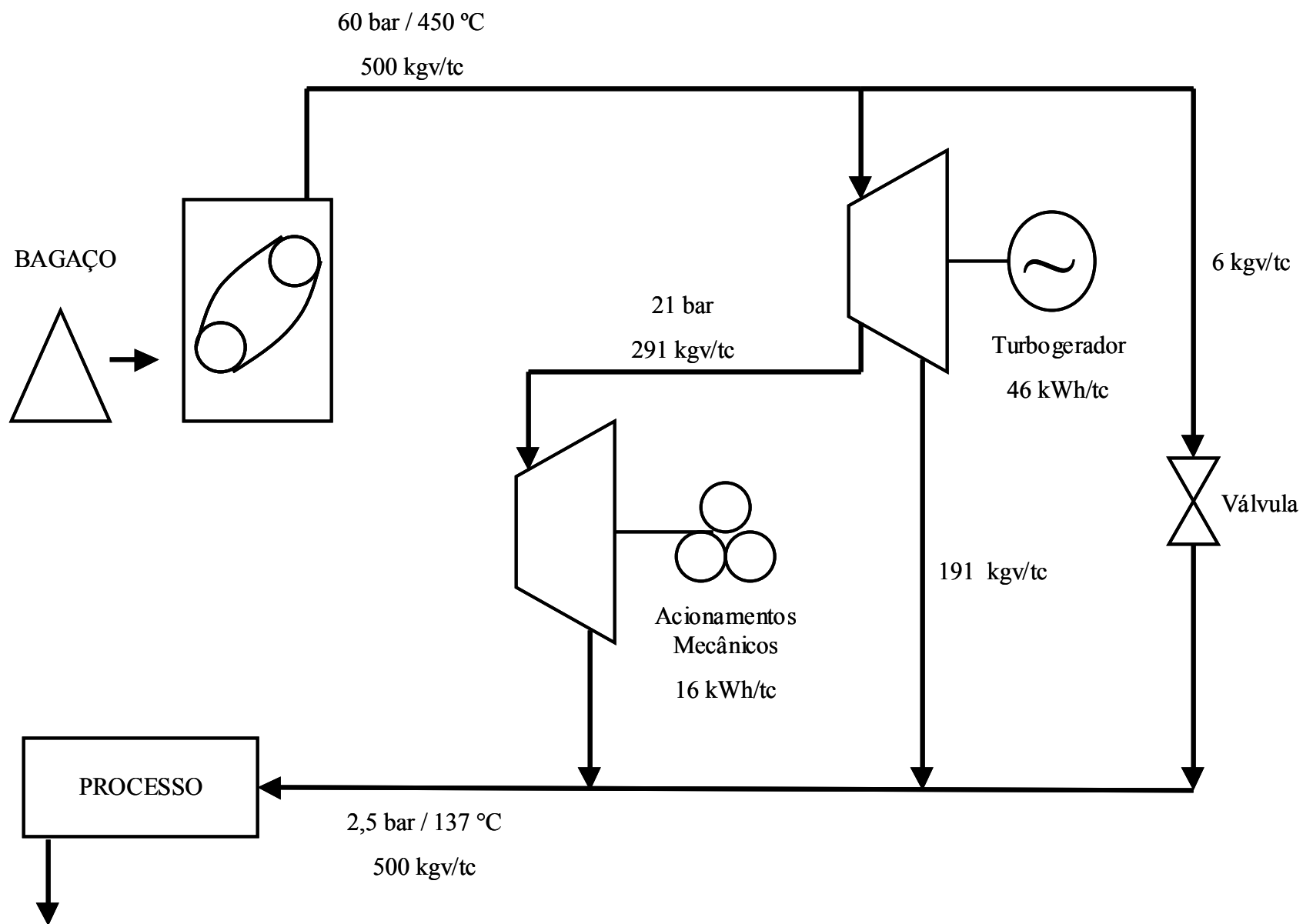
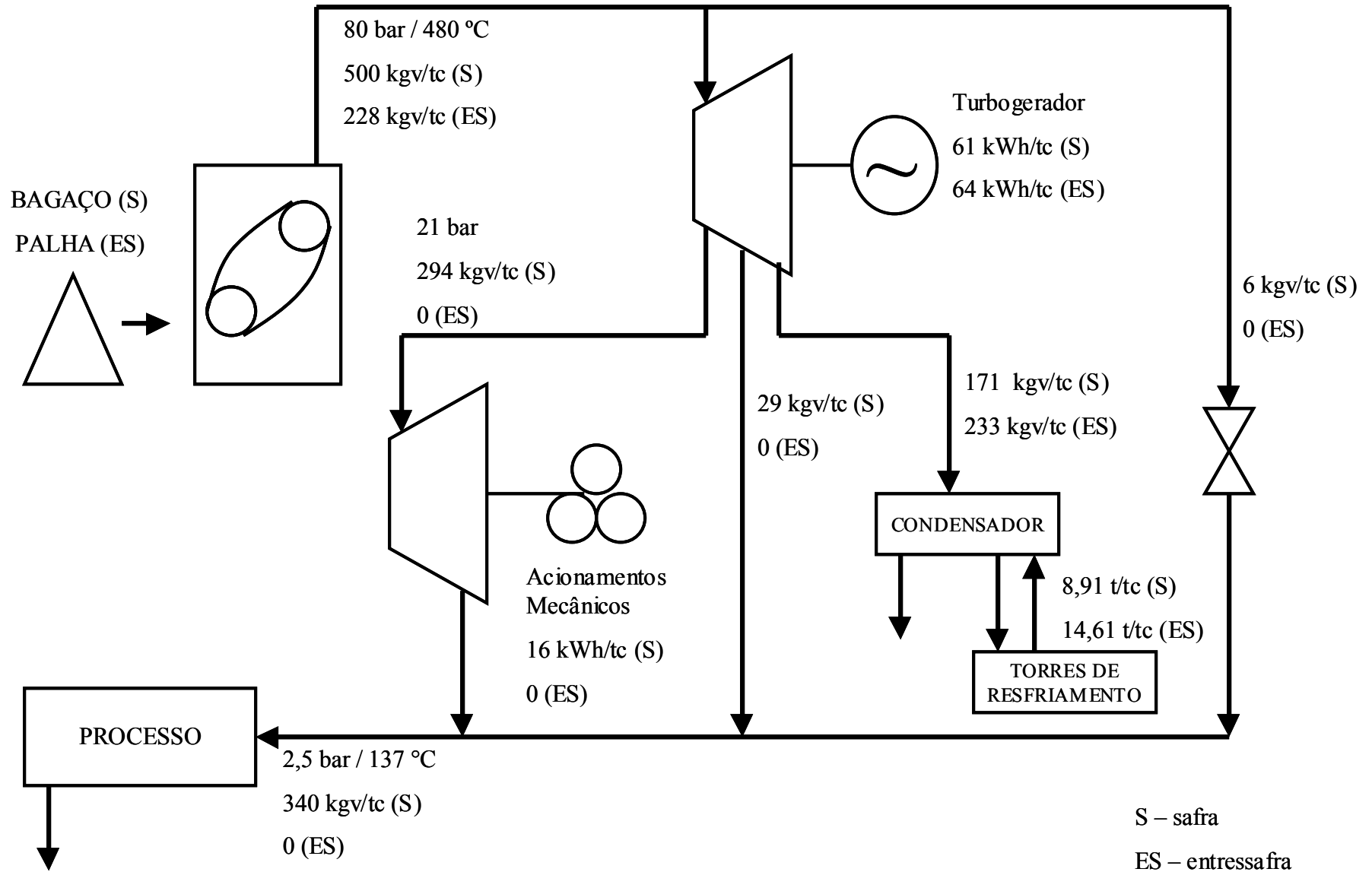


Figura 2.7 – Esquema simplificado da geração de energia no cenário de expansão III.



2.5 – Principais aspectos ambientais da cadeia produtiva da cana-de-açúcar

Finalizando este Capítulo, vale destacar alguns fatos relevantes do ponto de vista ambiental sobre o setor. A cultura canavieira ocupa parcela significativa das áreas destinadas à agricultura no Brasil. Em 2002, ela ocupou 5,2 milhões de hectares, o que representou 9,5% da área total destinada a culturas temporárias e permanentes naquele ano (IBGE, 2003). Nas regiões mais densamente ocupadas pela lavoura canavieira, o impacto visual dos canaviais é grande, estendendo-se homogeneamente por extensas faixas de terra. Segundo Macedo (2002), o crescimento rápido da cana e a prática de culturas de rotação, assim como o ciclo de cinco cortes, permitem boa conservação do solo resultando em perdas por erosão relativamente pequenas.

O mesmo autor afirma que a recuperação florestal das áreas de preservação permanente, em atendimento à legislação ambiental, está sendo iniciada. Vários milhares de hectares de áreas dessa categoria, que precisam ser recuperados, têm sido identificados nos canaviais – a exemplo de matas ciliares, encostas e topos de morro, proteção de nascentes – mas será necessário estimular avanços significativos nos próximos anos.

Enquanto em outras culturas o uso de água para irrigação representa enorme problema de gestão recursos hídricos, na cultura canavieira ele é desprezível, especialmente na região Centro-Sul. Isso em virtude do uso da vinhaça na fertirrigação, além da suficiência da irrigação natural pela chuva.

Quanto ao uso de fertilizantes, a cultura canavieira é bastante peculiar, pois há intensa utilização de resíduos do subsistema industrial para esse fim. Os dois principais são a vinhaça e a torta de filtro. Outros efluentes também destinados a esse fim são as cinzas das caldeiras e dos lavadores de gases e as águas de limpeza, ricas em fosfatos. Um dos aspectos dessa prática é a disposição final, a baixo custo, de importantes resíduos de processo, que se tivessem de ser encaminhados a outro destino final, incorreriam em custos significativos ao setor. Essa prática também promove a redução do uso de fertilizantes artificiais pela indústria de cana no Brasil, principalmente potássio.

Desde que adequadamente planejada, o que requer a determinação da taxa ideal de aplicação conforme cada tipo de solo, a aplicação de efluentes do processo na lavoura resulta em baixos riscos de degradação ambiental. A própria Cetesb, órgão de fiscalização ambiental no Estado de São Paulo, encoraja essa prática, como se pode ler em Cetesb (2002).

A maior preocupação quanto à aplicação da vinhaça é o risco de contaminação de aquíferos subterrâneos. Segundo a Cetesb, as indústrias que geram quantidades inferiores a 100 m³/dia são classificadas como de reduzido risco, entre 100 m³/dia e 1.000 m³/dia como de risco moderados, e acima de 1.000 m³/dia como de risco elevado de geração de cargas poluidoras aos aquíferos. Com base nestes critérios, a Cetesb classificou as maiores unidades de processamento de cana do Estado de São Paulo, chegando ao seguinte resultado: 20,3% representam risco elevado, 18,7%, risco moderado, e 60,9%, risco reduzido (SMA, 2004).

Segundo Macedo (2002), é baixo o nível de aplicação de pesticidas e herbicidas na cultura da cana-de-açúcar, se comparado a outras culturas. Isso deve-se, em parte, à incorporação de um extenso programa de controle biológico do principal predador da cana, que é a broca.

As queimadas são um grande problema ambiental do subsistema agrícola, resultando em emissões significativas de diversos poluentes atmosféricos de impacto local e global. Por essa razão estabeleceu-se um programa de redução gradual da queima da cana no Estado de São Paulo. Cetesb (2004) destaca, quanto à gestão da qualidade do ar e da poluição atmosférica no Estado, que regiões próximas de queimadas de palha de cana-de-açúcar merecem atenção especial de sua parte e têm sido motivo de novas investigações quanto à situação da qualidade do ar.

O uso de máquinas agrícolas nas etapas de preparo do solo, plantio, tratos culturais, colheita e transporte representam significativa parcela do consumo de energia da cadeia produtiva de açúcar e álcool, na forma de óleo diesel. Macedo, Leal e Silva (2004) estimam que são gastos de 1,561 a 1,696 litros de diesel por tonelada de cana-de-açúcar processada, numa situação típica do Estado de São Paulo. Considerando que a atividade industrial é auto-suficiente

do ponto de vista das demandas térmica e eletromecânica, este é o único aporte de energia externa na fase de operação da cadeia produtiva. Adotando-se o ponto de vista de ciclo de vida, e caso a cana-de-açúcar seja destinada exclusivamente à produção de etanol, Macedo, Leal e Silva (2004) afirmam que o consumo de óleo diesel representa cerca de 32% de toda a energia consumida no ciclo de vida.

No subsistema industrial, destaca-se a grande quantidade de resíduos gerados e de água demandada. Quanto aos resíduos, caracterizam-se essencialmente pela alta carga orgânica, que torna a disposição final motivo de preocupação. Um dos resíduos gerados em grande quantidade é o bagaço de cana, utilizado como combustível para geração de energia. Outros resíduos importantes são a vinhaça, resíduo mais importante em virtude da quantidade em que é gerado e de suas características físico-químicas, a torta de filtro, os resíduos das peneiras, as cinzas das caldeiras e lavadores de gases, e efluentes de limpeza de equipamentos. Segundo CSPE (2001) e Cetesb (2002), todos eles são aplicados no solo, como fertilizantes.

Quanto ao uso e consumo de água, destacam-se os fluxos de água de lavagem de cana, que podem recircular, passando por decantadores antes de voltar às mesas de lavagem. Há casos, contudo, em que ela é descartado como efluente ou misturada à vinhaça para aplicação na solo. O uso de água de lavagem representa um dos grandes fluxos de água na cadeia produtiva da cana-de-açúcar.

Também, a água dos condensadores barométricos das etapas de evaporação e cozimento do caldo recirculam através de torres úmidas de resfriamento, com tiragem forçada de ar, ou em lagoas de resfriamento (*cooling ponds*). Estes dois circuitos são outros importantes fluxos de água no processo, mas representam majoritariamente água originária da própria cana-de-açúcar. Contudo, é significativa a reposição de água, em virtude das perdas por evaporação e arraste, nas torres e lagoas, e da necessidade de que seja renovada a água no circuito devido à concentração de contaminantes do processo.

A água resultante da condensação do vapor vegetal, que é o vapor obtido da evaporação da água presente no caldo, também é da própria cana-de-açúcar, sendo normalmente reaproveitada na etapa de embebição, em que é incorporada ao processo. Em outros casos é também destinada à fertirrigação.

Outro importante circuito de água é o da água de caldeira. Segundo Camargo (1990), o índice médio de retorno de condensado nas usinas e destilarias fica em torno de 80%, resultando em que haja reposição de 20% de água nesse circuito.

Os circuitos de água de resfriamento dos condensadores da destilação e do escape das turbinas de condensação (se houver), também são bastante significativos. Neles, a água de resfriamento normalmente circula em torres úmidas de resfriamento, com tiragem forçada de ar, em que as perdas de água por evaporação e arraste, além da necessidade de reposição de água em virtude da concentração de contaminantes, são consideráveis

A propósito, o uso e consumo de água nas usinas e destilarias são dos aspectos ambientais mais relevantes no setor. O DAEE (Departamento de Águas e Energia Elétrica) classifica-o como hidrointensivo, segundo Fiesp (2001). Prova disso é que, em 1990, o total das usinas e destilarias paulistas demandaram 42,3 m³/s. Isso correspondeu, naquele ano, a 42,69% de toda demanda de água industrial no Estado de São Paulo.

Corroborando o parágrafo anterior, Macedo (2002) afirma que a captação e uso de água nas usinas de açúcar é ainda muito elevada. Segundo ele, em estudo realizado pela Copersucar, em 1997, uma amostra de 36 usinas processando 60 milhões de toneladas de cana em São Paulo, indicou uma média de 5 m³ de água captada por tonelada de cana processada, com a amostra variando de 0,7 até 20 m³ por tonelada de cana. O autor continua, dizendo que é esperado, para os próximos anos, um programa de redução de captação de água, motivado por ações restritivas (inclusive cobrança pelo uso) e baseado essencialmente na otimização de processos e reutilização interna, sendo possível buscar a meta de 1 m³ de água por tonelada de cana processada.

O Conselho Estadual de Recursos Hídricos (CRH, 2002), em seu Relatório de Situação dos Recursos Hídricos do Estado de São Paulo, também ressalta o fato de as usinas e destilarias serem importantes consumidores de recursos hídricos no Estado de São Paulo, na categoria usos industriais, chegando a representar mais de 50% do consumo em regiões em que a presença da atividade é significativa, como por exemplo nas bacias dos rios Pardo, Piracicaba/Capivari/Jundiaí, Mogi-Guaçu, Baixo-Pardo/Grande, Médio Paranapanema, Baixo Tietê, Peixe e Pontal do Paranapanema.

Finalmente, quanto ao subsistema de geração de energia, destaca-se a emissão de poluentes atmosféricos e a geração de cinzas, pela queima de biomassa nas caldeiras, e uso e consumo de água para produção de excedentes de eletricidade. Esses aspectos, juntamente com os principais fluxos de energia, serão tratados mais detalhadamente no Capítulo 5, pois são objeto de estudo desta dissertação.

Capítulo 3

Mudanças Climáticas e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

Neste capítulo trata-se das mudanças climáticas e do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, focando-se especialmente os conceitos de adicionalidade e linha de base. Apresenta-se, também, a metodologia aprovada pelo Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo para projetos de geração de eletricidade com bagaço de cana-de-açúcar, que será usada no Capítulo 5 para caracterização do cenário alternativo à esse tipo de geração de eletricidade.

3.1 – Introdução

A atmosfera terrestre é uma mistura de gases formada basicamente por nitrogênio, que representa 78% de sua massa, oxigênio, que representa cerca de 20%, vapor d'água, 1%, além de outros constituintes, em concentrações inferiores a 1%. Alguns desses gases apresentam concentração relativamente estável, como é o exemplo do nitrogênio e do oxigênio, e outros têm concentração variável, de acordo com a época do ano e a localização geográfica, como são os casos do vapor d'água e do dióxido de carbono.

Uma das propriedades dessa complexa mistura de gases, que permite a vida na Terra, é o efeito estufa. Efeito estufa é a capacidade natural que a atmosfera terrestre tem de reter parte da energia irradiada pelo sol, de forma que ela não seja dissipada rapidamente para o espaço. É o

efeito estufa que permite o equilíbrio climático e a manutenção de temperaturas relativamente estáveis na superfície da Terra.

O efeito estufa decorre da propriedade que têm certos gases presentes na atmosfera de serem transparentes à radiação eletromagnética na faixa de frequências da luz visível, ao mesmo tempo em que refletem a radiação eletromagnética na faixa de frequências do infravermelho. Esses gases são os gases de efeito estufa.

Tais gases, ao permitirem a passagem da radiação solar na faixa de frequência da luz visível e refletirem a radiação na faixa de frequência do infravermelho, promovem o armazenamento, na atmosfera terrestre, de parte da energia irradiada pelo sol. Isso porque a radiação solar é emitida majoritariamente na faixa de frequência da luz visível e atravessa a atmosfera atingindo o solo. Ao incidir sobre o solo, parte é refletida na faixa de frequência do infravermelho, sendo, então, retida na atmosfera pelos gases de efeito estufa.

O efeito estufa é um fenômeno natural e que depende essencialmente das concentrações de cada um dos gases de efeito estufa na atmosfera. Os mais importantes desses gases são o vapor d'água (H_2O), o dióxido de carbono (CO_2) e o metano (CH_4). Eles são essenciais ao bem-estar climático do planeta tal como o conhecemos hoje, desde que permaneçam em suas concentrações de equilíbrio natural, que têm se mantido relativamente estáveis ao longo dos séculos.

Contudo, a atividade humana, e especialmente aquele tipo de atividade iniciada e intensificada a partir da Revolução Industrial, passou a interferir significativamente nesse equilíbrio. Isso por causa da emissão adicional de gases de efeito estufa, com conseqüente aumento de sua concentração na atmosfera e alteração do equilíbrio climático do planeta.

Os gases de efeito estufa de origem humana mais importantes são o dióxido de carbono (CO_2), o metano (CH_4), o óxido nitroso (N_2O), os hidrofluorcarbonos (HFC) e os clorofluorcarbonos (CFC). Eles são emitidos em virtude da forma como se usa o solo, do desmatamento, da intensa utilização de combustíveis fósseis e de alguns processos industriais.

Esse processo de alteração do clima em virtude da ação humana denomina-se mudanças climáticas. Vale esclarecer que há variabilidade natural do clima terrestre, que depende de uma série de fatores, mas essa variabilidade tem sido afetada intensamente pela ação humana, devido à emissão adicional de gases de efeito estufa.

As evidências desse fenômeno de alteração das características da atmosfera terrestre, em virtude da ação humana, começaram a ser percebidos pelos cientistas e estudiosos em meados do século XX. Isso levou à criação, pela comunidade internacional, do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas, ou *Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC*, órgão científico criado para estudar essa questão. Hoje, o IPCC já assume como certa a interferência da ação humana no equilíbrio climático do planeta (IPCC, 2001).

Para lidar com essa questão, chefes de estado de diversos países, reunidos sob coordenação das Nações Unidas, instituíram a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (Convenção), ou *United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC*, em 1992, no Rio de Janeiro, com o objetivo principal de estabelecer políticas e planos de estabilização da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera terrestre. Um dos principais resultados da Convenção foi a edição do Protocolo de Quioto, em 1997, que veio a ser ratificado somente em 2004, com o objetivo de estabelecer um plano de ação para a consecução dos objetivos da Convenção.

Um dos pontos centrais do Protocolo de Quioto é o comprometimento dos países desenvolvidos e economias de transição, conhecidos como países do Anexo I, de reduzir em cerca de 5,2% suas emissões de gases de efeito estufa em relação aos níveis de 1990. Aos países em desenvolvimento, ou não-Anexo I, como é o caso do Brasil, permanece o comprometimento de estabelecer políticas para mitigação das emissões de gases de efeito estufa, porém, sem metas quantificadas.

O Protocolo de Quioto prevê, como forma de auxiliar países do Anexo I na consecução de seus objetivos de redução de emissões, a utilização de mecanismos de flexibilização, dentre os quais se destaca o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), ou *Clean Development Mechanism - CDM*.

Previsto no artigo 12 do Protocolo de Quioto, o MDL pressupõe a participação dos países não-Anexo I e representa-lhes boa oportunidade de negócios. Seu objetivo é prestar assistência financeira a esses países através da venda de créditos de emissões, obtidos com a implementação de projetos certificados de reduções de emissões, de forma que esses países viabilizem o chamado Desenvolvimento Sustentável. Ao mesmo tempo, os créditos comprados pelos países Anexo I os auxilia no cumprimento de seus compromissos quantificados de limitação e redução de emissões de gases de efeito estufa.

Dessa forma, um país Anexo I, pretendendo complementar suas metas de redução, poderá se beneficiar da compra de créditos de carbono, as Reduções Certificadas de Emissões (RCEs), ou *Certified Emission Reductions - CERs*, obtidos a partir da implantação e validação de um projeto de MDL que reduza emissões de gases precursores do efeito estufa num país não-Anexo I. No caso do Protocolo de Quioto, o primeiro período de verificação das emissões será em 2012, quando as emissões dos três anos anteriores serão contabilizadas e sua média comparada com o ano-base 1990. O resultado deverá ser 5,2% menor. Assim, caso um país não cumpra suas metas de redução, ao redor de 5,2% em relação a 1990, pode usar os créditos de emissão para complementar suas reduções.

