

**ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE
SÃO PAULO**

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA

**Proposição de ações de melhoria de
desempenho técnico e ambiental em
unidade de cogeração de energia elétrica
no setor sucroalcooleiro**

**José Roberto Coleta Júnior
Luiza de Carvalho Martins Arruda**

São Paulo, SP – Brasil
10 de Agosto de 2012

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA

Proposição de ações de melhoria de desempenho técnico e ambiental em unidade de cogeração de energia elétrica no setor sucroalcooleiro

Alunos

José Roberto Coleta Júnior
Luiza de Carvalho Martins Arruda

Orientadores:

Prof. Dr. Luiz Alexandre Kulay
Prof. Dr. Silvio de Oliveira Júnior

Texto apresentado à Escola
Politécnica da Universidade
de São Paulo como trabalho
referente a disciplina PQI 2000
-Trabalho de Conclusão de
Curso II

São Paulo, SP – Brasil
10 de Agosto de 2012

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de agradecer as contribuições de nossos Professores Orientadores durante a execução deste trabalho. Ao Professor Silvio de Oliveira Júnior, a atenção dispensada e as orientações valorosas para condução do estudo de melhorias técnicas. Ao Professor Luiz Alexandre Kulay, gostaríamos de agradecer pelo acompanhamento e orientação que acresceram muito, não somente para a construção deste trabalho, mas também para nossa formação como profissionais, e ao mestrando Eduardo Toshio pela colaboração durante a etapa de coleta de dados e elaboração do Inventário do Ciclo de Vida.

Agradecemos também a empresa Raízen pela oportunidade de conhecer a Usina Costa Pinto e solidificar nossos conhecimentos teóricos e pela atenção que nos foi dispensada durante a visita.

Agradecimentos pessoais de José Roberto Coleta Júnior

A minha família pelo apoio ao longo deste trabalho e aos cinco anos de graduação.

Agradecimentos pessoais de Luiza de Carvalho Martins Arruda

Agradeço a minha mãe e ao meu pai pela oportunidade e suporte durante esses cinco anos de graduação. A colaboração deles foi fundamental para meu desenvolvimento pessoal e profissional e para a realização de meus objetivos.

Em especial, gostaria de agradecer e dedicar este trabalho ao meu pai, por todo incentivo e atenção que me foram dados, além da amizade e exemplo de caráter e persistência.

RESUMO

A descentralização do setor elétrico brasileiro no final da década de 1990 e a crise no abastecimento de eletricidade no início dos anos 2000 incentivaram as usinas sucroalcooleiras a produzirem excedentes de energia elétrica através da queima de bagaço de cana gerado durante a moagem. A cogeração de energia elétrica e vapor é realizada através de ciclos de potência a vapor Rankine. Neste contexto, o presente trabalho visa apresentar o ciclo a vapor convencional utilizado nas usinas sucroalcooleiras brasileiras, propor cenários de melhorias técnicas no ciclo e, por último, avaliar o desempenho técnico e ambiental desses cenários.

As melhorias técnicas realizadas foram três: aumento das condições de operação do ciclo (pressão e temperatura), que passaram de 67bar.a/480°C para 100bar.a/520°C; regeneração e reaquecimento. A modelagem contemplou oito cenários, sendo quatro na condição de 67bar.a/480°C e quatro a 100bar.a/520°C. Dentre os quatro, um deles apresenta o cenário convencional, outros dois apresentam a regeneração e o reaquecimento separadamente; já o cenário final é o acoplamento desses dois conceitos. Em todos os cenários, adotou-se como base de cálculo de uma tonelada de cana-de-açúcar, para a qual necessários 400 kg de vapor de baixa pressão (2,5 bar.a) e 30 kWh de energia elétrica no processo de produção de etanol em uma usina autônoma típica.

Por fim, além de realizar a análise ambiental comparativa, através da Análise de Ciclo de Vida, dos cenários e estudar as principais causas de impactos, fez-se a comparação do modelo de melhor desempenho (cenário Final a 100bar.a/520°C) com a matriz energética nacional com base no “Balanço energético nacional de 2