Deve-se ressaltar que cada país define um limite para uso dos créditos de carbono na consecução de seus objetivos de redução de emissões, de forma que permaneça o incentivo ao desenvolvimento de medidas internas de mitigação de emissões, objetivo principal da Convenção.

A priori, qualquer atividade que comprove redução de emissões ou seqüestro de gases de efeito estufa pode ser eleita como projeto de MDL. As oportunidades atingem os mais diversos

ramos de atividades, desde indústrias, agroindústrias, projetos florestais, até atividades comerciais e de transporte. Algumas das principais são:

(1) Substituição de combustíveis e energia renovável

Seja na geração de vapor, eletricidade, energia térmica, potência mecânica, transportes ou para outras finalidades: substituição de combustíveis fósseis por combustíveis derivados de biomassa, por exemplo, carvão mineral por carvão vegetal, gasolina por etanol, e diesel por biodiesel. Substituição de combustíveis fósseis mais intensivos na emissão de gases de efeito estufa por outros, menos intensivos, como é o exemplo da substituição de óleo combustível ou óleo diesel por gás natural. Substituição de combustíveis fósseis por resíduos, como é o caso da incineração de resíduos em fornos de cimento.

A produção de energia eletromecânica ou térmica, para consumo próprio ou de terceiros, é elegível à obtenção de créditos de carbono se obtida de fontes renováveis, tais como, fontes derivadas da biomassa (bagaço, cascas, óleos, biogás de aterro, etc.), energia hidráulica, fontes geotérmicas, energia eólica, marés, entre outras.

(2) Conservação de energia

A redução do consumo de energia elétrica obtida da rede elétrica ou de geração própria, a partir de combustíveis fósseis, pela efficientização de processos e instalações, dá margem à obtenção de créditos. Oportunidades estão na substituição de equipamentos, mudanças de processo, racionalização do uso de eletricidade, etc;

Também a conservação de energia que resulte em redução do consumo de combustíveis fósseis pode gerar créditos de carbono. Exemplos típicos são a cogeração de energia, substituição de equipamentos, otimização de sistemas a vapor, redução de perdas térmicas, conversão de ciclos simples em ciclos combinados, etc.

(3) Substituição de matérias-primas e modificações de processo

Há oportunidades, por exemplo, em alguns processos específicos como: substituição parcial de clínquer na produção de cimento; substituição de carbono mineral ou fóssil na produção de soda e bicarbonatos; substituição de matéria-prima fóssil, CH_4 por exemplo, na produção de amônia; redução das emissões de CO_2 na metalurgia/siderurgia pela substituição de fontes de carbono fóssil como agente redutor; e reciclagem e conservação de uso de materiais diversos.

(4) Redução da emissão de gases específicos

Em diversos segmentos produtivos a redução da emissão de N_2O , CH_4 , PFC, HFC e SF_6 são oportunidades de obtenção de créditos. Redução das emissões de N_2O na produção de ácido adípico, ácido nítrico, fertilizantes, etc; redução das emissões de PFC na produção de alumínio e de HFC na produção de fluidos refrigerantes; redução das emissões de HFC, PFC e SF_6 decorrentes de seu uso final; captura e destruição de CH_4 do biogás e N_2O originados em aterros sanitários, efluentes industriais, estações de tratamento de efluentes, esterco, etc;

(5) Floresta e uso do solo

Há, finalmente, oportunidades de redução e sequestro de carbono na área de florestas e uso do solo.

A importância da biomassa de cana-de-açúcar, como de qualquer outra biomassa, nesse contexto, é seu uso como fonte de energia primária menos intensiva na emissão de gases de efeito estufa. Isso porque o CO_2 emitido em sua queima é absorvido pelo crescimento do novo estoque de biomassa, desde que ela seja de origem renovável, ou seja, provenha de fonte continuamente

renovada à medida que é explorada e pouco intensiva na emissão de gases de efeito estufa ao longo de seu ciclo de vida, quesitos que a cadeia da cana-de-açúcar atende.

No Brasil, o papel desempenhado pela biomassa de cana é significativo para a adoção de políticas internas de mitigação e para a proposição de projetos de MDL por duas razões: uso do álcool combustível como substituto parcial a gasolina e uso dos resíduos do processo, tais como bagaço, palha e vinhaça, como combustível.

3.2 – Projetos de MDL e a definição da linha de base

Para que um projeto seja aprovado no âmbito do MDL, deve passar por um processo de validação, registro e certificação, no qual são aferidos os critérios de elegibilidade definidos pelo Protocolo de Quioto (UNFCCC, 2003). O projeto e a defesa de sua elegibilidade devem estar adequadamente registrados no documento de concepção do projeto, a ser apresentado pelo proponente do projeto e avaliado pelo Conselho Executivo do MDL, que define seu registro. Os critérios de elegibilidade são:

- (1) Promoção do Desenvolvimento Sustentável;
- (2) Item 5, do artigo 12, do Protocolo de Quioto: participação voluntária das partes envolvidas no projeto; benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo, relacionados à mitigação da mudança do clima; e reduções de emissões que sejam adicionais às que ocorreriam na ausência do projeto.

Este segundo critério, conhecido por critério de adicionalidade, conduz a uma discussão interessante, que envolve o conceito de linha de base, e que será aproveitado nesta dissertação para realização da avaliação comparativa das emissões de gases de efeito estufa.

A adicionalidade consiste na comprovação de que a redução de emissões ou o aumento da remoção de gases de efeito estufa, pelo projeto, ocorre de forma adicional ao que haveria em sua ausência. Em outras palavras, para que um projeto de MDL seja validado e tenha direito às reduções certificadas de emissões, deve comprovar que contribuiu, de forma adicional a um cenário de referência, para a redução das emissões ou para o seqüestro de carbono da atmosfera.

Um dos principais desafios nesse sentido é precisamente a determinação desse cenário de referência de emissões, que deve representar a melhor estimativa possível para o que teria acontecido na ausência do projeto sob avaliação. Os créditos de carbono são calculados, então, pela diferença entre as emissões do projeto e desse cenário de referência.

Como determina o processo de validação e registro de projetos de MDL, a determinação do cenário de referência, das emissões do projeto e das reduções de emissões é feita basicamente pela resposta a duas questões: a questão da adicionalidade e a questão da linha de base.

(1) *Questão da adicionalidade.* O projeto está sendo implementado por causa dos incentivos adicionais da comercialização dos créditos de emissão?

A questão da adicionalidade diz respeito à verificação da viabilidade do projeto na ausência do incentivo financeiro representado pelo MDL, isto é, procura responder à questão: teria o projeto acontecido na ausência dos benefícios financeiros do MDL? Com isso pretende-se verificar o real incentivo que o MDL confere ao projeto sob análise. Na análise da adicionalidade surge o conceito de projetos que são prática comum em seu setor produtivo, o chamado *business-as-usual*. Projetos que fazem parte da prática comum não necessitariam dos incentivos do MDL para acontecer e, portanto, não seriam elegíveis ao MDL.

Dada a dificuldade prática de se avaliar a adicionalidade de projetos, o que depende de julgamentos de critérios subjetivos, o Conselho Executivo do MDL aprovou a ferramenta de

adicionalidade, ou *Tool for the demonstration and assessment of additionality* (UNFCCC, 2004a). Este documento estabelece uma série de passos através dos quais se deve avaliar a adicionalidade de um projeto candidato ao MDL. A avaliação inclui: identificação das alternativas ao projeto proposto, análise da legislação e políticas aplicáveis ao projeto, análise econômico-financeira, análise de barreiras tecnológicas, financeiras e institucionais, análise da prática comum e impacto dos créditos de carbono no projeto.

Note-se que responder à questão da adicionalidade vai além de meramente avaliar a viabilidade econômico-financeira do projeto na ausência dos incentivos do MDL. Envolve essencialmente analisar as potenciais barreiras – políticas, institucionais e econômico-financeiras – à implementação do projeto face a outras alternativas.

(2) *Questão da linha de base.* Assumindo que o projeto seja adicional, qual é a quantidade de redução de emissões que resulta do projeto?

Linha de base é o cenário hipotético de referência que procura representar de forma transparente, objetiva e conservadora o que aconteceria, quanto às emissões de gases de efeito estufa, caso o projeto não fosse implementado. A determinação da linha de base de um projeto envolve, freqüentemente, hipóteses de difícil julgamento, que devem ser testadas e avaliadas ao longo da verificação da adicionalidade do projeto.

Uma vez demonstrada a adicionalidade do projeto, conclui-se que ele não pertence à linha de base, ou seja, não é prática comum. Assim, caso resulte em redução de emissões em relação à linha de base, terá direito aos créditos de carbono. Os créditos são calculados pela diferença entre as emissões do projeto e as emissões de sua linha de base.

A linha de base deve ser sempre específica para cada projeto sob análise. Nos casos em que é possível estabelecer linhas de base genéricas, como é o exemplo da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis conectadas a uma mesma rede, deve-se demonstrar que a linha de base genérica aplica-se, sem restrições, ao projeto específico.

No documento Procedimentos e Modalidades do MDL (UNFCCC, 2003), ou *CDM Modalities and Procedures*, o Comitê Executivo do MDL define três possíveis abordagens para a determinação da linha de base. Cabe ao proponente do projeto selecionar a mais apropriada e ao Comitê Executivo analisar e validar a escolha. São elas: emissões atuais ou históricas existentes, conforme o caso; emissões de uma tecnologia que seja economicamente atrativa, levando-se em conta as barreiras para o investimento; e média das emissões de atividades de projeto similares realizadas nos cinco anos anteriores, em circunstâncias sociais, econômicas, ambientais e tecnológicas similares, e cujo desempenho esteja entre os primeiros 20% de sua categoria.

Como discutido no Capítulo 2, a avaliação das emissões de gases de efeito estufa do uso da biomassa residual de cana-de-açúcar como combustível nas usinas e destilarias será feita pela comparação entre cenários. O que se propõe aqui é aproveitar a idéia de linha de base, extraída do MDL, para definição do cenário de comparação.

3.3 – Linha de base para eletricidade de biomassa residual de cana-de-açúcar

O ponto chave no estabelecimento da linha de base em projetos de geração de energia elétrica proveniente das fontes conhecidas como renováveis reside na determinação da geração de eletricidade evitada, ou da eletricidade que seria gerada na ausência do projeto. Se fosse possível simplesmente identificar uma planta específica, que o projeto em análise deslocasse quando entrasse em operação, seria direta a determinação da eletricidade evitada e, conseqüentemente, da redução de emissões. Bastaria quantificar o tipo de combustível usado na planta específica e aplicar o fator de emissão correspondente.

No entanto, segundo Kartha, Lazarus e Bosi (2002), quando se trata de plantas conectadas à rede de eletricidade, a determinação de como um projeto específico afeta a geração de eletricidade é um desafio. Esse é o caso do objeto de estudo desta dissertação. O uso da biomassa residual de cana-de-açúcar como combustível para geração de eletricidade enquadra-se no caso

de geração conectada à rede – Sistema Interligado Nacional (SIN), subsistema Centro Oeste, Sul e Sudeste (CO-S-SE).

Kartha, Lazarus e Bosi (2002) também afirmam que as diversas metodologias de linha de base e estudos de caso pesquisados recaem em uma, ou numa combinação, de duas categorias. Na primeira delas estão as metodologias que tomam por linha de base a influência do projeto na operação das centrais existentes e futuras. Na outra categoria estão as metodologias que tomam por linha de base a influência do projeto na construção de novas centrais de geração.

Ciente disso, o Comitê Executivo do MDL aprovou, em 22/11/2004, a metodologia “AM0015 – Cogeração com bagaço de cana-de-açúcar conectada à rede” (UNFCCC, 2004b) para determinação da linha de base de projetos de geração de eletricidade conectados à rede, a partir de bagaço de cana.

A metodologia AM0015 adota os conceitos de margem de operação, margem de construção e margem combinada para determinação da linha de base de projetos de geração de eletricidade com bagaço de cana, considerando seus efeitos tanto na operação das centrais existentes, quanto na construção de novas centrais.

A palavra margem, na metodologia, reflete o fato de que os efeitos da nova central no sistema não atingirão todo o parque de geração a ele conectado. Apenas um certo conjunto de centrais, que atendem às variações de carga na rede serão afetadas. Estas centrais são o que a metodologia chama de margem do sistema, e constituem aquelas centrais com menor prioridade de despacho. São elas as primeiras a serem ligadas ou desligadas em virtude de variações de carga do sistema. Centrais que não pertencem à margem do sistema, estão na sua base, e dificilmente seriam afetadas pela entrada em operação da nova central a biomassa.

3.3.1 – Margem de operação

O componente margem de operação, no cálculo da linha de base, considera o efeito do projeto na operação das centrais de geração conectadas à rede. Como visto, parece razoável considerar que a instalação de uma nova central de geração a biomassa afete a operação das centrais de geração existentes, e em especial, daquelas despachadas na margem do sistema, em resposta a mudanças na carga.

Em países como o Brasil, ainda que a matriz seja fortemente hidráulica, a margem do sistema é atendida por uma parcela maior de centrais termelétricas do que acontece na base. Assim, as emissões de gases de efeito estufa consideradas na margem de operação são bastante mais influenciadas pela operação de termelétricas do que aconteceria se fossem consideradas as emissões resultantes da operação de todo o sistema, base mais margem.

A metodologia AM0015 indica quatro métodos de se calcular a margem de operação. São eles:

Margem de operação pela média ponderada de toda a geração. Este é o método mais simples, e também menos preciso, para determinação da margem de operação. Ele, de fato, contraria a própria definição de margem de operação apresentada acima. Assume-se que a linha de base é simplesmente a média ponderada das emissões resultantes da geração de todo o conjunto de centrais conectadas à rede. O cálculo é simples e direto, dependendo apenas de informações confiáveis sobre o sistema estudado. A preocupação mais óbvia com esse método é que ele inclui na determinação da linha de base não somente as centrais que operam na margem, mas também as centrais que operam na base da geração, que não seriam afetadas pela operação da nova central a biomassa.

Margem de operação pela média ponderada de toda geração, excluindo todas as centrais de geração baixo-custo/deve-operar. Este método procura resolver o principal problema do método anterior, de forma simplificada. Faz isso pela exclusão das centrais que presumidamente operariam na base, do cálculo da margem de operação pelo método anterior.

Segundo a metodologia, as centrais que presumidamente operariam na base são aquelas que: (1) apresentam baixo custo de operação, chamadas de centrais baixo-custo, ou (2) apresentam restrições técnicas que as obrigam a operar, chamadas de centrais deve-operar. Assim, assume-se, de forma simplificada, que as centrais que operam na base são as centrais baixo-custo/deve-operar. Os principais exemplos desse tipo de centrais são as hidrelétricas, geotermelétricas, eolielétricas, termonucleares, centrais a biomassa de baixo custo e centrais fotovoltaicas.

Assim, a margem de operação é o resultado da média ponderada das emissões decorrentes da operação das centrais não baixo-custo/deve-operar. Em geral, são as termelétrica a carvão, óleo combustível, óleo diesel, gás natural e biomassa de alto custo.

Margem de operação pela média ponderada da geração, excluindo somente parte das centrais de geração baixo-custo/deve-operar. Este método procura refinar o método anterior, porém evitando que o cálculo fique complexo. O que se propõe é identificar a parcela de tempo que as centrais baixo-custo/deve-operar operariam na margem, e não na base, através de um coeficiente calculado a partir da curva de permanência de carga do sistema (λ). Assim, haveria maior precisão na exclusão do que seria a base de operação do sistema do cálculo da média ponderada das emissões de toda geração. Isso porque é razoável considerar que mesmo as centrais baixo-custo/deve-operar operem na margem do sistema, especialmente nos momentos de menor carga.

Nesse caso, a margem de operação resulta, em geral, numa média ponderada das emissões resultantes da geração não baixo-custo/deve-operar (termelétrica a carvão, óleo combustível, óleo diesel, gás natural e biomassa de alto custo), com alguma participação das centrais baixo-custo/deve-operar (hidrelétricas, geotermelétricas, eolioelétricas, termonucleares, centrais a biomassa de baixo custo e centrais fotovoltaicas).

Apesar do aperfeiçoamento, não se pondera adequadamente a participação das centrais de maior custo de geração na margem de operação. Essas são, tipicamente, plantas mais antigas, com maior custo de geração e mais altas taxas de emissão de gases de efeito estufa.

Análise de despacho. Continuando o refinamento proposto pelo método anterior, a análise de despacho propõe o uso dos dados reais de despacho das centrais do sistema. Isto é, determina-se a margem do sistema com base na geração horária de cada uma das centrais do sistema, ordenadas por mérito de despacho econômico, ao longo de todo o ano. Com isso, obtém-se figura bastante mais representativa do que se espera ser a margem de operação, em resposta a diferentes condições de carga no sistema.

Desde que estejam disponíveis os dados necessários à sua aplicação, a metodologia AM0015 indica que esta é a opção preferível para determinação da margem de operação. Observe-se que, em sistemas complexos como o brasileiro, o cálculo da margem de operação por essa opção implica a obtenção de informações referentes à todas as usinas conectadas à rede, despachadas de forma centralizada, hora a hora, ao longo de todo o ano. Isso representa um volume considerável de informações.

Pela análise de despacho, a margem de operação é obtida da média ponderada das emissões resultantes dos 20% de pico da geração horária, considerando-se o mérito de despacho econômico das centrais do sistema. Assim, para cada hora do ano deve-se conhecer a geração de cada central, ordená-las em ordem crescente de mérito de despacho econômico e selecionar a geração correspondente aos 20% de energia de menor mérito de despacho, ou seja, o pico da geração. Suas emissões são, então, usada para calcular-se a média ponderada.

É possível, como propõem Kartha, Lazarus e Bosi (2002), que sejam adotados refinamentos no método de análise do despacho, mas eles não serão tratados aqui. Estes refinamentos exigem acesso a dados mais completos de operação do sistema e tornam o cálculo ainda mais complexo. Talvez por isso, tenham sido deixados de fora da metodologia AM0015, padronizada pelo Conselho Executivo do MDL, ficando a critério de cada projeto adotá-los.

3.3.2 – Margem de construção

O componente margem de construção, no cálculo da linha de base, reflete a influência do projeto na construção de novas centrais de geração. Aqui, presume-se que o novo projeto é uma alternativa ao investimento em alguma outra opção de geração de eletricidade, ou num conjunto delas, sendo que sua instalação irá provocar a substituição ou atraso da implantação desse conjunto opcional de centrais.

Segundo Kartha, Lazarus e Bosi (2002), na margem de construção, especialmente em se tratando de centrais de geração de pequeno porte, como é o caso de centrais a biomassa de cana, é importante considerar o efeito “atraso” mais do que o efeito “cancelamento”. Isto é, a implantação do projeto deve mais provavelmente atrasar a construção de um empreendimento alternativo do que promover seu cancelamento.

De fato, este ponto de vista é uma hipótese razoável quando há uma seqüência de plantas a ser construída e quando o cronograma de construção é afetado pela necessidade de equilibrar oferta e demanda, quer por uma reserva de margem mínima, quer através de sinais nos custos de expansão do sistema. Pelo incremento da oferta, o novo projeto aumentará as reservas de margem ou diminuirá os custos de expansão, atrasando a necessidade de novas plantas de geração.

O efeito na margem de construção deve ser considerado para um conjunto de novos empreendimentos na ordem cronológica de construção, e não de uma central específica. Assim, a margem de construção deve refletir, na medida do possível, uma composição de centrais de geração e não uma única específica. Margens de construção que apontem para uma central

específica, ou de um tipo específico, podem ser insuficientes para o desenvolvimento de uma margem de construção robusta, exceto em situações em que um único tipo de central é dominante na expansão do sistema, caso em que isso deve ser adequadamente demonstrado.

Diferentemente da margem de operação, em que o projeto surte efeito imediatamente a partir de sua operação, no caso da margem de construção é razoável assumir a possibilidade de que decorram alguns anos até que o projeto surta efeito, em especial quando as centrais em construção envolvem altos custos e têm longos prazos de concepção e implantação.

Mesmo em sistemas elétricos bem planejados, é bastante difícil prever o cronograma e tipos de plantas que entrarão em operação, além daquelas já em construção e que, por isso, provavelmente não serão influenciadas pelo projeto. A questão é, portanto, fazer uma boa estimativa das plantas que poderão ser construídas nos anos seguintes, com base nas informações disponíveis e nas tendências do mercado.

A metodologia AM0015 apresenta como método de cálculo da margem de construção:

Média ponderada das adições recentes de capacidade de geração. Este método envolve a identificação das centrais mais recentemente construídas, ou em processo de construção, para que a partir delas seja derivado um fator de emissão, pela média ponderada das emissões das centrais identificadas. Há duas opções para identificação das centrais: a primeira opção considera que a margem de construção seja determinada antes do início do projeto (*ex-ante*) e a segunda opção, posteriormente ao início do projeto (*ex-post*). Em qualquer dos casos, a determinação da margem de construção deve adotar: (1) as cinco últimas centrais adicionadas ao sistema, ou (2) as centrais mais recentemente adicionadas ao sistema que correspondam a 20% da energia produzida no sistema.

Kartha, Lazarus e Bosi (2002) indicam uma outra opção de cálculo da margem de construção:

Central específica. Este método é largamente recomendado como alternativa quando não há dados suficientes para cálculo da margem de construção pelas adições recentes, como explicado no método anterior, ou quando este se mostra inadequado. O método anterior mostra-se inadequado quando o sistema de geração passa por grandes mudanças, o que faz as adições passadas não representativas das novas construções. A escolha da central alternativa pode ser feita regionalmente, como a alternativa mais barata disponível.

Essa alternativa, porém, não é considerada pela metodologia AM0015, provavelmente, em virtude de sua simplicidade, considerando que a determinação da média ponderada das adições mais recentes não é de difícil execução.

3.3.3 – Margem combinada

Considerando que a maior parte dos projetos terá algum efeito tanto na margem de operação, especialmente no curto prazo, quanto na margem de construção, especialmente no longo prazo, métodos que combinam ambos os efeitos proporcionarão, em princípio, uma linha de base mais apropriada. A metodologia AM0015 leva isso em consideração e recomenda a adoção da margem combinada como linha de base para projetos de geração de eletricidade conectados à rede.

A margem combinada é obtida, simplesmente, da média aritmética das margens de operação e construção. Seria possível propor métodos mais sofisticados do que a simples ponderação das margens de operação e construção, mas que não necessariamente resultariam em resultados mais robustos, considerando-se os recursos empregados. Assim, para a produção de eletricidade com bagaço de cana, conectada à rede, a média aritmética das margens de operação e construção, resultando na margem combinada, é o método mais apropriado para determinação da linha de base.

No Capítulo 5, será calculada a linha de base para projetos de produção de eletricidade com biomassa residual de cana-de-açúcar, para o ano base 2002, através do método da margem

combinada, baseado na margem de operação calculada pela média ponderada de toda a geração, excluindo somente parte das centrais baixo-custo/deve-operar, e margem de construção calculada pelo método *ex-ante*.

Capítulo 4

Legislação ambiental

Neste capítulo trata-se de alguns aspectos constantes da política e legislação ambiental brasileira relevantes a esta dissertação, especialmente aqueles relacionados à emissão de óxidos de nitrogênio e material particulado, uso e consumo de água e geração de cinzas, que influenciam o licenciamento e operação de centrais a biomassa no Estado de São Paulo. Esses aspectos serão usados como diretrizes para a avaliação realizada no Capítulo 6.

4.1 – Introdução

Seguindo a tendência internacional, o Brasil também começou a desenvolver sua política e legislação ambiental de forma sistêmica a partir da década de 1970. O Estado de São Paulo foi um dos pioneiros nesse sentido, com a Lei Estadual 997/76 e de seu respectivo regulamento, aprovado pelo Decreto Estadual 8.468/76, os quais dispõem sobre a prevenção e o controle da poluição do meio ambiente e criam instrumentos de licenciamento ambiental de fontes de poluição e sanções aos poluidores, em caso de não cumprimento da Lei.

No âmbito Federal, a primeira norma jurídica a tratar a questão ambiental de forma específica e sistêmica foi a Lei 6.938/81, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente. Com efeito, ela dá as diretrizes da gestão ambiental no Brasil, incluindo, de forma indireta, as emissões atmosféricas, o uso e consumo de água e os resíduos sólidos. Como afirmam Rei e Medaglia (1997), essa Lei adotou os mecanismos já vigentes na Lei Paulista e incorporou

outros importantes instrumentos de política e regulação ambiental, sendo ambas consideradas os marcos divisores da legislação ambiental Federal e do Estado de São Paulo.

Em 1988, outro importante marco foi estabelecido pela Constituição Federal, em seu Artigo 225, que coloca o meio ambiente no topo mais alto da legislação brasileira ao dispor que:

Art. 225 - Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações.

No conjunto da legislação e política ambientais nacional, o tratamento das emissões de poluentes atmosféricos, uso e consumo de água e disposição de resíduos sólidos não está centralizado em uma única norma. Há algumas leis e resoluções que tratam de cada um desses assuntos, de forma direta ou indireta, às vezes independentemente, outras, coordenadamente. Em linhas gerais, pode-se afirmar que os modelos de gestão da qualidade do ar e da poluição atmosférica, dos recursos hídricos, e da poluição dos solos estão calcados fundamentalmente nos conceitos de padrões de qualidade do meio, poluição e padrões de emissão.

Padrões de qualidade. Os padrões de qualidade indicam a concentração de poluentes, cuja presença no meio possa ser considerada normal, e se aplicam para os meios ar, água e solo. São apresentados geralmente em unidades de massa (do poluente) por unidades de volume (do meio). Sua determinação deve ser feita considerando-se o grau de exposição dos receptores, incluindo seres humanos, animais, plantas e materiais. Infelizmente, os padrões brasileiros foram adotados com base em padrões internacionais, e não em pesquisas locais, o que pode ser motivo de bastante crítica.

Poluição. É a degradação da qualidade ambiental, ou seja, a alteração adversa das características do meio ambiente, resultante de atividades que prejudiquem a saúde, a segurança e o bem estar da população, criem condições adversas às atividades sociais e econômicas, afetem

desfavoravelmente a biota, afetem as condições estéticas ou sanitárias do meio ambiente e lancem matérias ou energia em desacordo com os padrões ambientais estabelecidos. Considera-se poluente qualquer substância que, pela sua concentração no meio, possa causar sua poluição. A legislação disciplina que ficam proibidos o lançamento e liberação de poluentes nas águas, no ar e no solo.

Padrões de emissão, lançamento ou disposição. Os padrões de emissão de poluentes são apresentados geralmente em unidades de massa (do poluente) por volume (do meio). Eles representam a concentração máxima de poluente, cujo lançamento no meio por uma fonte de poluição seja permitido. Os padrões de emissão são determinados, via de regra, pelas tecnologias de emissão e de controle de um dado poluente, procurando representar o melhor que se pode alcançar em termos de sua emissão para o meio.

Em se tratando de poluição ambiental e em vista dos conceitos apresentados, pode-se resumir que a estratégia perseguida pela política e legislação ambientais é garantir a qualidade do meio ambiente definida em termos de seus padrões de qualidade. Para atender aos padrões de qualidade, deve-se, ao menos, respeitar os padrões de emissão de poluentes e monitorar o meio, de forma que sua poluição não resulte em concentrações de poluentes tais que os padrões de qualidade sejam ultrapassados.

É verdade, contudo, que o atendimento dos padrões de emissão por um conjunto de fontes poluidoras não necessariamente garante o atendimento dos padrões de qualidade, uma vez que a qualidade do meio está relacionada à quantidade emitida de cada poluente e às condições de dispersão e autodepuração do corpo receptor. Assim, se um conjunto de fontes, ou até mesmo uma única fonte, atendem o padrão de emissão de um certo poluente, ou seja, a concentração desse poluente no efluente emitido está dentro do padrão, mas emite o efluente em grande quantidade, em virtude de altas vazões, certamente afetará de forma decisiva a qualidade do meio.

Por isso, é de fundamental importância que a qualidade do meio seja constantemente monitorada, ainda que todas as fontes de poluição estejam devidamente licenciadas e atendam aos padrões de emissão, de forma a que se possa adotar medidas corretivas no caso dos padrões de qualidade estarem ultrapassados.

Para consecução da garantia da qualidade do meio, a gestão pública do ambiente se vale de diversos instrumentos de gestão ambiental. Nas seções seguinte serão destacados os que importam ao uso da biomassa de cana como combustível, dos quais se destaca o licenciamento ambiental, os padrões de qualidade do ar e de emissão de poluentes atmosféricos, a outorga e cobrança pelo uso da água e a aprovação da disposição de resíduos sólidos.

4.2 – Licenciamento Ambiental

Como visto, a Lei 6.938/81 dispõe sobre a Política Nacional de Meio Ambiente com o objetivo de preservar, melhorar e recuperar a qualidade ambiental, visando assegurar as condições propícias ao desenvolvimento sócio-econômico no Brasil. Para tanto, em seu Art. 9º, essa Lei estabelece os instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente, dentre os quais destacam-se, no inciso III, a avaliação de impactos ambientais e, no inciso IV, o licenciamento e a revisão de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras.

Complementarmente, essa mesma Lei, em seu Art. 10, disciplina:

Art. 10 - A construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, considerados efetiva ou potencialmente poluidores, bem como os capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento por órgão estadual competente, integrante do SISNAMA, sem prejuízo de outras licenças exigíveis.

Confirmando a importância da Avaliação de Impacto Ambiental estabelecida pela Lei 6.938/81, o parágrafo primeiro, do Artigo V, da Constituição Federal de 1988, disciplina:

§1º - Para assegurar a efetividade desse direito [meio ambiente ecologicamente equilibrado], incumbe ao Poder Público:

IV – exigir, na forma da lei, para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente, estudo prévio de impacto ambiental, a que se dará publicidade;

Dessa forma, e seguindo a tendência internacional, a legislação brasileira também impõe o Licenciamento Ambiental e a Avaliação de Impacto Ambiental como dois dos pilares fundamentais de sua política ambiental. Uma série de normas regulamentam os dispostos na Constituição Federal/88 e na Lei 6.938/81, sobre o licenciamento e o estudo de impacto ambiental. As duas principais são a Resolução CONAMA 1/86 e a Resolução CONAMA 237/97.

A Resolução CONAMA 1/86 regulamenta o Estudo de Impacto Ambiental – EIA e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, estabelecendo os critérios e diretrizes para sua implementação. Dispõe seu Art. 2º:

Art. 2º - Dependerá de elaboração de Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, a serem submetidos à aprovação do órgão estadual competente, e da SEMA em caráter supletivo, o licenciamento de atividades modificadoras do meio ambiente, tais como: [...]

Assim, a Resolução CONAMA 1/86 sujeita o Licenciamento Ambiental de atividades modificadoras do meio ambiente, potencialmente causadoras de significativa degradação ambiental, à elaboração do EIA/RIMA, da forma como disciplina a Constituição Federal.

O EIA é o resultado de um conjunto de atividades científicas, técnicas e administrativas, de responsabilidade compartilhada entre o proponente do projeto e o órgão ambiental competente, com o objetivo de que sejam avaliadas as consequências ambientais da instalação do empreendimento e decidida a emissão de sua Licença Ambiental. O RIMA constitui o documento do EIA, contendo as suas conclusões e a discussão dos impactos positivos e negativos considerados relevantes e das alternativas tecnológicas e locais consideradas. Ele esclarece em linguagem corrente todos os elementos da proposta e do estudo, de modo que possam ser utilizados na tomada de decisões e divulgados para o público em geral, em especial a comunidade afetada.

A Resolução CONAMA 1/86 estipula, em seus Artigos 5º e 6º, as diretrizes gerais e as atividades mínimas a serem atendidas pelo EIA. Dentre as diretrizes gerais que norteiam o EIA estão: contemplar todas as alternativas tecnológicas e locais do projeto, incluindo sua não execução; identificar e avaliar os impactos ambientais gerados nas fases de implantação e operação; definir os limites geográficos diretamente e indiretamente afetados pelo projeto (área de influência do projeto), considerando sempre a bacia hidrográfica; e considerar a compatibilidade do projeto com planos e programas governamentais para área em questão.

As atividades mínimas a serem realizadas pelo EIA são: diagnóstico ambiental da área de influência do projeto; análise dos impactos ambientais do projeto e de suas alternativas; definição das medidas mitigadoras dos impactos negativos; elaboração do programa de acompanhamento e monitoramento dos impactos.

A mesma Resolução estabelece, ainda, no Artigo 11, que as informações do EIA/RIMA deverão ser acessíveis ao público, que poderá manifestar-se sobre ele e contestá-lo em audiências públicas. Conclui-se daí que a realização do EIA/RIMA é uma tarefa de grande porte que envolve equipes multidisciplinares de trabalho e, normalmente, grandes investimentos.

Quanto à competência sobre a determinação de exigência do EIA/RIMA, a Resolução CONAMA 237/97 resolve, em seu Art. 3º, parágrafo único:

Parágrafo único – O Órgão ambiental competente, verificando que a atividade ou empreendimento não é potencialmente causador de significativa degradação do meio ambiente, definirá os estudos ambientais pertinentes ao respectivo processo de licenciamento.

A Resolução CONAMA 237/97 dispõe, ainda, sobre os procedimentos e critérios utilizados no Licenciamento Ambiental. Segundo a referida Resolução, Licenciamento Ambiental é o procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e operação de empreendimentos e atividades que possam degradar o meio ambiente.

Há três tipos de licença, conforme disciplina seu Art. 8º, nos incisos I, II, e III. A Licença Prévia (LP) é concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação.

A Licença de Instalação (LI) autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante.

A Licença de Operação (LO) autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinadas para a operação.

A mesma Resolução CONAMA 237/97, em seus Art. 4º, 5º e 6º, estabelece que o órgão ambiental competente pelo licenciamento dos empreendimentos e atividades poderá ser o IBAMA, no caso de impactos nacionais ou regionais; o Órgão ambiental estadual, no caso de impactos limitados a regiões dentro de um mesmo Estado; ou o Órgão ambiental municipal, se existente, quando os impactos forem locais, ou seja, limitados às fronteiras do Município.

4.2.1 – Licenciamento ambiental no Estado de São Paulo

O órgão ambiental competente, integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente – SISNAMA, no Estado de São Paulo, é a Secretaria Estadual do Meio Ambiente – SMA, à qual está vinculada a Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental – Cetesb, sociedade de economia mista estadual à qual foi delegado o poder de polícia para exercer o controle da poluição ambiental no Estado de São Paulo, e subordinada a Coordenadoria de Licenciamento Ambiental e Proteção de Recursos Naturais – CPRN, esta composta por vários departamentos, entre eles o Departamento de Avaliação de Impacto Ambiental – DAIA.

Importante fórum ligado às questões ambientais no Estado de São Paulo é o Conselho Estadual do Meio Ambiente – CONSEMA, que serviu de embrião para a criação da SMA, à qual está hoje integrado, e que tem diversas atribuições, que vão desde a proposição, acompanhamento e avaliação da política ambiental, no que se refere à preservação, conservação, recuperação e defesa do meio ambiente, passando pelo estabelecimento de normas e padrões ambientais, até à apreciação de Estudos e Relatórios de Impacto sobre o Meio Ambiente.

Conforme disposto na Resolução SMA 42/94, os empreendimentos e atividades, no Estado de São Paulo, que possam causar qualquer tipo de degradação do meio ambiente devem ser licenciados pela SMA/CPRN, através do DAIA, e/ou pela Cetesb. Segundo o item 1 do Anexo da Resolução SMA 42/94:

Nos casos previstos no artigo 2º da Resolução 1/86, do CONAMA, o interessado requererá a licença ambiental, instruída com o Relatório Ambiental Preliminar – RAP, conforme roteiro de orientação estabelecido pela SMA.

1.1 Nos casos em que o empreendimento também for fonte de poluição, sujeita à licença da Cetesb, ... o requerimento será dirigido à Cetesb que o encaminhará à SMA, com as considerações preliminares que julgar pertinentes.

No Art.2º da Resolução CONAMA 1/86 constam as usinas de geração de eletricidade, qualquer que seja a fonte de energia primária, acima de 10 MW. Assim, as instalações de geração de eletricidade, acima de 10 MW, deverão requerer a licença ambiental, instruídas com o Relatório Ambiental Preliminar, conforme roteiro estabelecido pela SMA. Além disso, por se caracterizarem como fonte de poluição também deverão obter a licença da Cetesb, como determina o item 1.1 da referida Resolução. O requerimento deverá ser encaminhado à Cetesb que, depois das considerações preliminares, o encaminhará à SMA.

Deve-se salientar que a Resolução acima introduz uma novidade no procedimento da Licenciamento Ambiental no Estado de São Paulo, o Relatório Ambiental Preliminar – RAP, que deve acompanhar a solicitação da Licença Prévia. Segundo Van Acker (1998):

A exigência do RAP é, em essência, uma medida de economia processual, pois permite o indeferimento inicial de projeto legal ou tecnicamente inviável e possibilita a dispensa do EIA/RIMA quando o RAP demonstrar a inexistência de significativo impacto ambiental, afastando a presunção relativa [implícita no Art.2º da Resolução CONAMA 1/86].

O RAP é o instrumento cuja análise subsidia a decisão da SMA sobre a exigibilidade do EIA/RIMA, conforme o empreendimento seja considerado potencialmente causador de significativo impacto ambiental. Após análise do RAP, a SMA poderá: (1) indeferir o pedido da licença por inviabilidade ambiental, (2) exigir a apresentação do EIA/RIMA, definindo o plano de trabalho e do Termo de Referência – TR para sua elaboração e apresentação, ou (3) dispensar a apresentação do EIA/RIMA, com o que a licença é concedida somente com o RAP.

Vale ressaltar que, em qualquer dos casos, há a possibilidade de manifestação pública, por escrito, acerca do pedido da licença, à qual a SMA dará atenção e cujas recomendações, quando pertinentes e acatadas pela SMA, deverão ser consideradas no projeto do empreendimento. Esse ponto atende ao princípio da publicidade constante no Art.225 da Constituição Federal. No caso de exigência do EIA/RIMA cabe, inclusive, Audiência Pública, nos termos em que define lei. No

Estado de São Paulo, além de sujeito à Audiência Pública, o EIA/RIMA ainda deverá ser analisado por uma das câmaras técnicas do CONSEMA e finalmente pelo próprio CONSEMA. Somente depois disso é que a SMA pode emitir a Licença Prévia.

Nos casos de empreendimentos abaixo de 10 MW, fica a Cetesb responsável pelo licenciamento. Dentre a documentação exigida pela Cetesb constam: (1) a certidão da Prefeitura Municipal local, emitida pela Prefeitura do Município, que deve conter explicitamente a conformidade do empreendimento com as diretrizes de uso do solo e zoneamento municipal, anuindo com a instalação da empresa no local, (2) o Memorial de Caracterização do Empreendimento – MCE, em que devem estar as informações que caracterizam o projeto definidas de acordo com os critérios utilizados pela Cetesb, inclusive as relevantes do ponto de vista ambiental, e (3) o comprovante de fornecimento de água e coleta de esgotos, informando se o local é atendido pelas redes de distribuição de água e coleta de esgoto (Cetesb, 2004).

4.2.2 – O Decreto Estadual 47.397/02 e a renovação da licença ambiental

O processo de licenciamento ambiental no Estado de São Paulo sofreu importante modificação recentemente, pelo Decreto Estadual 47.397/02. Como afirma Rei (2003), tal Decreto, que modificou o Decreto Estadual 8.468/76, introduziu importantes avanços no licenciamento ambiental realizado pela Cetesb, no Estado de São Paulo.

Entre as alterações destaca-se o estabelecimento de prazos de validade para as Licenças de Operação com objetivo de melhorar a qualidade do serviço público de gestão ambiental através da diferenciação dos procedimentos de licenciamento de acordo com o potencial poluidor de cada empreendimento e a incorporação de práticas modernas de gestão ambiental à rotina de licenciamento, dirigindo ênfase à qualidade do meio.

Na verdade, o que se percebe é uma mudança de paradigma na atuação do órgão ambiental paulista, que esteve sempre fortemente pautado por políticas de gestão ambiental do tipo comando e controle, contidas na Lei 997/76 e no Decreto 8.468/76. Apesar de ter cumprido

importante papel no processo de gestão ambiental dos empreendimentos industriais no estado, as determinações do Decreto 8.468/76, sobre o licenciamento ambiental, não previam mecanismos adequados de acompanhamento da dinâmica industrial, sempre sujeita a modificações estimuladas por fatores econômicos e tecnológicos.

Em verdade, uma vez licenciado o empreendimento, a licença não era mais renovada, a não ser nos casos em que o empreendedor, ao implantar expansões ou modificações, procurasse a Cetesb para obtenção de outra licença das modificações introduzidas. Fato é que a situação resultava na existência de múltiplas licenças para um mesmo empreendimento, cada uma delas tratando de aspectos diferentes, várias delas desatualizadas, e na maior parte das vezes ineficazes em descrever o todo, com relação aos aspectos ambientais necessários. Além disso, o Decreto 8.468/76 dispunha que a instalação de novas fontes de poluição não poderia piorar a qualidade do meio em áreas saturadas. Apesar de fazer sentido do ponto de vista ambiental, se essa determinação fosse levada a cabo, impediria a instalação de qualquer nova fonte de poluição em áreas saturadas e, por isso raramente surtiu efeito.

Por conta do exposto no parágrafo anterior, sempre houve grande dificuldade por parte do órgão ambiental de estabelecer programas de melhoria contínua junto aos empreendimentos, mediante o processo de licenciamento, posto que nem todos fossem acompanhados depois da obtenção da licença ambiental. Isso gerava uma situação de acomodação por parte dos empreendedores, que não eram estimulados legalmente à melhoria contínua, e a estagnação do órgão ambiental, pois a ausência de suporte legal o impedia de desenvolver programas nesse sentido.

O Decreto 47.397/02 busca eliminar, senão ao menos atenuar, a maior parte das distorções apontadas acima. O estabelecimento da renovação de todas as licenças ambientais por parte da Cetesb e a concessão da nova licença com prazo de validade, ou seja, que obriga o empreendedor a renová-la dentro de certo período de tempo, aproximam órgão ambiental e empreendedor, e fazem com que sejam freqüentemente atualizadas as informações de cada empreendimento,

tornando possível o estabelecimento de metas de desempenho ambiental que persigam, de forma razoável, a melhoria contínua da qualidade do meio.

4.3 – Padrões de qualidade do ar e de emissão de poluentes atmosféricos

Como estabelece a Resolução CONAMA 5/89, que institui o Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar – PRONAR, os objetivos principais do gerenciamento da qualidade do ar são a melhoria na qualidade do ar, o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos e o não comprometimento da qualidade do ar em áreas consideradas não degradadas. Dentre os instrumentos para consecução desses objetivos, devem ser destacados os padrões de qualidade, padrões de emissão e o monitoramento.

Por questões de ordem prática, a determinação sistemática da qualidade do ar limita-se a um número restrito de poluentes, que servem como seus indicadores de qualidade do ar, cuja definição está associada à maior frequência de ocorrência e aos efeitos adversos causados ao meio ambiente. São eles: dióxido de enxofre (SO₂), material particulado (MP - fumaça preta, partículas inaláveis, partículas totais em suspensão), monóxido de carbono (CO), ozônio (O₃) e dióxido de nitrogênio (NO₂).

Para todos esses poluentes há padrões de qualidade, definidos para o território nacional pela Resolução CONAMA 3/90. Porém, no caso de padrões de emissão, há somente números para as emissões de óxidos de enxofre e material particulado na combustão de óleo combustível e carvão, quando se trata de fontes estacionárias. Eles são estabelecidos pela Resolução CONAMA 8/90. As emissões da queima de biomassa de cana nas usinas e destilarias, não têm padrões de emissão específicos. Bem como, não há qualquer padrão de emissão para os óxidos de nitrogênio, qualquer que seja a fonte estacionária considerada.

A instalação e operação de qualquer novo empreendimento, deveria ser tal que atendessem a limites mínimos de degradação da qualidade do ar. Uma das principais ferramentas do órgão ambiental, nesse sentido, é a verificação do atendimento de padrões de emissão de poluentes por

cada uma das fontes de poluição do empreendimento. Os padrões de emissão deveriam representar o requisito mínimo que uma nova fonte poluidora deveria atender para poder funcionar, refletindo o estado-da-arte das emissões de cada um dos poluentes monitorados, para cada tecnologia e combustível. Na ausência de padrões de emissão abrangentes, o que se faz usualmente é exigir a melhor tecnologia de emissão e/ou controle de poluição existente no momento do licenciamento.

Obviamente isso é pouco se o objetivo é garantir a qualidade do meio. Como discutido anteriormente, o atendimento dos padrões de emissão por uma fonte poluidora não garante, de forma alguma, que estará preservada a qualidade do meio, posto que esta depende do conjunto de fontes poluidoras presentes numa dada região geográfica, dos montantes de poluição por ela emitidos e das condições de dispersão locais.

O ideal seria que o licenciamento de novos empreendimentos fosse pautado pelo impacto que o empreendimento efetivamente causa na qualidade do ar. Nos casos em que se faz necessária a elaboração do EIA/RIMA, procura-se atender a esse quesito através da simulação de modelos de dispersão atmosférica. Esses modelos levam em consideração as fontes de poluição existentes e condições de dispersão na área de influência do empreendimento, e a nova fonte a ser instalada. Através de simulações, estima-se o impacto das novas emissões na qualidade do ar. Caso as emissões desenquadrem o meio dos padrões de qualidade, o empreendimento não deveria ser licenciado.

Obviamente, o uso de modelos de dispersão para essa finalidade deve ser feito com muita atenção, para que se evite a manipulação de informações de forma a minimizar impactos. E, ainda que o uso do modelo seja feito de forma conservadora, os resultados da simulação devem ser avaliados apenas como estimativas de impactos.

O ciclo se fecha somente se houver monitoramento da qualidade do meio. Em São Paulo, a Cetesb mantém, desde a década de 70, redes de monitoramento da qualidade do ar que permitem

a medição dos poluentes atmosféricos nas escalas local e regional, mas ela não cobre todo o Estado, apenas as regiões mais críticas e ainda assim de maneira muito pontual.

4.3.1 – Decreto Estadual 48.523/04 e a compensação de emissões

Recentemente, passo importante no sentido de aperfeiçoar o gerenciamento da qualidade do ar e da poluição atmosférica no Estado de São Paulo foi dado pelo Decreto Estadual 48.523/04, que introduziu alterações no Decreto Estadual 8.468/76, regulamento da Lei Estadual 997/76.

Entre os destaques do novo Decreto, estão as restrições para a instalação de novos empreendimentos em áreas consideradas saturadas ou em vias de saturação no Estado de São Paulo. Segundo o decreto, são consideradas saturadas as regiões em que o valor da média das concentrações nos últimos 3 anos, de um determinado poluente, ultrapassar os padrões anuais de qualidade do ar, ou no caso de padrões expressos em horas, se, em mais de 3 dias nos últimos 3 anos, os valores de concentração excederem o padrão correspondente.

As regiões em vias de saturação são aquelas em que o valor da média das concentrações de um determinado poluente nos últimos 3 anos excede a 90% dos correspondentes padrões anuais de qualidade do ar, ou no caso de padrões expresso em horas, se 3 ou mais valores de concentração nos últimos 3 anos excederem a 90% do padrão correspondente.

O Decreto 48.523/04 define como regiões de gerenciamento de qualidade do ar, no caso dos poluentes emitidos diretamente pela fontes (poluentes primários), o território do município, e no caso dos poluentes formados a partir de reações com outros poluentes (poluentes secundários), toda a área distante até 30 quilômetros de qualquer estação que gere dados validados pela Cetesb. Nos locais em que não existem medições sistemáticas ou estudos validados pela agência ambiental, haverá necessidade de levantamentos específicos.

Para as fontes de poluição existentes, o Decreto 48.523/04 estabelece a possibilidade de exigência especial quanto à emissão de poluentes atmosféricos quando da renovação da licença

ambiental, desde que alinhadas a programas de gerenciamento da qualidade do ar e em consonância com o Decreto 47.397/02, da renovação da licença ambiental.

Um dos grandes avanços introduzidos pelo Decreto 48.523/04 é a exigência da compensação de emissões com ganho ambiental, para possibilitar a inclusão de novas fontes de poluição do ar em áreas saturadas ou em vias de saturação, desde que resguardados os padrões de qualidade do ar e ficando elegíveis, para fins de compensação, as fontes de poluição já instaladas na área do novo empreendimento.

Nas sub-regiões em vias de saturação, caso o total das novas emissões exceda 30 toneladas por ano e por poluente específico, o licenciamento ambiental dependerá de compensação de 100% das emissões adicionadas desse poluente. Nas sub-regiões saturadas, o licenciamento dependerá de compensação de 110% das emissões adicionadas.

Os óxidos de nitrogênio e material particulado são poluentes primários. Assim, a região a que se refere o Decreto é o município e a exigência é que nos municípios saturados deve haver compensação de 110% das novas emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado e, nos municípios em vias de saturação, de 100%, caso a nova fonte resulte em emissões superiores a 30 t de poluente por ano.

Até a conclusão deste trabalho, a Cetesb não havia divulgado lista, identificando regiões saturadas e em vias de saturação por poluente específico, para o Estado de São Paulo. Contudo, é de se esperar que regiões densamente povoadas e industrializadas estejam nessa categoria.

Desde que sejam levadas adiante as disposições desse Decreto, boas expectativas devem surgir quanto à melhoria da qualidade do ar em regiões saturadas. Deve-se ressaltar, contudo, que é fundamental que haja boa rede de monitoramento para que isso de efetive. Sem monitoramento não há como gerenciar a qualidade do meio.

4.4 – Padrões de emissão e qualidade, outorga e cobrança pelo uso da água

Como se pode depreender da Lei 9.433/97, o gerenciamento dos recursos hídricos, incluindo as águas superficiais e subterrâneas, visa à compatibilização de seus usos múltiplos com as necessidades dos diversos usuários, em associação com a manutenção de padrões de qualidade e de disponibilidade compatíveis com essas necessidades, tomando-se por unidade de gerenciamento a bacia hidrográfica.

Qualquer atividade humana que altere as condições naturais das águas superficiais ou subterrâneas é considerada uso de recursos hídricos. Em havendo derivação do recurso hídrico para seu uso, a perda entre o que é derivado e o que retorna ao curso d'água é o consumo de recursos hídricos, ou uso consuntivo. Diferentes usos impõem diferentes impactos aos recursos hídricos, tanto do ponto de vista quantitativo quanto qualitativo, e demandam diferentes padrões de qualidade e disponibilidade de recursos hídricos. Assim, em função de cada um dos usos, é que se define a classificação dos corpos d'água, com o objetivo de que sejam atendidos padrões mínimos de qualidade e disponibilidade.

No Estado de São Paulo, a classificação dos corpos de água superficiais, com os respectivos padrões de qualidade e padrões de emissão para efluentes, foi fixada pelo Decreto Estadual 8.468/76, que regulamentou a Lei Estadual 997/76. Esse Decreto define a classificação das águas interiores, situadas no território do Estado de São Paulo, segundo os seus usos preponderantes, variando da Classe 1 (mais nobre) até Classe 4 (menos nobre). Para cada uma das Classes, fixa padrões de qualidade das águas e padrões de emissão para efluentes líquidos.

O enquadramento dos corpos d'água deve basear-se em diagnósticos regionais, considerando dados socioeconômicos, uso do solo e usos pretendidos dos recursos hídricos. Com base nele, deverão ser desenvolvidos planos regionais, segundo as necessidades de recuperação, proteção e conservação dos recursos hídricos das bacias hidrográficas. A aprovação desses planos é de competência dos comitês de bacias hidrográficas, inclusive com o apoio de audiências públicas, conforme dispõe no seu artigo 26 a Lei Estadual 7.663/91, que estabelece normas de

orientação à política Estadual de Recursos Hídricos, bem como ao Sistema Integrado de Gerenciamento de Recursos Hídricos no Estado de São Paulo.

Da mesma forma que no caso da qualidade do ar, a qualidade dos recursos hídricos jamais será garantida simplesmente pelo atendimento de padrões de emissão pelas fontes poluidoras. Este é outro caso em que o impacto no meio, causado pela emissão do poluente, deve ser avaliado e o monitoramento é peça essencial.

A disponibilidade de recursos hídricos diz respeito ao balanço entre o que é usado e consumido, e a quantidade de água disponível, considerando-se os limites de reposição natural impostas pelo ciclo hidrológico. Uma boa rede de monitoramento, aliada ao uso de modelos hidrológicos e climatológicos, são ferramentas indispensáveis ao gerenciamento da disponibilidade de recursos hídricos, pois permitem planejar ações com base em informações mais precisas acerca das vazões de águas superficiais, dos índices de precipitação e dos montantes de uso e consumo de água.

Importante instrumento de controle da disponibilidade de recursos hídricos é a outorga de uso da água. No Estado de São Paulo, a outorga fica a cargo do Departamento de Águas e Energia Elétrica - DAEE, no caso de rios estaduais, e da Agência Nacional de Águas – ANA, se o rio for federal. Em tese, a outorga deve ser concedida somente nos casos em que houver disponibilidade de recursos hídricos para o empreendimento solicitante.

Um último instrumento importante para gestão dos recursos hídricos é a cobrança pelo uso da água. Ela está prevista tanto na legislação federal quanto estadual, contudo só está acontecendo de maneira experimental na Bacia do Rio Paraíba. Na esfera estadual, a previsão legislativa de cobrança pelo uso da água carece ainda de regulamentação. Nesse contexto é que tramita o Projeto de Lei 676/2000 pela Assembléia Estadual.

Nos termos do Projeto de Lei, os valores a serem cobrados pelo uso e consumo de água e despejo de efluentes serão estabelecidos pelo Conselho Estadual de Recursos Hídricos, mediante

proposta dos Comitês de Bacias Hidrográficas, levando em conta o enquadramento do corpo d'água, a disponibilidade hídrica local e outras circunstâncias.

No que diz respeito ao uso da biomassa residual de cana-de-açúcar como combustível, importa considerar somente a quantidade adicional de água necessária à condensação do vapor eventualmente usado para a geração de excedentes de eletricidade. Todo o restante de água usado pela usina, inclusive aquela que circula pelo circuito de caldeiras, é necessário à operação dos processos de fabricação de açúcar e álcool, não tendo relação direta com a expansão da produção de excedentes de eletricidade no setor sucroalcooleiro.

4.5 – Aprovação da disposição de resíduos sólidos

Os Artigos 51 a 56 do Decreto 8.468/76 tratam da poluição dos solos. Suas implicações no gerenciamento de resíduos sólidos são imediatas, uma vez que o solo é normalmente o destino da maior parte dos resíduos sólidos gerados.

Segundo o referido Decreto, o solo somente poderá ser utilizado para destino final de resíduos de qualquer natureza se a disposição for feita de forma adequada, estabelecida em projetos específicos de transporte e destino final, ficando vetada a simples descarga ou depósito, seja em propriedade pública ou particular. Estes projetos são sujeitos à aprovação da Cetesb, que também tem a incumbência de fiscalizar sua implantação, operação e manutenção.

A preocupação mais importante da disposição final de resíduos sólidos no solo é a contaminação do solo e, principalmente, dos aquíferos subterrâneos. Por isso, o adequado gerenciamento dos resíduos sólidos e de sua disposição são fundamentais. Prova disso é a preocupação da Cetesb diante do número crescente de áreas contaminadas que se cadastra, ano a ano, no Estado de São Paulo. Tal fato se mostra como um dos maiores desafios da gestão ambiental no Estado para os próximos anos e parece repetir a história que se verifica em outros países industrializados, com enormes passivos ambientais associados à áreas contaminadas.

Há diversos tipos de resíduos sólidos, destacando-se os resíduos sólidos industriais e os resíduos sólidos urbanos (resíduos domiciliares, comerciais, hospitalares e de varrição), cada um deles com suas especificidades. Por isso, devem ser tratados diferentemente nos projetos de disposição final, seja no solo, incineração, reciclagem ou reaproveitamento.

No caso do uso da biomassa como combustível, o que importa quanto a resíduos sólidos é a geração de cinzas nas caldeiras, resultado da combustão da biomassa. Assim como qualquer outro resíduo sólido, a disposição das cinzas deve ser feita de forma adequada, em projeto aprovado no licenciamento do empreendimento, que esteja em conformidade com a legislação ambiental pertinente.

Capítulo 5

Caracterização das emissões atmosféricas, uso e consumo de água e geração de cinzas

Neste capítulo são caracterizadas as emissões de gases de efeito estufa, óxidos de nitrogênio e material particulado, uso e consumo de água e geração de cinzas, com o objetivo de que se possa, no Capítulo 6, avaliar estes quesitos quanto às políticas ambientais abordadas nos capítulos anteriores e atingir os objetivos desta dissertação.

5.1 - Introdução

A caracterização das emissões de poluentes e uso de água nesta dissertação baseia-se em fatores de emissão e índices de caracterização, obtidos de revisão bibliográfica. Os fatores de emissão ou índices de caracterização são números representativos de uma dada tecnologia ou atividade, que estabelecem relação entre um aspecto ambiental dessa atividade e uma variável associada, com o objetivo de caracterizar a atividade quanto a esse aspecto ambiental.

O uso de índices é bastante comum, inclusive em Estudos de Impacto Ambiental, sendo mais conhecidos os fatores de emissão de poluentes atmosféricos. Os índices têm sua vantagem na simplicidade dos cálculos e nos bons resultados obtidos. Todavia, há de se ressaltar que representam valores típicos, devendo ser usados apenas para a obtenção de estimativas. Na prática, uma série de outros fatores – como exemplo, condições de operação e de manutenção,

composição do combustível, idade do equipamento, etc. – devem ser considerados se informações mais precisas forem necessárias.

A realização de medições de campo, ou o acesso a dados de monitoramento contínuo ou periódico, são os métodos mais apropriados às caracterizações pretendidas, pois deles se obtém dados reais dos processos estudados. Neste trabalho, contudo, esta alternativa não foi usada em virtude da indisponibilidade de dados dessa natureza e da impossibilidade de se realizar campanhas de monitoramento.

O conjunto de atividades pertencentes à janela de estudo que serão caracterizadas neste capítulo é o seguinte: queima pré-colheita no campo, recuperação e transporte da palha à usina, queima da biomassa na caldeira, condensação de vapor para produção de eletricidade excedente, queima de óleo combustível em caldeiras, transporte de biomassa excedente para consumo externo e operação e expansão do Sistema Interligado Nacional. Deve-se destacar que nem todas as atividades listadas acima serão caracterizadas quanto a todo o conjunto de aspectos estudados. Isso porque em alguns casos a caracterização não se aplica e em outros porque não faz sentido fazê-la.

5.2 – Caracterização das emissões de gases de efeito estufa, óxidos de nitrogênio e material particulado

Para caracterização de emissões atmosféricas, especialmente de gases de efeito estufa, uma das fontes de fatores de emissão é o *Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC*, organismo científico internacional mais respeitado quanto ao tratamento das mudanças climáticas e referência de qualquer estudo nesse sentido. Os fatores de emissão propostos em sua publicação “*Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – Reference Manual – Chapter 1 Energy*” (IPCC, 1996) são tomados como referência aqui.

Além do IPCC, a Agência Ambiental dos Estados Unidos, ou *Environmental Protection Agency- EPA*, também mantém extenso banco de dados com fatores de emissão que cobre as

mais diversas fontes, tipos de combustível e poluentes. Quando possível, serão usados os fatores lá indicados. Outras fontes de referência, tais como trabalhos específicos ou dados de monitoramento, donde se obteve fatores de emissão específicos, também foram usados em alguns casos.

Quanto aos gases de efeito estufa, considera-se aqueles indicados pela UNFCCC, quais sejam, dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO), metano (CH₄), óxidos de nitrogênio (NO_x) e óxido nitroso (N₂O). Quanto aos demais poluentes, eles são considerados na medida em que estejam disponíveis fatores de emissão. Para facilitar a contabilização das emissões dos gases de efeito estufa não-CO₂, adota-se o conceito de *Global Warming Potential - GWP*, um índice simplificado, baseado na força radiativa dos diversos gases de efeito estufa, que permite estimar o potencial impacto de cada gás no equilíbrio climático terrestre com relação ao impacto de um gás de referência, o CO₂. O GWP é usado para estimar a massa equivalente de CO₂ (CO₂eq) correspondente a uma dada massa de outro gás de efeito estufa. Adota-se os GWP-100 do IPCC (2001), apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – *Global Warming Potential-100.*

Gases de Efeito Estufa	GWP-100
CO ₂	1
CO	1
CH ₄	23
NO _x	5
N ₂ O	296

Fonte: IPCC (2001)

Note-se que os GWP-100 adotados representam dados atualizados apresentados no último relatório divulgado pelo IPCC (2001). Os valores de GWP-100 adotados pela UNFCCC na contabilização da emissão de gases de efeito estufa, por exemplo para projetos de MDL, são diferentes desses pois referem-se ao relatório do IPCC de 1996.

Todos os fatores de emissão apresentados referem-se a emissões não controladas de poluentes, ou seja, sem qualquer equipamento de controle de emissões, tais como filtros, precipitadores eletrostáticos, catalisadores, lavadores de gases, ciclones, entre outros. Neste trabalho escolheu-se, no caso de dois ou mais fatores de emissão estarem disponíveis, adotar como fator de emissão a média aritmética dos fatores encontrados.

5.2.1 – Queima pré-colheita no campo

Na queima pré-colheita da palha são emitidos diversos gases poluentes, dentre eles o CO, CH₄, NO_x, N₂O e material particulado. Há emissões de CO₂, mas elas não são contabilizadas porque assume-se que essas emissões são reabsorvidas pelo crescimento do canavial. Macedo, Leal e Silva (2004) e Macedo (2000) apresentam fatores de emissão para queima da palha em campo aberto com base na metodologia de cálculo do IPCC (1996) e de um estudo de monitoramento de emissões realizado em túnel de vento por Jenkins (1994). Os resultados são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Fatores de emissão de poluentes atmosféricos da queima pré-colheita da palha.

	IPCC kg/tp	Jenkins kg/tp	Média kg/tp	Média kgCO₂eq/tp
CO	59,50	25,48	42,49	42,49
CH₄	2,83	0,41	1,62	37,26
NO_x	4,37	1,40	2,88	14,40
N₂O	0,08	-	0,08	23,68
Total CO₂eq	-	-	-	117,83

Fonte: Macedo, Leal e Silva (2004) e Macedo (2000)

Observa-se grande diferença entre os valores apresentados pelo IPCC (1996) e por Jenkins (1994). Deve-se destacar que os valores do IPCC (1996) referem-se a dados genéricos da queima de biomassa, e não específicos para a queima da palha de cana-de-açúcar. O valor adotado aqui será a média aritmética dos valores de Jenkins (1994) e do IPCC (1996). O total de gases de

efeito estufa, em CO₂eq, é calculado pela soma dos produtos de cada gás de efeito estufa por seu correspondente *Global Warming Potential-100*.

Normalizando o resultado para a base 1 uma tonelada de cana, considerando que há 140 kg de palha por tonelada de cana, chega-se aos seguintes fatores de emissão: gases de efeito estufa, $(117,83 \times 0,14) = \mathbf{16,50 \text{ kgCO}_2\text{eq/tc}}$; e óxidos de nitrogênio, $(14,40 \times 0,14) = \mathbf{2,01 \text{ kgNO}_x\text{/tc}}$.

Quanto às emissões de material particulado, Berni e Bajay (1998) apresentam uma série de fatores de emissão obtidos de fontes diversas, reproduzidos na Tabela 5.3. Novamente, adota-se como fator de emissão a média aritmética dos valores, **3,73 kgMP/tc**.

Tabela 5.3 – Fatores de emissão de material particulado da queima pré-colheita da palha.

	MP (kg/tc)
Darley	3,6
Asocana	2,8
Shearer	1,26
EPA	2,5 – 3,5
WHO	8
Média	3,73

Fonte: Berni e Bajay (1998)

5.2.2 – Recuperação e transporte da palha

A recuperação e transporte da palha, do campo para a usina, pode ser feito por diferentes rotas alternativas, como descreve o trabalho de Leal (2000). Neste trabalho, adota-se como referência a rota da colheita de cana picada totalmente mecanizada (corte, limpeza e carregamento). A palha fica espalhada pelo campo após a colheita. Segundo o autor, o ideal seria recuperar a palha antes de jogá-la ao chão, mas esta rota ainda não se configura como opção mais provável de recuperação da palha do campo para as usinas.

A recuperação da palha, nesse caso, envolve as operações de enleiramento e enfardamento, realizadas por máquinas agrícolas especializadas e posterior transporte até a usina, em caminhões. Em ambos os casos, a emissão de poluentes atmosféricos deve-se ao uso de óleo diesel como combustível nas máquinas agrícolas e nos caminhões de transporte. Apenas o estudo de Leal (2000) apresenta fatores de emissão característicos destas operações. Ele o faz, porém, de forma agregada e já convertida em tCO₂eq/tc.

O fator de emissão apresentado é de 2,3 kgCO₂eq/tc nas emissões de gases de efeito estufa, num cenário que considera a recuperação e transporte de apenas 50% da palha seca gerada na colheita. Assim, assumindo-se que seja recuperada e transportada toda palha, isto é, o dobro do cenário anterior, pode-se estimar que a quantidade de emissões seria também o dobro, assumindo-se a hipótese de que as emissões estão linearmente relacionadas à quantidade de palha recuperada e transportada. Dessa forma, o fator de emissão adotado para as etapas de recuperação e transporte da palha para as usinas é de $(2 \times 2,3) = 4,6 \text{ kgCO}_2\text{eq/tc}$.

As emissões de NO_x e MP decorrentes da recuperação e transporte da palha não serão consideradas em virtude da inexistência de fatores de emissão que permitissem caracterizá-las de forma razoável.

5.2.3 – Queima da biomassa nas caldeiras das usinas e destilarias

As emissões dos seguintes poluentes atmosféricos serão caracterizadas na queima da biomassa nas caldeiras das usinas e destilarias: CH₄, CO, N₂O, NO_x e material particulado. Há emissões de CO₂, mas elas não são contabilizadas em virtude da hipótese de ciclo renovável da biomassa.

Na Tabela 5.4, são apresentados os fatores de emissão do IPCC para queima de biomassa como combustível. Deve-se ressaltar que estes fatores de emissão são para queima de biomassa genérica, e não especificamente de bagaço ou palha. Eles são apresentados em unidades de massa de poluente por energia da biomassa, com base no poder calorífico inferior (PCI).

A conversão para unidades de massa de poluente por massa de bagaço ou palha foi feita pela multiplicação do fator de emissão do IPCC pelo poder calorífico inferior (PCI) desses combustíveis, sendo PCI do bagaço igual a 7.500 kJ/kg e da palha, 12.750 kJ/kg. Para passar a kgCO₂eq/tc, os valores obtidos foram multiplicados por seus respectivos GWP-100 e por 0,14, no caso da palha (140 kg de palha por tonelada de cana) e 0,28 no caso do bagaço (280 kg de bagaço por tonelada de cana).

Tabela 5.4 – Fatores de emissão de poluentes atmosféricos da queima de biomassa em caldeiras.

	IPCC (kg/TJ)	Bagaço		Palha	
		kg/tb	kgCO ₂ eq/tc	kg/tp	kgCO ₂ eq/tc
CO	1000	7,50	2,10	12,75	1,78
CH ₄	30	0,22	1,42	0,38	1,22
NO _x	100	0,75	1,05	1,27	0,89
N ₂ O	4	0,03	2,49	0,05	2,07
CO ₂ eq	-	-	7,06	-	5,96

Fonte: IPCC (1996)

EPA (1996) apresenta fatores de emissão para óxidos de nitrogênio e material particulado, reproduzidos na Tabela 5.5, para queima em suspensão de bagaço com 50% de umidade, em caldeiras. A conversão dos fatores de emissão apresentados pela EPA, de unidades de massa de poluente por massa de vapor gerado (g/kgv), para massa de poluente por massa de bagaço (kg/tb), foi feita considerando-se taxa de produção de vapor de 2 kgv/kgb, de acordo com as condições de medição da EPA (1996). Para obter em unidades de kg/tc, basta multiplicar por 0,28 tb/tc. A média aritmética dos valores apresentados será adotada como fator de emissão.

Tabela 5.5 – Fatores de emissão de óxidos de nitrogênio e material particulado da queima de bagaço em caldeiras.

	EPA (g/kgv)	kg/tb	Média	
			kg/tb	kg/tc
NO_x	0,12 a 0,43	0,24 – 0,86	0,55	0,15
MP	1,5 a 7,7	3,0 – 15,4	9,20	2,58

Fonte: EPA (1996)

Teixeira e Lora (2004) realizaram medidas numa caldeira queimando bagaço com 50% de umidade e queima em pilhas e obtiveram emissões de NO_x entre 134 mgNO_x/Nm³ a 4,9% em volume de O₂ nos gases de escape e 188 mgNO_x/Nm³ a 7,7% em volume de O₂ nos gases de escape. A conversão para unidades de massa de poluente por massa de bagaço foi feita por balanço estequiométrico simplificado, para produção de 1 Nm³ de gases de escape, considerando-se combustão completa de bagaço, com composição elementar de 48% de carbono, 6% de hidrogênio e 43% de oxigênio, de acordo com as condições de medição de Teixeira e Lora (2004). O resultado é a faixa de valores entre 0,25 a 0,34 kgNO_x/tb, ou, pela média, $0,28 \times (0,25 + 0,34) / 2 = 0,08 \text{ kgNO}_x/\text{tc}$.

Adotando-se como fatores de emissão as médias aritméticas dos fatores de emissão encontrados, normalizando-se cada um dos fatores de emissão para 1 tonelada de cana e calculando-se o total das emissões de gases de efeito estufa em massa de CO₂eq, chega-se aos seguintes fatores de emissão para a queima de biomassa nas caldeiras:

Bagacho: gases de efeito estufa, **6,75 kgCO₂eq/tc**, óxidos de nitrogênio, **0,15 kgNO_x/tc**, e material particulado, **2,58 kgMP/tc**.

Palha: gases de efeito estufa, **5,96 kgCO₂eq/tc**, óxidos de nitrogênio, **0,18 kgNO_x/tc**, e material particulado, **1,80 kgMP/tc**.

5.2.4 – Queima de óleo combustível em caldeiras

Atualmente as usinas e destilarias, via de regra, produzem bagaço excedente, mesmo depois do atendimento de toda sua demanda de energia térmica e eletromecânica. O bagaço excedente é normalmente vendido a outras empresas para ser usado como combustível, em caldeiras de geração de vapor. Adota-se o cenário típico em que há deslocamento de óleo combustível pelo bagaço excedente.

Na Tabela 5.6 apresentam-se os fatores de emissão do IPCC (1996) e da EPA (1996) para queima de óleo combustível em caldeiras. A conversão dos fatores de emissão do IPCC, de unidades de massa de poluente por energia do óleo combustível para unidades de massa de poluente por massa de óleo combustível, foi feita pela multiplicação do poder calorífico inferior do óleo combustível, 40.150 kJ/kg (MME, 2003). Os valores da EPA são convertidos de unidades de massa de poluente por volume de óleo combustível para massa de poluente por massa de óleo combustível, multiplicando-se pela densidade do óleo combustível, 1000 kg/m³ (MME, 2003).

Tabela 5.6 – Fatores de emissão da queima de óleo combustível em caldeiras.

	IPCC		EPA		Média	
	kg/TJ	kg/tOC	lb/10 ³ gal	kg/tOC	kg/tOC	kgCO ₂ eq/tOC
CO₂	77.400	3.108	-	-	3.108	3.108
CO	15	0,60	5	0,60	0,60	0,60
CH₄	3	0,12	0,28 a 1,00	0,07 a 0,12	0,11	2,53
NO_x	170	6,82	20 a 55	2,40 a 6,60	5,66	28,3
N₂O	0,3	0,01	0,11	0,01	0,01	2,96
MP	-	-	7 a 10	0,84 a 1,2	1,02	-

Fonte: IPCC (1996) e EPA (1996). Nota: 1 lb/10³ gal = 0,12 kg/m³

A média aritmética dos valores apresentados será adotada como fator de emissão. O total das emissões de gases de efeito estufa, em massa de CO₂eq, é obtido pela soma dos produtos de

cada gás de efeito estufa por seu correspondente *Global Warming Potential-100*. Assim, os fatores de emissão adotados para a queima de óleo combustível em caldeiras são: gases de efeito estufa, **3.142 kgCO₂eq/tOC**, óxidos de nitrogênio, **5,66 kgNO_x/tOC**, e material particulado, **1,02 kgMP/tOC**.

5.2.5 - Transporte da biomassa excedente para consumo externo

É difícil estimar as emissões decorrentes do transporte da biomassa excedente no caso em que ela é usada externamente como combustível. A maior incerteza envolvida é a distância percorrida e o fator de emissão do veículo transportador. Como estimativa para as emissões de gases de efeito estufa, será usado neste trabalho, o mesmo fator de emissão calculado por Leal (2000) para recuperação e transporte da palha até as usinas, de 2,3 kgCO₂eq/tc, considerando transporte de 50% da palha gerada.

A adaptação desse fator ao transporte da biomassa excedente para outros centros consumidores deve considerar que no cálculo de Leal (2000): (1) o transporte de 50% dos 140 kg de palha geradas, ou seja, 70 kg de biomassa; (2) envolve as etapas de enleiramento e enfardamento da palha; e (3) considera somente a distância média do campo à usina, em torno de 20 km. Todas essas etapas envolvem uso de máquinas agrícolas e caminhões, movidos a óleo diesel, donde resultam as emissões de gases de efeito estufa.

Assume-se a hipótese de que o transporte da biomassa residual para consumo externo terá emissões da mesma magnitude que as etapas de recuperação e transporte da palha. Sabendo que uma tonelada de cana produz 140 kg de palha e 280 kg de bagaço, o transporte de toda a biomassa residual, 420 kg, resultaria em emissões seis vezes maiores do que o fator calculado por Leal (2000), que só considera a recuperação e transporte de 70 kg de biomassa. O resultado obtido é de **13,8 kgCO₂eq/tc**. Certamente esta é uma estimativa grosseira, mas a única disponível para contabilidade dessas emissões.

Em virtude da indisponibilidade de fatores de emissão específicos para óxidos de nitrogênio e material particulado, essas emissões não serão caracterizadas.

5.2.6 – Emissões do Sistema Interligado Nacional

O único aspecto a ser caracterizado nesta seção são as emissões de gases de efeito estufa. Não serão determinados fatores de emissão para óxidos de nitrogênio e material particulado. Isso porque não faz sentido, do ponto de vista ambiental, comparar emissões com efeito local, que ocorram em lugares diferentes, em virtude da especificidade geográfica dos efeitos dessas emissões. No caso da emissão de gases de efeito estufa isso faz sentido, posto que se tratam de poluentes de impacto global, que terão o mesmo efeito no meio, independentemente do lugar onde forem emitidos.

Conforme discutiu-se no Capítulo 3, a comparação da eletricidade excedente produzida a partir da biomassa residual será com a margem combinada da área de influência da usina a biomassa de cana. Tal se justifica porque esse é um caso de geração conectada à rede, em que a eletricidade produzida pela central afeta, no curto prazo, a operação das centrais existentes conectadas à mesma rede (margem de operação) e, no médio prazo, a construção de novas centrais a serem conectadas a essa rede (margem de construção). A linha de base deve, então, refletir uma combinação desses dois efeitos (margem combinada).

A metodologia escolhida para cálculo das margens de operação, construção e combinada foi a metodologia AM0015 (UNFCCC, 2004b), aprovada pelo Comitê Executivo do MDL para validação de projetos de geração de eletricidade a partir de bagaço de cana-de-açúcar, conectados à rede. Dentre as opções de cálculo propostas nessa metodologia, foi escolhida a média ponderada das emissões de gases de efeito estufa da energia disponível na área de influência do projeto, excluindo uma porcentagem da geração das centrais baixo-custo/deve-operar que, em tese, operam majoritariamente na base, como explicado no Capítulo 3. A base de cálculo adotada é do ano 2002, pois para este ano estavam disponíveis os dados necessários à aplicação da metodologia.

A aplicação da metodologia compõem-se dos seguintes passos:

(1) Determinação da área de influência do projeto

Para o caso estudado nesta dissertação, que é o Estado de São Paulo, a área de influência do projeto é o subsistema formado pelo conjunto de centrais de geração de eletricidade, conectadas à rede e despachadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema, pertencentes aos subsistemas interligados Sul, Sudeste e Centro-Oeste (S-SE-CO).

Com efeito, dados do Operador Nacional do Sistema – ONS, para o ano de 2002, demonstram que a energia disponível no Estado de São Paulo originou-se praticamente toda no subsistema S-SE-CO. Segundo ONS (2004), do total de 275.681 GWh de carga própria do subsistema S-SE-CO em 2002, a parcela de energia elétrica não produzida nesse subsistema corresponde à importação de 791,1 GWh de geração hidráulica da Argentina, Paraguai e Uruguai e outra pequena parcela de 18,9 GWh importada do subsistema interligado Norte. Ambas representaram menos de 1% do total em 2002 e podem ser desprezadas na análise. Por isso, considera-se como área de influência da central a biomassa de cana, para determinação da linha de base, o subsistema interligado S-SE-CO.

(2) Cálculo dos fatores de emissão da operação do sistema, em kgCO₂/MWh

Para o cálculo da margem de operação pela média ponderada da geração do sistema, excluindo-se uma parcela das centrais baixo-custo/deve-operar, a metodologia AM0015 determina que devem ser calculados dois fatores de emissão distintos: um para as centrais baixo-custo/deve-operar e outro para as demais centrais. Ambos são calculados pela média ponderada das emissões de gases de efeito estufa correspondentes à energia gerada por essas centrais ao longo do ano.

As centrais baixo-custo/deve-operar, como explicado no Capítulo 3, procuram representar aquele conjunto de centrais conectadas à rede, e despachadas de forma centralizada, que

operariam majoritariamente na base e, por isso, dificilmente seriam afetadas pela operação da central a biomassa de cana. A metodologia AM0015 assume que pertencem à categoria baixo-custo/deve-operar as centrais hidrelétricas, geotermelétricas, eolioelétricas, termonucleares, centrais a biomassa de baixo custo e centrais fotovoltaicas.

No Brasil, e particularmente no subsistema S-SE-CO, essa hipótese parece bastante razoável, com a particularidade de que na categoria baixo-custo/deve-operar aparecem apenas as centrais hidráulicas e termonucleares, dado que não há centrais geotermelétricas, eolioelétricas, a biomassa de baixo custo e fotovoltaicas despachadas de forma centralizada no país.

As centrais que não pertencem à categoria baixo-custo/deve-operar são definidas por exclusão, isto é, aquelas centrais conectadas à rede e despachadas pelo ONS que não sejam hidrelétricas ou termonucleares. Restam, portanto, as centrais termelétricas a combustíveis fósseis: carvão mineral, óleo combustível, gás natural e óleo diesel. Em tese, essas centrais, em virtude de seus mais altos custos de operação, acompanham as variações de carga do sistema, operando majoritariamente na margem. Consequentemente, são essas centrais as mais afetadas pela entrada em operação da central a biomassa de cana.

A determinação dos fatores de emissão, tanto para a categoria baixo-custo/deve-operar quanto para as demais centrais, dependeria de acesso aos dados de operação anual de cada uma das centrais conectadas ao subsistema S-SE-CO e despachadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema, no ano de 2002. Em virtude da indisponibilidade desses dados, adotou-se os resultados de Schaeffer e Simões (2002), apresentados em Bosi e Laurence (2002).

Schaeffer e Simões (2002) realizaram amplo levantamento de dados junto às centrais de geração elétrica, em operação e em construção, durante o ano de 2002, nos subsistemas S-SE-CO e N-NE. Com isso determinaram os fatores de emissão necessários à aplicação da metodologia AM0015. A Tabela 5.7 apresenta seus resultados.

Tabela 5.7 – Fatores de emissão para o subsistema S-SE-CO, em 2002.

	Fator de emissão (kgCO₂/MWh)
Média ponderada de toda geração	275
Média ponderada das centrais baixo-custo/deve operar	0
Média ponderada das centrais não baixo-custo/deve-operar	719

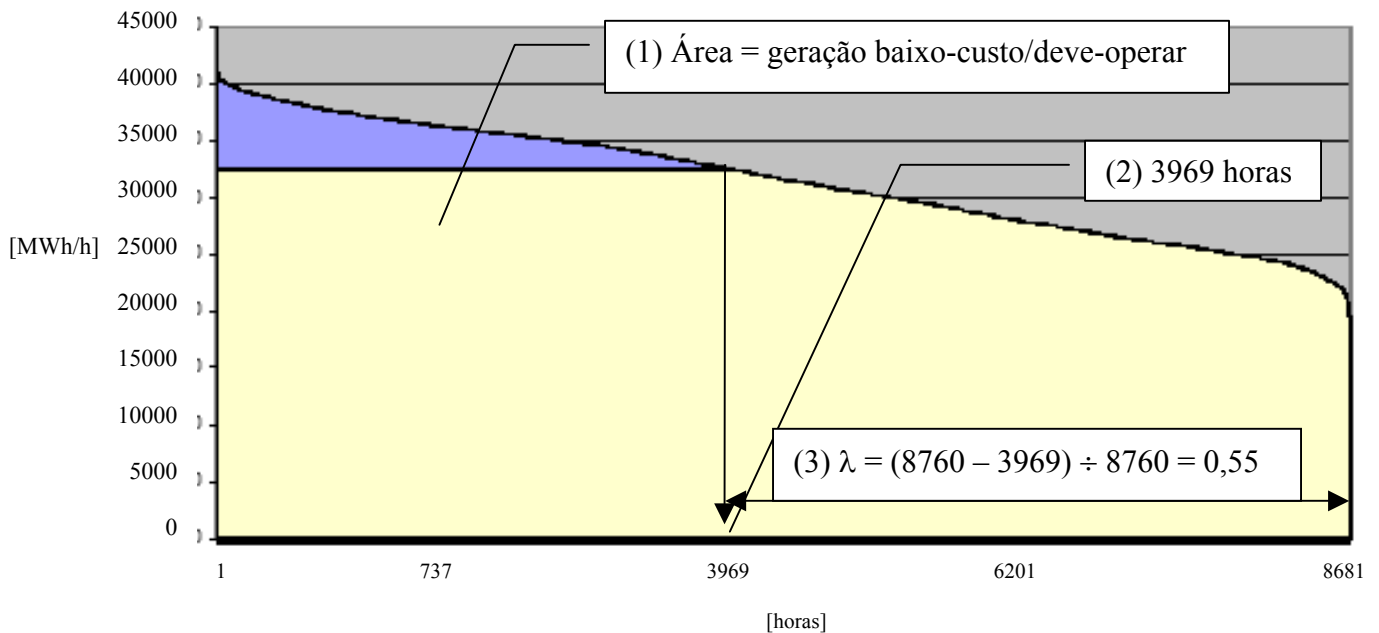
Fonte: Schaeffer e Simões (2002) in Bosi e Laurence (2002).

(3) Determinação da parcela de centrais baixo-custo/deve-operar a ser excluída

A determinação da parcela de centrais baixo-custo/deve-operar a ser excluída, segundo a metodologia AM0015, deve ser feita através do coeficiente λ . Ele é calculado através da curva de permanência de carga do sistema e reflete percentualmente a parcela de tempo em que operam na margem as centrais baixo-custo/deve-operar. Assim, o cálculo de λ depende da disponibilidade de dados horários da geração no subsistema estudado para obtenção de sua curva de permanência de carga.

Devido à indisponibilidade destes dados, adota-se a curva de permanência de carga de 2002 apresentada no trabalho de Junqueira (2004), obtida junto ao ONS e reproduzida na Figura 5.1.

Figura 5.1 – Curva de permanência de carga do subsistema S-SE-CO, em 2002.



Fonte: Junqueira (2004).

O cálculo de λ é feito em três passos, identificados na Figura 5.1:

- (1) Preenche-se a curva de permanência de carga do sistema de forma que a área mais clara, sob a curva, seja igual à geração baixo-custo/deve-operar;
- (2) Obtém-se o número de horas correspondentes à intersecção da área clara com a curva de permanência de carga, que reflete o número de horas que as centrais baixo-custo/deve-operar estiveram na base da geração;
- (3) Calcula-se λ , como mostrado na figura.

O coeficiente λ reflete, de forma aproximada, a parcela de tempo que as centrais baixo-custo/deve-operar operam na margem, ou seja, a parcela de tempo em que essas centrais

acompanham as variações de carga do sistema e, portanto, são afetadas pela entrada em operação da central a biomassa de cana. De forma oposta, λ reflete a parcela de tempo em que as centrais não baixo-custo/deve-operar operam na base e, portanto, não são afetadas pela central a biomassa.

O emprego desse fator tem como objetivo corrigir a distorção de se considerar que todas as centrais baixo-custo/deve-operar operam na base e de que todas as demais centrais operam na margem. Em países como o Brasil, e no subsistema S-SE-CO, essa hipótese é verdadeira, já que há grande capacidade instalada em geração hidráulica, o que faz com que parte da geração hidráulica (baixo-custo/deve-operar) opere na margem do sistema, acompanhando suas variações de carga. Dessa forma, λ corrige, de forma aproximada, a participação das centrais baixo-custo/deve-operar na margem, incluindo aí uma parcela delas.

(4) Cálculo da margem de operação do subsistema S-SE-CO

Finalmente, a margem de operação do subsistema S-SE-CO é determinada a partir da seguinte equação:

$$FE = \lambda.FE_{BC/DO} + (1 - \lambda).FE_{N\ BC/DO}$$

Sendo, $FE_{BC/DO}$ o fator de emissão das centrais baixo-custo/deve-operar e $FE_{N\ BC/DO}$ o fator de emissão das demais centrais, da Tabela 5.7, zero e 719 kgCO₂eq/MWh, respectivamente; e $\lambda=0,55$. O resultado obtido é 323 kgCO₂eq/MWh para a margem de operação do subsistema Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

(5) Cálculo da margem de construção do subsistema S-SE-CO

O cálculo da margem de construção depende da disponibilidade dos dados de entrada em operação de cada uma das centrais conectadas ao subsistema S-SE-CO e despachadas de forma

centralizada, no ano 2002. Aqui, também será utilizado o valor obtido por Schaeffer e Simões (2002), citado em Bosi e Laurence (2002), de 569 kgCO₂eq/MWh.

(6) Cálculo da margem combinada do subsistema S-SE-CO

A margem combinada é determinada, conforme metodologia AM0015, pela média aritmética das margens de operação, 323 kgCO₂eq/MWh, e de construção, 569 kgCO₂eq/MWh. O resultado obtido é de **446 kgCO₂eq/MWh**. Este valor é adotado aqui como linha de base para comparação da geração de eletricidade com biomassa de cana com a alternativa da geração no subsistema S-SE-CO.

Alguns comentários gerais sobre a caracterização das emissões de poluentes atmosféricos:

(1) Os fatores de emissão de óxidos de nitrogênio e material particulado, para a queima da biomassa e de óleo combustível em caldeiras, referem-se a fatores de emissão não controlados. Existe tecnologias de controle tanto para as emissões de óxidos de nitrogênio quanto para as emissões de material particulado, que podem ser usadas nas caldeiras, como destacam Lora e Gómez (1995) e McBurney e McBurney (1997).

No caso das emissões de óxidos de nitrogênio, não é prática no setor sucroalcooleiro realizar controle de emissões. Aliás, isso também é verdade em outros segmentos produtivos. A razão para isso é a ausência de padrões de emissão para esse poluente e a não exigência do órgão ambiental quanto ao controle dessas emissões. Já para as emissões de material particulado a situação é um pouco diferente. Não foi realizado levantamento do número de usinas que dispõe de controle, mas pode-se adiantar que, ao menos caldeiras instaladas recentemente, utilizam equipamentos de controle do tipo multi-ciclone e lavadores de gases, que podem, segundo informações de fabricantes, reduzir em até 90% as emissões de material particulado, resultado muito significativo.

(2) Considera-se que os fatores de emissão de diferentes caldeiras, que trabalham em diferentes níveis de pressão e temperatura, são iguais.

(3) No cálculo da margem de operação foi considerado que o fator de emissão das centrais baixo-custo/deve-operar é zero, como mostrado na Tabela 5.7. Considerando que as centrais baixo-custo/deve-operar são basicamente centrais hidrelétricas e term nucleares, isso equivale dizer que o fator de emissão de gases de efeito estufa dessas centrais é zero. Nesse sentido, deve-se destacar a importante discussão a respeito das emissões de gases de efeito estufa em lagos de hidrelétricas, como afirma Seva (2002). Dois trabalhos nessa área devem ser destacados, o de Fearnside (2002) e de Santos et al. (2004).

Fearnside (2002) afirma que as emissões de gases de efeito estufa de represas são freqüentemente retratadas pela indústria hidrelétrica como sendo inexistentes e têm sido ignoradas em cálculos globais das emissões das mudanças de uso da terra. Contudo, reservatórios de hidrelétricas, especialmente em áreas de florestas tropicais, produzem emissões significativas de gases de efeito estufa. Embora a incerteza sobre a quantia de emissão seja alta, a magnitude das emissões envolvidas é suficiente para que afete os níveis globais de gases de efeito estufa. Isto demonstra a necessidade por comparações cuidadosas de opções de energia hidrelétricas e outras como uma parte do processo de tomada de decisões.

Tucuruí, segundo Fearnside (2002), que teve impacto sobre o efeito estufa, em 1990, maior que o combustível fóssil queimado pela cidade de São Paulo, fornece uma lembrança da escala potencial das emissões das dezenas de reservatórios que são planejados para construção na Amazônia nas próximas décadas. Embora espere-se que muitas hidrelétricas propostas na Amazônia tenham balanços positivos em comparação com combustíveis fósseis, as emissões encontradas reduzem os benefícios atribuídos aos reservatórios planejados.

Em outro estudo, de Santos et al. (2004), reservatórios de diversas hidrelétricas foram monitorados e as emissões de gases de efeito estufa confirmaram-se. Deve-se destacar, contudo, que nem todo o montante de emissões representam emissões não balanceadas. Isso porque

poderia haver emissões de gases de efeito estufa previamente à construção do reservatório. Nesse caso, deve-se conhecer as emissões prévias à construção do reservatório para que se tire conclusões adequadas sobre qual parcela das emissões monitoradas representam, de fato, emissões antrópicas.

Santos et al. (2004) concluem que, para os casos estudados, embora não sejam isentas de emissões não balanceadas de gases de efeito estufa, as hidrelétricas têm melhor desempenho quando comparadas à termelétricas. Os autores apontam que há grande variabilidade nas emissões monitoradas, desde emissões comparativamente menores que as de termelétricas, até aquelas que emitem mais gases de efeito estufa do que as termelétricas. Por isso, é difícil estabelecer fatores de emissão, devendo-se estudar caso a caso.

De fato, a questão das emissões de gases de efeito estufa por reservatórios de hidrelétricas é assunto atual e repleto de incertezas. Influenciam na determinação dessas emissões uma série de fatores que dificultam sua modelagem, tais como, a quantidade e qualidade da matéria orgânica que chega às barragens, o regime de putrefação dessa matéria orgânica e daquela que estava no local previamente à construção das barragens, a dificuldade de monitoramento das emissões por tratarem-se de emissões distribuídas em áreas muito extensas ao longo de todo o lago do reservatório, entre outros. Por essa razão será adotada nesta dissertação a hipótese normalmente assumida pelos trabalhos na área de mudanças climáticas, de que não há emissões não balanceadas de gases de efeito estufa em reservatórios de hidrelétricas.

5.3 – Caracterização do uso e consumo de água

Será caracterizado apenas o uso e consumo de água adicionais devidos à eventual condensação de vapor necessário à geração de excedentes de eletricidade. De fato, todo o restante de água usado pela usina, inclusive aquela que circula pelo circuito de caldeiras, é necessário à operação dos processos de fabricação de açúcar e álcool, não tendo relação direta com a expansão da produção de excedentes de eletricidade no setor sucroalcooleiro. Vale lembrar, do

Capítulo 2, que o consumo de água numa usina varia muito de instalação para instalação. Macedo (2002) apresenta valores variando entre $0,7 \text{ m}^3/\text{tc}$ e $20 \text{ m}^3/\text{tc}$, com a média em $5 \text{ m}^3/\text{tc}$.

O uso e consumo adicional acontece somente nos casos em que há turbinas de condensação, no sistema de geração de energia. Nesses casos, há um circuito de água adicional nas usinas e destilarias, que é o circuito de água de resfriamento necessária à condensação do vapor que escapa das turbinas de condensação, como apresentado no Capítulo 2.

As torres de resfriamento usadas nas centrais a biomassa das usinas e destilarias são torres de resfriamento úmidas com tiragem de ar induzida, em fluxo de contracorrente, em que a troca de calor ocorre por convecção e pela evaporação de parte da água de resfriamento, em contato direto com o ar. No circuito de torres de resfriamento, o uso refere-se à parcela de água que circula pelas torres e o consumo refere-se à parcela de água que precisa ser reposta nas torres, em virtude de purgas, perdas por evaporação e arraste.

O uso de água depende, essencialmente, da quantidade de vapor a ser condensado, da temperatura do vapor, das características do condensador e da temperatura da água de resfriamento. O consumo depende, além das variáveis anteriores, também das características das torres de resfriamento e das condições atmosféricas. Lora e Nascimento (2004) apresentam índices de perdas por purgas de 0,6% a 2%, arraste entre 0,1% e 0,3% e evaporação entre 1% e 2%, em relação à vazão total. O resultado total fica, então, entre 1,7% e 4,3%.

Alguns dados obtidos da literatura e junto a algumas usinas são apresentados na Tabela 5.8 e permitem identificar índices médios de uso e consumo de água. O índice de uso de água é calculado pela divisão da vazão de água de resfriamento pela vazão de vapor no condensador. O índice de consumo de água é calculado pela divisão da reposição de água de resfriamento pela vazão de vapor no condensador.

Tabela 5.8 – Índices de uso e consumo de água.

	Vazão de vapor no condensador (tv/h)	Vazão de água de resfriamento (m³/h)	Reposição de água de resfriamento (m³/h)	Índice de uso de água (m³/tv)	Índice de consumo de água (%) (m³/tv)	
Usina Barra Grande, safra¹	117	6.300	120	54	1,90	1
Usina Barra Grande, entressafra¹	120	6.480	-	54	-	-
Santa Adélia²	-	106	3	-	2,83	-
Itacoatiara³	40	2.300	31	57	1,35	0,775
Calculado Cenário III, safra⁴	72	3.742	-	52	-	-
Calculado Cenário III, entressafra⁴	118	6.139	-	52	-	-

Fonte: 1 – Barra Grande (2004); 2 – Santa Adélia (2004), pequena torre de resfriamento para refrigeração de equipamentos; 3 – Itacoatiara (2004), central a resíduos de madeira, mas que usa o mesmo tipo de sistema de resfriamento; 4 – Calculado por Walter (2004).

Com base nos dados da Tabela 5.8 e no índice médio de reposição de água obtido de Lora e Nascimento (2004), de 3%, os resultados obtidos são: índice de uso de água, **54 m³/tv** de vapor condensado, e índice de consumo de água de **1 m³/tv** de vapor condensado, ou 2,27% em relação à vazão de água de resfriamento. A representação desses índices na base de 1 tonelada de cana depende das características da instalação de geração de energia.

5.4 – Caracterização da geração de cinzas

A geração de cinzas ocorre na queima da biomassa nas caldeiras. Ela depende de dois fatores, a composição química elementar da biomassa e a quantidade de impurezas não combustíveis introduzidas na caldeira. Essa segunda variável não será considerada na caracterização proposta. Assim, resta conhecer a composição elementar da biomassa. A Tabela 5.9 apresenta alguns dados sobre a composição elementar do bagaço, que depende da variedade de cana considerada. Aqui será adotado o valor médio.

Tabela 5.9 – Composição elementar do bagaço de cana, %.

	C	H	O	N	S	Cinzas	Umidade
Teixeira e Lora (2004)	48,0	6,2	43,0	0,2	0,1	2,5	50,0
Camargo (1990)	46,3	6,4	43,3	-	<0,1	4,0	50,0
Tariq e Purvis (1996)	51,5	6,2	42,2	0,13	-	4,7	53,9

O conteúdo médio de cinzas presentes na matéria seca do bagaço resulta em 3,73%. Considerando 280 kg de bagaço com 50% de umidade, por tonelada de cana, chega-se a um índice de geração de cinzas de $(0,0373 \times 0,5 \times 280) = 5 \text{ kg/tc}$, assumindo que toda a cinza presente no bagaço se transforme em resíduos na caldeira. Não foi encontrada análise elementar da palha. Assim, adota-se o conteúdo de cinzas do bagaço, ou seja, 3,73% de cinzas em massa, base seca. Com isso obtém-se índice de geração de cinzas de $(0,0373 \times 140) = 5 \text{ kg/tc}$, ou seja, o mesmo do bagaço.

Finalizando, apresenta-se na Tabela 5.10 um quadro sinóptico dos dados obtidos.

Tabela 5.10 – Quadro sinóptico dos fatores e índices identificados.

	GEE	NO_x	MP
Queima da palha no campo	16,50 kgCO ₂ eq/tc	2,01 kgNO _x /tc	3,73 kgMP/tc
Recuperação e transporte da palha	4,60 kgCO ₂ eq/tc	-	-
Queima de bagaço na caldeira	6,75 kgCO ₂ eq/tc	0,15 kgNO _x /tc	2,58 kgMP/tc
Queima de palha na caldeira	5,96 kgCO ₂ eq/tc	0,18 kgNO _x /tc	1,80 kgMP/tc
Transporte de biomassa para consumo externo (bagaço e palha)	13,80 kgCO ₂ eq/tc	-	-
Queima de óleo combustível	3.142 kgCO ₂ eq/tOC	5,66 kgNO _x /tOC	1,02 kgMP/tOC
Subsistema S-SE-CO	446 kgCO ₂ eq/MWh	-	-

Uso de água	54 m ³ /tv
Consumo de água	1 m ³ /tv
Geração de cinzas (bagaço ou palha)	5 kg/tc

Capítulo 6

Resultados

Como visto no Capítulo 1, o objetivo desta dissertação é avaliar a emissão de gases de efeito estufa, óxidos de nitrogênio e material particulado, uso e consumo de água e a geração de cinzas, decorrentes do aproveitamento da biomassa residual de cana-de-açúcar – bagaço e palha – como combustível, especialmente para produção de eletricidade excedente, no setor sucroalcooleiro. Neste capítulo, apresentam-se os resultados obtidos, considerando-se a caracterização feita no Capítulo 5, e à luz das políticas ambientais discutidas nos Capítulos 3 e 4.

6.1 – Emissão de gases de efeito estufa

O primeiro objetivo específico desta dissertação é a avaliação das emissões dos gases de efeito estufa. Nele, a proposta é avaliar comparativamente as estimativas de emissões de gases de efeito estufa, em diferentes cenários do uso da biomassa de cana.

Por se tratarem de poluentes de efeito global, a comparação das emissões de gases de efeito estufa não é influenciada pelo local em que se origina a emissão. Por isso, faz sentido comparar diretamente emissões que ocorram em lugares diferentes, como é o caso das emissões distribuídas do Sistema Interligado Sul, Sudeste e Centro-Oeste com as emissões locais das usinas.

A base de comparação será 1 tonelada de cana processada, ou seja, para cada cenário serão avaliadas as emissões de gases de efeito estufa resultantes do uso da biomassa residual resultante do processamento de 1 tonelada de cana como combustível.

A Tabela 6.1 reapresenta os fatores de emissão identificados no Capítulo 5, para gases de efeito estufa.

Tabela 6.1 – Quadro sinóptico dos fatores de emissão de gases de efeito estufa.

	Gases de efeito estufa
Queima pré-colheita	16,50 kgCO ₂ eq/tc
Recuperação e transporte da palha	4,60 kgCO ₂ eq/tc
Queima de bagaço na caldeira	6,75 kgCO ₂ eq/tc
Queima de palha na caldeira	5,96 kgCO ₂ eq/tc
Transporte de biomassa para consumo externo	13,80 kgCO ₂ eq/tc
Queima de óleo combustível	3.142 kgCO ₂ eq/tOC
Sistema Interligado Nacional Subsistema S-SE-CO	446 kgCO ₂ eq/MWh

Uso da palha

O primeiro resultado que se obtém, da observação da Tabela 6.1, é de que estima-se haver menor emissão de gases de efeito estufa se a palha for queimada nas caldeiras das usinas e destilarias, ao invés de ser queimada no campo.

A emissão de gases de efeito estufa da queima pré-colheita é de 16,50 kgCO₂eq/tc. Quando queimada nas caldeiras, o resultado que se obtém, da soma das emissões decorrentes da recuperação e transporte da palha com as emissões da queima propriamente dita, é $(4,60 + 5,96) = 10,56$ kgCO₂eq/tc. A estimativa de redução de emissões é de $(16,50 - 10,56) = 5,94$ kgCO₂eq/tc. Isso sem contabilizar possíveis reduções de emissões decorrentes do deslocamento de um outro combustível, que seria queimado nas caldeiras para atendimento da demanda de energia das usinas.

Biomassa excedente como combustível alternativo

Como apresentado no Capítulo 2, mesmo depois do atendimento de suas demandas internas de energia, há excedentes de bagaço na maior parte das usinas e destilarias. Com a disponibilidade da palha, que deixará de ser queimada no campo por força legal, esse excedente de biomassa deverá aumentar. Uma das opções para sua destinação é o uso como combustível fora das usinas. Nesse caso, para a avaliação aqui proposta, assume-se que haverá substituição de óleo combustível, como discutido anteriormente.

Se a biomassa excedente substituir óleo combustível, considerando que a caldeira a óleo apresente eficiência de 90% em relação ao PCI, quando queima óleo combustível, e 80% de eficiência, quando queima biomassa, para poderes caloríficos inferiores do óleo combustível, bagaço e palha, respectivamente de 40.150 kJ/kg, 7.500 kJ/kg e 12.750 kJ/kg, o resultado que se obtém é a substituição de $(0,28 \times 7.500 \times 0,80) \div (40.150 \times 0,90) = 46,49$ kg de óleo combustível por cada tonelada de cana, se o bagaço substituir óleo, e de $(0,14 \times 12.750 \times 0,80) \div (40.150 \times 0,90) = 39,52$ kg de óleo combustível por tonelada de cana, se a palha for usada em lugar do óleo.

Daí pode-se estimar as reduções de emissões pela substituição do óleo combustível pela biomassa:

- Cada tonelada de cana produz 280 kg de bagaço e 140 kg de palha. A estimativa de emissões do transporte do bagaço até o centro consumidor, desde que sejam consideradas distâncias próximas à usina, é de $(280/420 \times 13,80) = 9,2 \text{ kgCO}_2\text{eq/tc}$. Para o transporte da palha o resultado é $(140/420 \times 13,80) = 4,6 \text{ kgCO}_2\text{eq/tc}$.

- As emissões decorrentes da queima do bagaço e da palha na caldeira são estimadas em $6,75 \text{ kgCO}_2\text{eq/tc}$ e $5,96 \text{ kgCO}_2\text{eq/tc}$, respectivamente.

- A queima do óleo combustível equivalente resulta na emissão de $(46,49 \times 3,142) = 146,07 \text{ kgCO}_2\text{eq/tc}$, no caso do bagaço, e $(39,52 \times 3,142) = 124,17 \text{ kgCO}_2\text{eq/tc}$, no caso da palha.

Com isso, a substituição de óleo combustível pelo bagaço excedente resulta numa redução de $(146,07 - 9,2 - 6,75) = 130,12 \text{ kgCO}_2\text{eq/tc}$. No caso da palha, a redução é de $(124,17 - 4,6 - 5,96) = 113,61 \text{ kgCO}_2\text{eq/tc}$.

Produção de eletricidade excedente

Outro resultado importante diz respeito à produção de eletricidade excedente. Como visto, se medidas de conservação de energia e investimentos em equipamentos mais eficientes forem realizados, pode-se incrementar a geração de excedentes de eletricidade no setor.

Considerando que a alternativa de geração de eletricidade, nesse caso, é o Sistema Interligado Sul, Sudeste e Centro-Oeste, como discutiu-se nos Capítulos 3 e 5, cada MWh de eletricidade excedente gerado nas usinas a partir da biomassa resulta na redução de $446 \text{ kgCO}_2\text{eq}$.

Supondo índice de geração de eletricidade excedente de EXC MWh de eletricidade excedente por tonelada de cana, obtém-se reduções de $(446 \times \text{EXC} - 6,75)$ kgCO₂eq/tc, se a geração for com bagaço, e de $(446 \times \text{EXC} + 16,50 - 4,60 - 5,96) = (446 \times \text{EXC} - 5,94)$ kgCO₂eq/tc, se a geração for com palha. O equilíbrio acontece para índice de geração de excedentes de 15,13 kWh/tc, no caso do bagaço, e de 13,31 kWh/tc, no caso da palha.

Comparação entre cenários e a expansão da produção de excedentes

Fazendo-se a contabilidade das estimativas de emissões para os cenários apresentados no Capítulo 2, obtém-se figura mais clara do balanço de emissões, como mostrado na Tabela 6.2.

No cenário de referência, que representa a situação típica no setor, a maior parte da palha é queimada no campo e o restante deixada no campo, o bagaço é usado como combustível para atendimento da demanda interna das usinas, com pequeno excedente vendido para uso externo, em substituição ao óleo combustível. Não há produção de excedentes de eletricidade, mas em virtude do deslocamento de óleo combustível, o balanço mostra-se favorável no caso do bagaço. No caso da palha, a queima no campo torna-o desfavorável.

Nos Cenários I, II e III passa-se a gerar excedentes de eletricidade, através da instalação de tecnologias mais eficientes e com maior capacidade de geração. A quantidade de biomassa queimada permanece praticamente a mesma, resultando em excedentes de bagaço próximos do cenário de referência. O grande diferencial passa a ser o deslocamento da eletricidade disponível no Sistema Interligado Sul, Sudeste e Centro-Oeste. O balanço de emissões fica ainda mais favorável ao bagaço e permanece o mesmo no caso da palha.

No Cenário III, a geração de excedentes passa a ser feita ao longo de todo o ano. Com isso faz-se necessário o uso de combustível adicional, a palha, que deixaria de ser queimada no campo. Também aqui o balanço de emissões é favorável ao bagaço e passa ser favorável também à palha, em virtude da geração de excedentes de eletricidade, como mostrado na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Quadro comparativo das emissões de gases de efeito estufa nos cenários de uso da biomassa.

	Referência	Cenário I	Cenário II	Cenário III
Uso da biomassa				
Palha	80% queimada no campo e 20% deixada no campo.	80% queimada no campo e 20% deixada no campo.	80% queimada no campo e 20% deixada no campo.	26% da palha queimada na caldeira e 74% queimada no campo.
Bagaço	90% queimado nas caldeiras e 10% substitui óleo combustível.	91% queimado nas caldeiras e 9% substitui óleo combustível.	94% queimado nas caldeiras e 6% substitui óleo combustível.	100% queimado nas caldeiras.
Geração de eletricidade excedente	0	22 kWh/tc	33 kWh/tc	Bagaço: 61 kWh/tc Palha: 64 kWh/tc
Emissões de gases de efeito estufa, em kgCO₂eq/tc				
Queima pré-colheita no campo	$0,8 \times 16,50 = +13,20$	$0,8 \times 16,50 = +13,20$	$0,8 \times 16,50 = +13,20$	$0,74 \times 16,50 = +12,20$
Recuperação e transporte da palha	0	0	0	+4,60
Queima da palha na caldeira	0	0	0	$0,26 \times 5,96 = +1,55$
Queima do bagaço na caldeira	+6,75	+6,75	+6,75	+6,75

Tabela 6.2 – Quadro comparativo das emissões de gases de efeito estufa nos cenários de uso da biomassa (continuação).

Eletricidade excedente Sistema Interligado S-SE-CO	0	$0,022 \times 446 = -9,81$	$0,033 \times 446 = -14,72$	Bagaço: $0,061 \times 446 = -27,20$ Palha: $0,064 \times 446 = -28,54$
Transporte da biomassa excedente para uso externo	$0,10 \times 280/420 \times 13,8 = +0,92$	$0,09 \times 280/420 \times 13,8 = +0,83$	$0,06 \times 280/420 \times 13,8 = +0,55$	0
Substituição de óleo combustível	$0,10 \times 46,49 \times 3,142 = -14,61$	$0,09 \times 46,49 \times 3,142 = -13,15$	$0,06 \times 46,49 \times 3,142 = -8,76$	0
Balanco de emissões	Bagaço: -6,94 Palha: +13,20	Bagaço: -15,38 Palha: +13,20	Bagaço: -16,18 Palha: +13,20	Bagaço: -20,54 Palha: -10,19

Nota: Os cálculos foram feitos com base nos fatores de emissão identificados no Capítulo 5 e reapresentados na Tabela 6.1. Emissões positivas indicam aumento de emissões não balanceadas de gases de efeito estufa e emissões negativas, redução de emissões não balanceadas de gases de efeito estufa.

Como se pôde observar, três fatores exercem maior influência no balanço de emissões de gases de efeito estufa, as emissões da queima da palha no campo, as emissões evitadas devido ao uso da biomassa como combustível em substituição ao óleo combustível e as emissões evitadas devido à produção de eletricidade em substituição ao Sistema Interligado Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

Quanto à queima da palha no campo, deve-se relembrar que a colheita de cana crua, que hoje atinge 20% da cana colhida, deve aumentar a medida que for cumprido o cronograma definido pela Lei 11.241/02, tratada no Capítulo 2. Com isso, o balanço de emissões da palha deverá mudar significativamente. Há duas opções no curto prazo: a palha passa a ser usada como combustível, como considerado aqui ou é deixada para apodrecer sobre o solo. Nessa segunda alternativa as emissões de gases de efeito estufa podem ser significativas, dependendo das

condições de apodrecimento da palha, pois poderá ser emitido metano. Assim, espera-se que o uso da palha como combustível seja a opção mais vantajosa do ponto de vista das emissões de gases de efeito estufa.

O cálculo das reduções em virtude da substituição do óleo combustível é afetado pelas emissões de transporte da biomassa até o centro consumidor, que dependem das distâncias a serem percorridas e do tipo de transporte usado. Assim, deve-se aprimorar o cálculo desse parâmetro para que se possa obter resultados mais confiáveis sobre o balanço de emissões de gases de efeito estufa na substituição de óleo combustível por biomassa de cana. Espera-se que, em se tratando de distâncias próximas das usinas, essa substituição resulte em redução das emissões.

Quanto às emissões evitadas no Sistema Interligado, fator determinante é a linha de base utilizada, ou o fator de emissão do Sistema Interligado. Deve-se ressaltar que esse número é altamente dependente da metodologia de cálculo escolhida e do período sob análise. Como discutido no Capítulo 3, a metodologia AM0015 oferece quatro opções para cálculo da margem de operação e duas para cálculo da margem de expansão. A escolha de diferentes metodologias pode resultar em margens de operação e expansão diferentes.

Por exemplo, a consulta a três propostas de linha de base analisadas pelo Comitê Executivo do MDL fornece números tão diferentes quanto:

- 406 kgCO₂eq/MWh, de Esparta (2003), pelo método das emissões evitadas de uma tecnologia alternativa, escolhida como sendo uma central a gás natural operando em ciclo combinado;
- 422 kgCO₂eq/MWh, a partir dos dados de Schaeffer e Simões (2002), pelo método da média ponderada de toda a geração do sistema;

- 453 kgCO₂eq/MWh, de Junqueira (2004), pelo método da média ponderada de toda a geração do sistema, excluindo uma parcela das centrais baixo-custo/deve-operar através do cálculo do fator λ ;
- 604 kgCO₂eq/MWh, de Junqueira (2003), pelo método da média ponderada de toda a geração do sistema, excluindo uma parcela das centrais baixo-custo/deve-operar através do cálculo da geração mínima dessas centrais;
- 669 kgCO₂eq/MWh, a partir dos dados de Schaeffer e Simões (2002), pelo método da média ponderada da geração do sistema, excluindo todas as centrais baixo-custo/deve-operar.

O número obtido aqui, 446 kgCO₂eq/MWh, parece razoável se comparado a esses fatores.

Ressalte-se que é precisamente essa linha de base que dá origem à quantidade de Reduções Certificadas de Emissões (créditos de carbono) recebida pelos projetos de eletricidade conectada à rede no âmbito do MDL. Essas reduções irão beneficiar países com metas de redução de emissão de gases de efeito estufa no cumprimento de suas metas. Por isso, em virtude das discrepâncias apresentadas atualmente, a atenção aos números validados deve ser redobrada. Assim, espera-se garantir o conservadorismo e a lisura do processo, como preconiza os procedimentos do Comitê Executivo do MDL. Ao que tudo indica, a atual metodologia aprovada, AM0015, deverá consolidar-se como definitiva para o cálculo da linha de base em projetos de eletricidade conectada à rede e ajudar muito nesse sentido.

Não se deve esquecer, contudo, que o cálculo da linha de base varia ano a ano, de acordo com a operação do sistema e a entrada em operação de novas centrais de geração. Por isso, espera-se que haja variações da linha de base ao longo dos próximos anos. Especialmente se concretizar-se a expectativa de alguns agentes do setor de que haverá expansão da geração a gás natural no Brasil.

Comentários finais

Finalizando esta seção, deve-se ressaltar dois pontos:

- Fato interessante a se destacar é que a substituição de óleo combustível pela biomassa excedente é mais vantajosa, do ponto de vista de emissão de gases de efeito estufa do que a geração de eletricidade excedente. Isso porque o fator de emissão do óleo combustível é maior do que o do Sistema Interligado Nacional. Certamente, quanto à biomassa que atende a demanda interna das usinas, essa afirmação não é verdadeira, pois haveria de se encontrar um combustível para substituí-la, e o balanço de emissões poderia tornar-se desfavorável. Contudo, para a biomassa excedente, o deslocamento de óleo combustível é mais vantajoso do que a produção de eletricidade excedente, considerando-se a linha de base calculada para o Sistema Interligado Nacional.
- O uso da biomassa como combustível, ou seja, sua queima de forma controlada em caldeiras, representa grande vantagem do ponto de vista da emissão de gases de efeito estufa, em relação ao seu apodrecimento em condições anaeróbias, mesmo que se considerasse que a queima não resulte em energia útil. Isso porque a emissão de metano, em condições anaeróbias de decomposição da matéria orgânica, é normalmente bastante elevada. A decomposição da biomassa em pilhas ou aterros sanitários é um caso em que isso é verdade.

6.2 – Emissão de óxidos de nitrogênio e material particulado

O segundo conjunto de objetivos específicos diz respeito à identificação de possíveis restrições ambientais em virtude das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado. Nesse caso, por se tratarem de poluentes de efeito local, a identificação de restrições locais depende da quantificação das emissões de forma localizada. Para tanto definiu-se como unidade

de análise o município, em virtude do que determina o Decreto 48.523/04, discutido no Capítulo 4.

Não faz sentido comparar as emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado do uso da biomassa, com as emissões que resultariam da operação do Sistema Interligado Nacional, como foi feito no caso das emissões de gases de efeito estufa. Já para as emissões decorrentes da queima de óleo combustível e da queima da palha no campo isso faz sentido, pois espera-se que ocorram na mesma região.

Reapresenta-se na Tabela 6.3 os fatores de emissão de óxidos de nitrogênio e material particulado identificados no Capítulo 5. Ressalte-se que esses fatores de emissão referem-se a emissões não controladas dos referidos poluentes.

Fatores de emissão e padrões de emissão

Como visto no Capítulo 4, no licenciamento ambiental de novos empreendimentos, a emissão de poluentes atmosféricos é levada em consideração seja de forma simplificada, pela comparação das emissões esperadas da fonte com os padrões de emissão para aquela fonte, seja de forma mais elaborada, pela exigência de um estudo de dispersão atmosférica, específico para cada fonte, poluente e meio.

Para o caso em estudo, queima de biomassa, não há padrões de emissão na legislação brasileira, como visto no Capítulo 4. Além disso, em virtude da indisponibilidade de emissões de poluentes em unidades de vazão, ou seja, massa de poluente por volume de gases de escape, não pôde ser feita comparação adequada desse tipo neste trabalho.

Apenas para ilustrar dois casos específicos, pode-se basear nos padrões de emissão do Banco Mundial para financiamento de projetos de termelétricas. Segundo Xavier et al. (2004), os padrões de emissão mais restritivos por ele adotados são: para óxidos de nitrogênio, $320 \text{ mgNO}_x/\text{Nm}^3$, e para material particulado, $50 \text{ mgMP}/\text{Nm}^3$.

Tabela 6.3 – Quadro sinóptico dos fatores de emissão não controladas de óxidos de nitrogênio e material particulado.

	NO_x	MP
Queima pré-colheita	2,01 kgNO _x /tc	3,73 kgMP/tc
Recuperação e transporte da palha	ND	ND
Queima de bagaço na caldeira	0,15 kgNO _x /tc	2,58 kgMP/tc
Queima de palha na caldeira	0,18 kgNO _x /tc	1,80 kgMP/tc
Transporte de biomassa para consumo externo	ND	ND
Queima de óleo combustível	5,66 kgNO _x /tOC	1,02 kgMP/tOC
Subsistema S-SE-CO	NA	NA

Nota: ND – não disponível. NA – não se aplica.

Comparando-se os dados de emissão de NO_x apresentados por Teixeira e Lora (2004), que realizaram monitoramento em uma caldeira a bagaço de cana e obtiveram medições na faixa de 134 mgNO_x/Nm³ a 188 mgNO_x/Nm³, com os padrões estabelecidos pelo Banco Mundial, resulta que as emissões monitoradas por Teixeira e Lora (2004) estão abaixo dos padrões de emissão do Banco Mundial. No caso do material particulado, dados de monitoramento obtidos de um fabricante de equipamentos (EQUIPALCOOL, 2004), resultaram em 180 mgMP/Nm³, portanto acima do padrão de emissão do Banco Mundial.

Uso da palha

A análise da Tabela 6.3 mostra que há vantagem em se queimar a palha nas caldeiras, em relação à queima pré-colheita no campo, tanto para os óxidos de nitrogênio, quanto para material particulado.

A estimativa das emissões resultantes da queima da palha no campo é de 2,01 kgNO_x/tc e 3,73 kgMP/tc, ao passo que a queima nas caldeiras resultaria em emissões de 0,18 kgNO_x/tc e 1,80 kgMP/tc. A estimativa de redução de emissões é de $(2,01 - 0,18) = 1,83$ kgNO_x/tc, no caso dos óxidos de nitrogênio, e de $(3,73 - 1,80) = 1,93$ kgMP/tc, no caso do material particulado. Isso sem contabilizar as reduções decorrentes da substituição de um outro combustível que seria necessário para atender à demanda de energia das usinas.

Biomassa excedente como combustível alternativo

O deslocamento de óleo combustível pelos excedentes de biomassa resulta em duas situações distintas, considerando-se os mesmos índices de substituição de 46,49 kg de óleo combustível por cada tonelada de cana, para o bagaço, e de 39,52 kg de óleo combustível por tonelada de cana, para a palha.

No caso dos óxidos de nitrogênio há redução de emissões de $(5,66 \times 0,04649 - 0,15) = 0,11$ kgNO_x/tc, para o bagaço, e de $(5,66 \times 0,03952 - 0,18) = 0,04$ kgNO_x/tc, para a palha. No caso das emissões de material particulado, entretanto, há aumento de emissões na substituição de óleo combustível pela biomassa. Os aumentos são de $(2,58 - 1,02 \times 0,04649) = 2,53$ kgMP/tc, para o bagaço, e de $(1,80 - 1,02 \times 0,03952) = 1,75$ kgMP/tc, para a palha.

Estimativas das emissões por municípios e usinas

Quanto às emissões por municípios e usinas, deve-se referir aos dados de produção de cana-de-açúcar para a safra 2002, no Estado de São Paulo, apresentados no Capítulo 2. Através deles, pode-se estimar as emissões não controladas de óxidos de nitrogênio e material particulado nos principais municípios e usinas produtoras do Estado, para aquele ano. Os resultados para os maiores produtores são apresentadas nas Tabelas 6.4 e 6.5, respectivamente.

Tabela 6.4 – Estimativa das emissões não controladas de óxidos de nitrogênio e material particulado nos principais municípios produtores paulistas em 2002.

Município	Moagem na safra 02/03 (t)		Emissões de NO_x (t/safra)	Emissões de MP (t/safra)
Sertãozinho	10.232.672	Queima da palha pré-colheita	16.454	30.534
		Queima de bagaço nas caldeiras	1.535	26.400
Guaíra	6.781.105	Queima da palha pré-colheita	10.904	20.234
		Queima de bagaço nas caldeiras	1.017	17.495
Morro Agudo	6.626.756	Queima da palha pré-colheita	10.656	19.774
		Queima de bagaço nas caldeiras	994	17.097

Notas: Considera-se que a colheita da cana, em cada município, reflete os valores médios de 80% de cana colhida queimada e 20%, colhida crua. Quanto ao uso do bagaço, considera-se que 100% do bagaço seja queimado, ou nas usinas, ou fora delas.

Tabela 6.5 – Estimativa das emissões não controladas de óxidos de nitrogênio e material particulado nas principais usinas produtoras paulistas em 2002.

Nome da Usina	Município	Moagem na safra 02/03 (t)		Emissões de NO _x (t/safra)	Emissões de MP (t/safra)
São Martinho	Pradópolis	5.385.774	Queima da palha pré-colheita	2.165	4.018
			Queima de bagaço nas caldeiras	808	13.895
Da Barra	Barra Bonita	5.808.962	Queima da palha pré-colheita	4.554	5.845
			Queima de bagaço nas caldeiras	871	14.987
Santa Elisa	Sertãozinho	5.668.672	Queima da palha pré-colheita	6.608	8.246
			Queima de bagaço nas caldeiras	850	14.625

Notas: São Martinho, 80% do corte mecanizado; Santa Elisa, 42% do corte mecanizado, segundo Procana (2003); Da Barra, não disponível, por isso assume-se a média entre 80% e 42%, ou , 61% do corte mecanizado. Quanto ao uso do bagaço, considera-se que 100% do bagaço seja queimado, ou nas usinas, ou fora delas.

A leitura da Tabela 6.4 permite concluir que as emissões, tanto de óxidos de nitrogênio, quanto de material particulado, decorrentes da queima da palha no campo são significativamente maiores do que as emissões decorrentes da queima de bagaço nas caldeiras, evidenciando o fato de que a queima pré-colheita do canavial é, sem dúvida, a maior prioridade a ser resolvida, no que diz respeito à emissão desses dois poluentes na atividade sucroalcooleira. Especialmente, considerando que não há outras fontes significativas desses poluentes na cadeia produtiva do

setor. Isso fica ainda mais evidente considerando-se que as emissões da queima pré-colheita não podem ser controladas, a não ser pela eliminação dessa prática, ao passo que as emissões da queima em caldeiras podem.

No Relatório de Qualidade do Ar no Estado de São Paulo – 2003, a Cetesb apresenta emissões monitoradas e/ou estimadas em algumas regiões e fontes poluidoras do Estado de São Paulo (Cetesb, 2004). Apresenta-se, na Tabela 6.6, alguns dados de lá extraídos. Inclui-se também, nessa tabela, a média das emissões, por municípios e usinas, apresentadas nas Tabelas 6.4 e 6.5, cuja comparação com os dados da Cetesb oferece alguns resultados interessantes.

Quanto às emissões por regiões e municípios, destaca-se que a estimativa das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado em virtude da queima pré-colheita da cana, em municípios de intensa atividade canavieira, tais como Sertãozinho, Guaiúra e Morro Agudo, resulta na mesma ordem de grandeza que as emissões desses poluentes em regiões mais notavelmente tidas como poluídas, como são os casos de Cubatão, Região Metropolitana de São Paulo e Região Metropolitana de Campinas. Para as emissões de material particulado, a tendência, de fato, é que as emissões sejam maiores. As emissões em virtude da queima do bagaço nas caldeiras resultam maiores, no caso de material particulado, mas menores no caso de óxidos de nitrogênio.

As indústrias de cimento, alumínio e refinarias são normalmente consideradas altamente poluidoras e estão, de fato, sempre entre as maiores emissoras de poluentes atmosféricos dentre as classes de atividades industriais, como demonstra Cetesb (2004). Comparando-se as usinas maiores produtoras com essas atividades industriais, observa-se que as emissões das queimadas resultam em emissões de óxidos de nitrogênio da mesma ordem de grandeza que as das indústrias selecionadas, enquanto as emissões de material particulado resultam maiores que as emissões dessas indústrias. Quanto às emissões decorrentes da queima do bagaço nas usinas, elas resultam inferiores no caso de óxidos de nitrogênio e superiores no caso de material particulado.

Tabela 6.6 – Dados das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado em atividades industriais, para algumas regiões e atividades, no Estado de São Paulo.

Fonte ou Região	NO_x (t/ano)	MP (t/ano)
Região Metropolitana de São Paulo (total indústrias) ¹	14.000	31.600
Região Metropolitana de Campinas (total indústrias) ¹	17.790	5.620
Cubatão (total indústrias) ¹	20.460	4.370
Média das emissões não controladas nos municípios maiores produtores (Sertãozinho, Guaiúra e Morro Agudo) ²	Queima da palha no campo: 12.671 Queima do bagaço em caldeiras: 1.182	Queima da palha no campo: 23.514 Queima do bagaço em caldeiras: 20.330
Rhodia ¹	1.328	331
Replan – Petrobrás ¹	13.361	1.228
Revap – Petrobrás ¹	3.508	1.305
Cimento Rio Branco – Salto ¹	3.240	521
Cimento Rio Branco – Votorantim ¹	1.043	47
CBA – Alumínio ¹	2.004	2.209
Média das emissões não controladas nas usinas maiores produtoras (São Martinho, Da Barra e Santa Elisa) ²	Queima da palha no campo: 4.442 Queima do bagaço em caldeiras: 843	Queima da palha no campo: 6.036 Queima do bagaço em caldeiras: 14.472

Fonte: 1 – Cetesb (2004); 2 – Valores médios das Tabelas 6.4 e 6.5.

Decreto 48.523/04

Outro resultado interessante que se pode extrair dos dados apresentados diz respeito às imposições do Decreto 48.523/04. Como visto no Capítulo 4, o referido Decreto impõe que, o licenciamento ambiental de uma nova fonte poluição que resulte em emissões superiores a 30 t de poluente por ano, por poluente, deve compensar 110% das novas emissões nos municípios saturados e 100% nos municípios em vias de saturação. Isso valendo para emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado.

Apesar de não haver, ainda, lista dos municípios saturados ou em vias de saturação, é de se esperar que, em vista da magnitude das emissões apresentadas nas Tabelas 6.4 e 6.5, as áreas de intensa colheita com queima estejam saturadas. Assim, nessas áreas, e em outras áreas saturadas pelas atividades industriais e de transportes, os impactos sobre o setor sucroalcooleiro deverão ser sentidos, posto que essa é uma atividade intensiva em emissões, como mostram os dados das tabelas anteriores. Haja vista que o limite de 30 t de poluente por ano é facilmente atingido pelo uso da biomassa como combustível nas unidades produtivas do setor, como demonstram os dados apresentados. Considerando a queima de bagaço nas caldeiras, o limite é atingido pela queima do bagaço resultante do processamento de $(30.000 \div 0,15) = 200.000$ toneladas de cana, que representa moagem bem inferior a da maior parte das usinas do setor.

Um fator que não deve ser esquecido, e que contribui desfavoravelmente para a questão das emissão de óxidos de nitrogênio e material particulado no setor sucroalcooleiro, é que nele as emissões, diferentemente de outras atividades industriais, ocorrem de forma concentrada durante a safra, de 180 dias por ano em média. Com isso, o impacto tende a ser maior pela concentração das emissões durante a safra.

Expansão da produção de eletricidade excedente

Finalmente, deve-se destacar que a expansão da produção de excedentes de eletricidade no setor pode resultar em duas situações distintas. A primeira delas é quando a expansão da

produção de excedentes ocorre sem aumento do consumo de biomassa, como é o caso dos Cenários I e II, em relação ao Cenário de Referência, mostrados anteriormente na Tabela 6.2.

Nesse caso, como o aumento da queima de biomassa é pequeno, o aumento das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado pelas usinas também deve ser pequeno. Deve-se notar, porém, que do ponto de vista local, o bagaço que passa a ser queimado nas caldeiras das usinas e destilarias poderia estar sendo queimado em outras caldeiras, externamente às usinas. Assim, ainda que haja expansão da produção de eletricidade excedente com aumento da queima de bagaço, espera-se a manutenção das emissões localmente.

A segunda situação é aquela em que a expansão da produção de excedentes se dá com aumento da queima de biomassa, como é o caso do Cenário III. Nesse caso, há aumento da queima de biomassa pela introdução da palha como combustível. Deve-se lembrar, entretanto, que a palha era antes queimada no campo e que queimá-la na caldeira traz benefícios do ponto das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado.

Assim, num cenário em que toda a palha é queimada no campo, expandir a produção de eletricidade com aumento da queima de palha nas caldeiras resulta em redução das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado. Ora, talvez seja essa uma forma de compensação das emissões, caso a biomassa passe a ser queimada nas caldeiras, e um bom incentivo para que a prática da queima pré-colheita seja eliminada mais rapidamente do que prevê o cronograma estabelecido pela Lei 11.421/02.

Na Tabela 6.7, apresentam-se os balanços comparativos das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado entre os cenários de uso da biomassa.

Tabela 6.7 – Quadro comparativo das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado nos cenários de uso da biomassa.

	Referência	Cenário I	Cenário II	Cenário III
Uso da biomassa				
Palha	80% queimada no campo e 20% deixada no campo.	80% queimada no campo e 20% deixada no campo.	80% queimada no campo e 20% deixada no campo.	26% da palha queimada na caldeira e 74% queimada no campo.
Bagaço	90% queimado nas caldeiras e 10% substitui óleo combustível.	91% queimado nas caldeiras e 9% substitui óleo combustível.	94% queimado nas caldeiras e 6% substitui óleo combustível.	100% queimado nas caldeiras.
Geração de eletricidade excedente	0	22 kWh/tc	33 kWh/tc	Bagaço: 61 kWh/tc Palha: 64 kWh/tc
Emissões de gases de efeito estufa, em kg(poluente)/tc				
Queima pré-colheita no campo	NO _x :0,8×2,01=+1,61 MP:0,8×3,73=+2,98	NO _x :0,8×2,01=+1,61 MP:0,8×3,73=+2,98	NO _x :0,8×2,01=+1,61 MP:0,8×3,73=+2,98	NO _x :0,74×2,01=+1,49 MP:0,74×3,73=+2,76
Queima da palha na caldeira	0	0	0	NO _x :0,26×0,18=+0,05 MP:0,26×1,80=+0,47
Queima do bagaço na caldeira	NO _x : +0,15 MP: +2,58	NO _x : +0,15 MP: +2,58	NO _x : +0,15 MP: +2,58	NO _x : +0,15 MP: +2,58

Tabela 6.7 – Quadro comparativo das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado nos cenários de uso da biomassa (continuação).

Substituição de óleo combustível	$\text{NO}_x: 0,10 \times 0,04649 \times 5,66 = -0,026$ $\text{MP}: 0,10 \times 0,04649 \times 1,02 = -0,004$	$\text{NO}_x: 0,09 \times 0,04649 \times 5,66 = -0,024$ $\text{MP}: 0,09 \times 0,04649 \times 1,02 = -0,004$	$\text{NO}_x: 0,06 \times 0,04649 \times 5,66 = -0,016$ $\text{MP}: 0,06 \times 0,04649 \times 1,02 = -0,003$	0
Balanco de emissões	Bagaço: $\text{NO}_x: +0,12$ $\text{MP}: +2,55$ Palha: $\text{NO}_x: +1,61$ $\text{MP}: +2,98$	Bagaço: $\text{NO}_x: +0,13$ $\text{MP}: +2,55$ Palha: $\text{NO}_x: +1,61$ $\text{MP}: +2,98$	Bagaço: $\text{NO}_x: +0,13$ $\text{MP}: +2,56$ Palha: $\text{NO}_x: +1,61$ $\text{MP}: +2,98$	Bagaço: $\text{NO}_x: +0,15$ $\text{MP}: +2,58$ Palha: $\text{NO}_x: +1,54$ $\text{MP}: +3,23$

Nota: Os cálculos foram feitos com base nos fatores de emissão identificados no Capítulo 5 e rerepresentados na Tabela 6.3. Emissões positivas indicam aumento de emissões e emissões negativas, redução de emissões.

6.3 – Uso e consumo de água

Outro objetivo estabelecido é a identificação de possíveis restrições ambientais locais em virtude do uso e consumo de água.

Quanto a esse aspecto, destaca-se primeiramente que o uso e consumo de água adicional, decorrentes do emprego da biomassa como combustível, só acontece nos casos em que há operação de parte do sistema de geração de energia em condensação, ou seja, somente nos casos em que há turbinas de condensação pura ou turbinas de extração-condensação instaladas, como já discutido. O uso e consumo de água são devidos ao circuito de torres de resfriamento para condensação do vapor que não opera em cogeração.

No Capítulo 5 foram identificados índices de uso e consumo de água para esse caso: uso de água, $54 \text{ m}^3/\text{tv condensado}$, e consumo, $1 \text{ m}^3/\text{tv condensado}$. Considerando-se o exemplo do Cenário III, proposto no Capítulo 2, a parcela do sistema que opera em condensação é de 0,171

tv/tc na safra, e de 0,233 tv/tc na entressafra, como indicado na Figura 2.7. Disso resultam: na safra, uso de água $(54 \times 0,171) = 9 \text{ m}^3/\text{tc}$ e consumo de água $(1 \times 0,171) = 0,17 \text{ m}^3/\text{tc}$, e na entressafra, uso de água $(54 \times 0,233) = 12 \text{ m}^3/\text{tc}$ e consumo de água $(1 \times 0,233) = 0,23 \text{ m}^3/\text{tc}$.

Levando-se em consideração que o consumo de água nas usinas e destilarias, conforme identificado no Capítulo 2, fica entre $0,7 \text{ m}^3/\text{tc}$ e $20 \text{ m}^3/\text{tc}$, com a média em $5 \text{ m}^3/\text{tc}$, resulta que o acréscimo no uso de água é significativo, especialmente considerando que ele permanece durante a entressafra também.

A expansão da produção de excedentes de eletricidade com biomassa de cana pode resultar em duas situações, no que diz respeito ao uso e consumo de água.

No primeiro caso, a expansão acontece com turbinas de extração-contrapressão, como mostrado nos Cenários I e II, apresentados no Capítulo 2. Nesse caso não se espera que haja mudanças significativas no uso e consumo de água. Isso porque a quantidade de vapor gerada para atender o sistema de cogeração e o processo é a mesma, e não há necessidade de um circuito adicional de torres de resfriamento.

Na outra situação, como é o caso do Cenário III, a expansão ocorre com turbinas de condensação. Nesse caso, a expansão acarreta aumento do uso e consumo de água porque, apesar de não haver aumento na produção de vapor, faz-se necessário um circuito de torres de resfriamento adicional, para condensar o vapor de escape das turbinas de condensação, que não opera em cogeração.

Vale destacar que é precisamente essa a opção mais indicada para a expansão da produção de excedentes de eletricidade no setor, em virtude de regularizar a geração de eletricidade excedente e permitir geração também na entressafra.

Ilustrativamente, pode-se estimar o uso e consumo de água para uma usina de grande porte, em que faz sentido expandir a produção de excedentes com turbinas de condensação. Supondo

uma usina com moagem de 3 milhões de toneladas de cana-de-açúcar numa safra de 180 dias, com fator de capacidade de 95%, e sistema de geração de energia similar àquele proposto no Cenário III, obtém-se: na safra, uso de água de $(3.000.000 \times 9) \div (180 \times 24 \times 0,95) = 6.579 \text{ m}^3/\text{h}$ e consumo de $(3.000.000 \times 0,17) \div (180 \times 24 \times 0,95) = 124 \text{ m}^3/\text{h}$. Na entressafra, supondo operação durante 185 dias, com fator de capacidade de 80%, obtém-se uso de $(3.000.000 \times 12) \div (185 \times 24 \times 0,80) = 10.135 \text{ m}^3/\text{h}$, e consumo de $(3.000.000 \times 0,23) \div (185 \times 24 \times 0,80) = 194 \text{ m}^3/\text{h}$.

Como base de comparação, SMA (2004) apresenta que a captação de água para uso industrial no Estado de São Paulo é de $334.800 \text{ m}^3/\text{h}$. Nessa base, o sistema de condensação de uma usina com moagem de 3 milhões de toneladas, representaria cerca de 2% de todo o uso de água industrial no Estado.

Se essa usina operar com consumo de $5 \text{ m}^3/\text{tc}$, isso representaria , na safra, uso de $(3.000.000 \times 5) \div (180 \times 24 \times 0,95) = 3.655 \text{ m}^3/\text{h}$. O sistema de condensação, semelhante ao do Cenário III, representaria um acréscimo de uso de água de $6.579 \text{ m}^3/\text{h}$, ou seja, 1,8 vezes o uso de água atual, e um consumo adicional de $248 \text{ m}^3/\text{h}$. Na entressafra, a usina, que não tinha demanda de água, passaria a demandar $10.135 \text{ m}^3/\text{h}$, com o sistema de condensação.

6.4 – Geração de cinzas

Enfim, alguns resultados a respeito da geração de cinzas. Estima-se a geração de cinzas em 5 kg/tc . Considerando-se que, ao longo de uma safra de 180 dias, uma usina de grande porte, com moagem de 3 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, produz cerca de $(3.000.000 \times 5) \div 180 = 83.333 \text{ kg/dia}$ de cinzas, isso equivale aos resíduos domiciliares de uma cidade com aproximadamente 165.000 habitantes, pelos índices de geração de resíduos apresentados em Cetesb (2003).

Contudo, esse índice parece pequeno se comparado a outros resíduos do processo, tais como a vinhaça, que é gerada a razão de 540 kg/tc e representa resíduo com maior potencial poluidor, o bagaço a palha, que dão origem às cinzas, produzidos à razão de 280 kg/tc e 140 kg/tc, respectivamente, e a torta de filtro, à razão de 47 kg/tc. Como já discutido, o destino das cinzas das caldeiras é normalmente a disposição direta no solo, juntamente com a vinhaça e a torta de filtro. Essa prática é comum em todo o setor sucroalcooleiro e, ao que tudo indica, desde que respeitados limites de aplicação, não acarreta alteração da qualidade do meio.

A geração de cinzas, em virtude da expansão da produção de eletricidade excedente, depende do aumento da queima de biomassa. Assim, havendo expansão com aumento de queima da biomassa, haverá aumento na produção de cinzas, e vice-versa. Deve-se notar que o uso da palha como combustível certamente contribuirá para o aumento da produção de cinzas.

Capítulo 7

Conclusões e Recomendações

A motivação para realização deste trabalho, com exposto no Capítulo 1, é a importância da avaliação de fatores condicionantes diante da possibilidade de expansão da produção de excedentes de eletricidade no setor sucroalcooleiro. Dentre esses fatores destaca-se a emissão de poluentes e a demanda por recursos naturais. Nesse sentido, o objetivo desta dissertação foi avaliar a emissão de gases de efeito estufa, óxidos de nitrogênio e material particulado, o uso e consumo de água e a geração de cinzas, decorrentes do aproveitamento da biomassa residual de cana-de-açúcar – bagaço e palha – como combustível, em especial para produção de eletricidade excedente. Pelo exposto nos capítulos anteriores, pode-se afirmar que o trabalho cumpriu seu objetivo, destacando-se, a seguir, suas principais conclusões:

(1) EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

- A produção de eletricidade excedente com biomassa de cana mostra-se como outra oportunidade importante de redução da emissão de gases de efeito estufa. A magnitude da redução depende de dois fatores, o índice de produção de excedentes pelas usinas e a determinação da linha de base com que se compara a eletricidade de biomassa.
- No Cenário de Referência, que representa a situação típica no setor, o balanço de emissões de gases de efeito estufa mostra-se favorável no uso do bagaço como combustível em virtude do deslocamento de óleo combustível, externamente às usinas,

pelo bagaço excedente. O balanço, porém, é desfavorável no caso da palha, devido à queima no campo, sem qualquer aproveitamento como combustível.

- Nos Cenários I, II e III passa-se a gerar excedentes de eletricidade pelo melhor aproveitamento do bagaço. Com isso, o balanço de emissões do uso do bagaço fica ainda mais favorável, em virtude do deslocamento da eletricidade disponível no Sistema Interligado Sul, Sudeste e Centro-Oeste.
- No Cenário III, a geração de excedentes passa a ser feita ao longo de todo o ano, com uso de todo o bagaço disponível, complementado pela palha. Aqui o balanço de emissões passa a ser favorável também à palha, em virtude da geração de excedentes de eletricidade, ainda que parte dela seja queimada no campo.
- O uso da palha como combustível é uma importante oportunidade de redução das emissões de gases de efeito estufa, em relação à situação atual, de queima pré-colheita no campo. Esse uso deveria ser encorajado, ao menos do ponto de vista das emissões de gases de efeito estufa e na ausência de outra alternativa para destinação final de palha. Com efeito, devido a Lei 11.241/02, deverá aumentar a disponibilidade de palha e seu balanço de emissões deverá mudar significativamente. Há duas opções no curto prazo, a palha passa a ser usada como combustível, como considerado aqui, ou é deixada para apodrecer sobre o solo. Nessa segunda alternativa as emissões de gases de efeito estufa podem ser significativas, dependendo das condições de apodrecimento da palha, pois poderá ser emitido metano. Assim, espera-se que o uso da palha como combustível seja a opção mais vantajosa do ponto de vista das emissões de gases de efeito estufa.
- O uso de biomassa excedente como combustível alternativo ao óleo combustível, desde que sejam respeitadas distâncias adequadas de transporte, mostra-se como importante oportunidade de redução da emissão de gases de efeito estufa. Aliás, com maior potencial de redução que a geração de eletricidade, normalmente bastante aclamada

pelos trabalhos de pesquisa e pelo setor sucroalcooleiro. Isso porque o fator de emissão do óleo combustível é maior que o do Sistema Interligado Nacional. Assim, a biomassa excedente que desloca óleo combustível apresenta mais vantagens para redução das emissões de gases de efeito estufa do que a produção de eletricidade excedente, sob as condições de linha de base, distância de transporte e índice de geração de excedentes adotados.

- Fator importante na análise das emissões evitadas pela eletricidade excedente é a linha de base utilizada, ou o fator de emissão do sistema afetado. Deve-se ressaltar que esse número é altamente dependente da metodologia de cálculo escolhida e do período sob análise. As grandes divergências de resultados dos diversos trabalhos consultados mostra que devem ser encorajadas pesquisas para determinação de um denominador comum. Ressalte-se que é precisamente essa linha de base que dá origem à quantidade de Reduções Certificadas de Emissões (créditos de carbono) recebida pelos projetos de eletricidade conectada à rede no âmbito do MDL.
- O cálculo da linha de base varia ano a ano, de acordo com a operação do sistema e a entrada em operação de novas centrais de geração. Por isso, espera-se que haja variações da linha de base ao longo dos próximos anos, especialmente concretizando-se a expectativa de alguns agentes do setor, de que haverá expansão da geração a gás natural no Brasil.
- O uso da biomassa como combustível, ou seja, sua queima de forma controlada em caldeiras, representa grande vantagem do ponto de vista da emissão de gases de efeito estufa, em relação ao seu apodrecimento em condições anaeróbias. Isso porque a emissão de metano, em condições anaeróbias de decomposição da matéria orgânica, é normalmente bastante elevada. A decomposição da biomassa em pilhas ou aterros sanitários é um caso em que isso é verdade. Assim, ainda que a queima da biomassa não resultasse em energia útil, as emissões evitadas de metano resultariam em redução de emissões.

(2) EMISSÕES DE ÓXIDOS DE NITROGÊNIO E MATERIAL PARTICULADO

- A queima da palha nas caldeiras é vantajosa em relação à queima pré-colheita no campo, tanto para a emissão de óxidos de nitrogênio, quanto de material particulado, mesmo considerando emissões não controladas. De fato, as emissões, tanto de óxidos de nitrogênio, quanto de material particulado, decorrentes da queima da palha no campo são significativamente maiores do que as emissões decorrentes da queima de bagaço e palha nas caldeiras, evidenciando o fato de que a queima pré-colheita do canavial é, sem dúvida, a maior prioridade a ser resolvida, no que diz respeito à emissão desses dois poluentes, na atividade sucroalcooleira.
- O uso da biomassa como combustível alternativo ao óleo combustível resulta em redução de emissões, no caso dos óxidos de nitrogênio, e aumento de emissões de material particulado, isso para emissões não controladas.
- As estimativas de emissões anuais de óxidos de nitrogênio e material particulado em virtude da queima pré-colheita da cana, em municípios de intensa atividade canavieira, resultam na mesma ordem de grandeza que as emissões desses poluentes em regiões mais notavelmente tidas como poluídas. Para as emissões de material particulado, a tendência, de fato, é que as emissões sejam maiores. As estimativas de emissões anuais decorrentes da queima da biomassa nas caldeiras resultam maiores no caso do material particulado e menores no caso dos óxidos de nitrogênio.
- Comparando-se as usinas de maior porte com outras atividades industriais, reconhecidamente poluidoras, observa-se que as estimativas de emissões de óxidos de nitrogênio das queimadas resultam na mesma ordem de grandeza, e as emissões de material particulado resultam maiores, do que as emissões dessas indústrias. Quanto às estimativas de emissões decorrentes da queima do bagaço nas usinas, elas resultam inferiores no caso de óxidos de nitrogênio e superiores no caso de material particulado.

Daí pode-se afirmar que a atividade sucroalcooleira é intensiva em emissões de poluentes atmosféricos.

- Em vista da magnitude das emissões apresentadas, espera-se que nas áreas de intensa colheita de cana queimada, e em outras áreas saturadas por atividades industriais e de transportes, haverá impactos do Decreto 48.523/04 sobre o setor sucroalcooleiro. O limite de 30 t de poluente por ano é facilmente atingido pelo uso da biomassa como combustível nas unidades produtivas do setor, mesmo sem considerar a queima pré-colheita.
- Nos casos em que a expansão da produção de excedentes de eletricidade ocorrer com pouco ou nenhum aumento da queima de biomassa, como nos Cenários I e II, o aumento das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado pelas usinas também deve ser pequeno, contabilizando-se somente para as emissões da caldeira. No balanço geral, como o bagaço que não é queimado nas usinas desloca óleo combustível, o balanço de emissões deve permanecer inalterado, com exceção das emissões evitadas do óleo combustível.
- Já na expansão da produção de excedentes com aumento da queima de biomassa, especialmente pela incorporação da palha como combustível, como é o caso do Cenário III, deverá haver aumento das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado somente olhando-se as emissões da caldeira. No balanço geral, contudo, deve-se lembrar que a palha era antes queimada no campo e que queimá-la na caldeira traz benefícios do ponto das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado, resultando em redução de emissões.
- Não foi possível realizar a comparação das emissões de óxidos de nitrogênio e material particulado nas usinas, com padrões de emissão. Duas foram as razões: inexistência de padrões de emissão para o caso em estudo e indisponibilidade de dados de monitoramento abrangentes.

(3) USO E CONSUMO DE ÁGUA

- O uso da biomassa como combustível somente acarreta alteração do uso e consumo de água em relação ao cenário típico das usinas nos casos em que turbinas de condensação pura ou de extração-condensação estão presentes. Isso ocorre em virtude da necessidade de um circuito de água de resfriamento adicional, para condensar o vapor que não opera em condensação.
- No caso de expansão da produção de eletricidade excedente apenas pelo emprego de turbinas de extração-contrapressão, como mostrado nos Cenários I e II, espera-se que não haja mudanças significativas no uso e consumo de água.
- Caso a expansão da produção de excedentes aconteça com turbinas de condensação, o acréscimo no uso de água deve ser significativo, especialmente considerando que ele permanecerá durante a entressafra também. Isso varia, essencialmente, com as características técnicas do circuito de resfriamento e com a quantidade de vapor operando em condensação pura, no sistema de geração de energia.

(4) GERAÇÃO DE CINZAS

- A geração de cinzas, em virtude da expansão da produção de eletricidade excedente, só acontecerá se houver aumento da queima de biomassa. Assim, nos Cenários I e II, espera-se que não haja aumento da geração de cinzas, e no Cenário III, sim. Deve-se notar que o uso da palha como combustível certamente contribuirá para o aumento da produção de cinzas. Entretanto, a disposição final das cinzas não deve configurar problema sério.

As recomendação que ficam para futuros trabalhos são as seguintes:

- Considerando que o Brasil desponta como um dos potenciais proponentes de projetos de MDL no setor de eletricidade, deve-se encorajar o desenvolvimento e manutenção de banco de dados atualizados, referentes aos cálculos das linhas de base, para que se possa, de forma independente, avaliar os projetos propostos ao longo dos próximos anos.
- Também deve-se encorajar a pesquisa a respeito dos métodos de cálculo da linha de base para a eletricidade, considerando-se a grande divergência de resultados que pode se originar da aplicação dos diferentes métodos de cálculo.
- Pesquisa mais minuciosa deveria ser feita quanto à caracterização de alguns fatores de emissão usados nesta dissertação, em especial, das emissões da queima de biomassa em caldeiras, através de consulta a fabricantes e dados de monitoramento das usinas; do transporte da biomassa, tanto do campo para as usinas quanto das usinas para possíveis consumidores externos, pelo detalhamento do problema e consulta a especialistas no setor; e das emissões do Sistema Interligado, pela procura de dados mais completos junto ao Operador Nacional do Sistema.
- O uso e consumo de recursos hídricos na atividade sucroalcooleira é muito significativo. Caso a expansão da produção de excedentes de eletricidade ocorra por meio de turbinas de condensação, esse aspecto ganhará ainda mais importância. Nesse sentido deve-se procurar entender melhor o balanço hídrico das usinas e avaliar mais cuidadosamente seus efeitos no meio.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **BIG ANEEL - Banco de Informações de Geração**. Disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em 08/06/2004.

BARRA GRANDE, Usina. **Visita** à Usina Barra Grande no município de Lençóis Paulista. Comunicação pessoal com os responsáveis pela operação e manutenção da usina. 29 de novembro de 2004.

BERNI, M. D.; BAJAY, S. V.. **Implicações Energéticas e Ambientais da Eliminação das Queimadas de Canaviais**. In: III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 1998, Campinas-SP. Anais.pg 175-178.

BOSI, Martina; LAURENCE, Amy. **Road-testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector**. Paris: Organization for Economic Cooperation and Development – OECD and International Energy Agency – IEA, 2002.

BRAUNBECK, Oscar A. e CORTEZ, Luís A. B.. O Cultivo da Cana-de-Açúcar e o Uso dos Resíduos. In: **Uso da Biomassa para Produção de Energia na Indústria Brasileira**. Campinas: Editora da Unicamp, 2002. No prelo.

CAMARGO, Carlos Augusto de (organizador). **Conservação de energia na indústria do açúcar e do álcool**. São Paulo: IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas, 1990.

CETESB, Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental. **Relatório de qualidade do ar no Estado de São Paulo**. São Paulo: Cetesb, 2004. Disponível em www.cetesb.sp.gov.br. Acesso em 15/12/2004.

CETESB, Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental. **Inventário estadual de resíduos sólidos domiciliares – Relatório de 2003**. São Paulo: Cetesb, 2003. Disponível em www.cetesb.sp.gov.br. Acesso em 15/12/2004.

CETESB, Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental. **A produção mais limpa no setor sucroalcooleiro – Informações gerais**. São Paulo: Cetesb, 2002. Disponível em www.cetesb.sp.gov.br. Acesso em 15/12/2004.

COELHO, Suani Teixeira. **Mecanismos para a implementação da cogeração de eletricidade a partir de biomassa. Um modelo para o Estado de São Paulo**. 1999. Tese (Doutorado) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, USP, São Paulo.

CPFL, Companhia Paulista de Força e Luz. Apresentação realizada no evento **9th LAMNET Project Workshop - International workshop on bioenergy policies, technologies and financing**. Ribeirão Preto, São Paulo, Brasil, 13-17 de setembro de 2004.

CRH, Conselho de Recursos Hídricos do Estado de São Paulo. **Relatório de Situação dos Recursos Hídricos do Estado de São Paulo – Relatório Zero – 1999**. São Paulo: 2002. Disponível em www.sigrh.sp.gov.br. Acesso em 13/08/2004.

CSPE, Comissão de Serviços Públicos de Energia. **Usinas termelétricas de pequeno porte no Estado de São Paulo**. São Paulo: Páginas e Letras Editora e Gráfica, 2001.

EPA, Environment Protection Agency. **Emission Factor Documentation for AP-42 Section 1.8, Bagasse Combustion in Sugar Mills**. Outubro, 1996. Disponível em www.epa.gov. Acesso em 08/06/2004.

EQUIPALCOOL. **Dados de monitoramento de caldeiras**. 18 de junho de 2004.

ESPARTA, Ricardo. **Project Design Document – Brazil Catanduva Sugarcane Mill, Biomass Power Plant Expansion**, 2002. Disponível em cdm.unfccc.int/methodologies. Acessado em 23/03/2004.

FEARNSIDE, Philip M. **Emissões de gases de efeito estufa de um reservatório hidrelétrico (a represa de Tucuruí) e as suas implicações para política energética**. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia-INPA, 01 de agosto de 2002.

FIESP, Federação das Indústrias do Estado de São Paulo. **Ampliação da oferta de energia através da biomassa (bagaço de cana-de-açúcar)**. São Paulo: setembro, 2001.

GOLDEMBERG, José; COELHO, Suani Teixeira. **Levantamento do Potencial Real de Cogeração de Excedentes no Setor Sucroalcooleiro – Relatório Final**. São Paulo: CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa, 2001.

HORLOCK, J.H. **Cogeneration – Combined Heat and Power (CHP)**. 1st Edition. Oxford: Pergamon Press, 1987. 210p.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Produção Agrícola Municipal**. 2003. Disponível em www.sidra.ibge.gov.br. Acesso em 19/10/2004.

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. **Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reference Manual (Volume 3)**, 1996. Disponível em <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6.htm>. Acesso em 13/08/2004.

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. **Climate Change 2001: The Scientific Basis**. 2001. Disponível em <http://www.ipcc.ch>. Acesso em 13/08/2004.

ITACOATIARA, Usina termelétrica de. **Memorial descritivo da Usina Termelétrica de Itacoatiara**. 2004.

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

JUNQUEIRA, Marcelo. **Validated Project Design Document – Vale do Rosário Bagasse Cogeneration: a GHG emission reductions project in Brazil**, 2004. Disponível em cdm.unfccc.int/methodologies. Acessado em 19/01/2005.

JUNQUEIRA, Marcelo. **Project Design Document – Vale do Rosário Bagasse Cogeneration: a GHG emission reductions project in Brazil**, 2003. Disponível em cdm.unfccc.int/methodologies. Acessado em 05/03/2004.

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.

LEAL, Manoel Regis Lima Verde e MACEDO, Isaias de Carvalho. Evolução tecnológica dos sistema de geração de energia nas usinas de açúcar e álcool. **Biomassa & Energia**, v.1, n.3, p. 245-253, 2004.

LEAL, Manoel Regis Lima Verde. **Cogeração como opção tecnológica eficiente e complementar**. In: Fórum Permanente de Energia e Ambiente – Universalização do Atendimento de Energia Elétrica e Geração Distribuída. Unicamp: Campinas, 2004. Disponível em <http://www.cori.rei.unicamp.br/foruns/energia>. Acesso em 19/04/2004.

LEAL, Manoel Regis Lima Verde. **Impactos ambientais do uso em larga escala de sistemas BIG-GT na indústria da cana-de-açúcar**. In: Projeto PNUD/BRA96/G31 Geração de energia por biomassa, bagaço de cana-de-açúcar e resíduos. Março, 2000.

LORA, Electo Silva; GÓMEZ, E. Olivares. Bagasse Suspension Burning and Air Pollution. **International Sugar Journal** 97, p.683–694, 1995.

LORA, Electo Silva; NASCIMENTO, Marco Antonio (organizadores). **Geração termelétrica – Planejamento, projeto e operação, Volume 1**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, RJ,2004.

MACEDO, Isaias de Carvalho. **Energia da cana-de-açúcar no Brasil**. In: Sustentabilidade na geração de energia no Brasil: os próximos 20 anos, Unicamp, Campinas, 2002.

MACEDO, Isaias de Carvalho. **O ciclo da cana-de-açúcar e reduções adicionais nas emissões de CO₂ através do uso como combustível da palha da cana**. In: Projeto PNUD/BRA96/G31 Geração de energia por biomassa, bagaço de cana-de-açúcar e resíduos. Março, 2000.

MACEDO, Isaias de Carvalho; LEAL, Manoel Regis Lima Verde; SILVA, João Eduardo Azevedo Ramos da. **Assessment of greenhouse gas emissions in the production and use of fuel ethanol in Brazil**. São Paulo: Secretaria de Meio Ambiente, 2004.

MCBURNEY, John. C.; MCBURNEY, Blake. Designing bagasse fired boilers for low emissions – Part I and II. **International Sugar Journal** 99, p.58-64 e 133-139, 1997.

MME, Ministério de Minas e Energia. **Balanço Energético Nacional – BEN 2003**. 2003. Disponível em www.mme.gov.br. Acesso em 04/09/2004.

ONS, Operador Nacional do Sistema. **Dados relevantes de 2002 – Operação do Sistema Interligado Nacional**. 2004. Disponível em www.ons.org.br/ons/documentos . Acesso em 07/01/2004.

ORLANDO, Joseph A. **Cogeneration Design Guide**. Atlanta: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1996. 346p.

PROCANA. **Anuário da Cana – Safra 2002/2003**. Disponível em www.jornalcana.com.br. 2003.

REI, Fernando; MEDAGLIA, S. M. P.. Direito Ambiental: considerações. **Revista Brasileira de Engenharia Química**, vol.17, n.3, ABEQ, São Paulo, 1997.

REI, Fernando. **Novos critérios de licenciamento ambiental no Estado de São Paulo**. Apostila do curso FEM207 – Direito Ambiental. São Paulo, 2003..

RÍPOLI, Tomaz Caetano Cannavan; MOLINA JR, Walter Francisco; RÍPOLI, Marco Lorenzo Cunali. Energy Potential of sugar cane biomass in Brazil. **Scientia Agricola**, 57, n.4, p.667-681, out/dez 2000.

SANTA ADÉLIA, Usina. **Memorial descritivo da Usina Santa Adélia**. 2004.

SANTOS, Marco Aurélio; ROSA, Luiz Pinguelli; SIKAR, Bohdan; SIKAR, Elizabeth; SANTOS, Ednaldo Oliveira dos. Gross greenhouse gases from hydro-power reservoir compared to thermo-power plants. **Energy Policy**, 2004. No prelo.

SCHAEFFER, Roberto; SIMÕES, André. Road testing: putting the recommendations into practice: Brazil. In: BOSI, Martina; LAURENCE, Amy. **Road-testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector**. Paris: Organization for Economic Cooperation and Development – OECD and International Energy Agency – IEA, 2002.

SEVA, Arsênio Oswaldo. **Revisão didática: a eletricidade, os combustíveis e as usinas elétricas**. In: A Guerra das Turbinas, Campinas, 2002. No prelo. Disponível em www.fem.unicamp.br/~seva. Acesso em 14/04/2003.

SMA, Secretaria de Meio Ambiente. **Relatório de qualidade ambiental do Estado de São Paulo - 2003**. São Paulo: SMA, 2004. Disponível em www.sma.sp.gov.br. Acesso em 15/12/2004.

STECH, Pedro. Diretor do Departamento de Avaliação de Impacto Ambiental – DAIA/SMA. Apresentação no **Workshop Energia Térmica a Biomassa e Meio Ambiente**”. São Paulo: Secretaria de Qualidade Ambiental nos Assentamentos Humanos do Ministério do Meio Ambiente - MMA e a Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo – SMA, 21 de setembro de 2004.

TARIQ, A. S.; PURVIS, M. R. I. NO_x Emissions and Thermal Efficiencies of Small Scale Biomass-Fuelled Combustion Plant with Reference to Process Industries in a Developing Country. **International Journal of Energy Research** 20, p.41–55, 1996.

TEIXEIRA, Flavio Neves; LORA, Electo Silva. Experimental and analytical evaluation of NO_x emissions in bagasse boilers. **Biomass and Bioenergy** 26, p.571–577, 2004.

UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change. **Tool for the demonstration and assessment of additionality**. 2004a. Disponível em www.unfccc.int. Acesso em 12/04/2004.

UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change. **Approved baseline methodology AM0015 – Bagasse-based electricity generation connected to an electricity grid**. 2004b. Disponível em www.unfccc.int. Acesso em 12/04/2004.

UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change. **Modalities and procedures for a clean development mechanism**. 2003. Disponível em www.unfccc.int. Acesso em 12/04/2004.

UNICA, União da Agroindústria Canavieira do Estado de São Paulo. **Açúcar e álcool do Brasil – Commodities da Energia e do Meio Ambiente**. Maio de 2004. Disponível em www.unica.org.br. Acesso em 15/06/2004.

VAN ACKER, Francisco Thomaz. Os Estudos de Impacto Ambiental: da Resolução 1/86 à Resolução 237/97 do CONAMA. In: FARIA, Antonio Augusto da Costa. **Avaliação de Impacto Ambiental**. São Paulo: SMA, 1998, p.25-39.

WALTER, Arnaldo Cesar 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.

WALTER, Arnaldo Cesar da Silva (coordenador). **Simulação com o programa BAG v.1.7 desenvolvido no âmbito do projeto “PNUD/MME – Levantamento do Potencial Nacional de Produção de Eletricidade nos Segmentos Sucro-alcooleiro, Madeireiro e em Usinas de Beneficiamento de Arroz”**, 2004.

XAVIER, Edna Elias; MAGRINI, Alessandra; ROSA, Luiz Pinguelli; SANTOS, Marco Aurélio. Thermo-power in Brazil: diagnosis of control and monitoring of gas emissions. **Energy Policy** 32 (2004) 915–927.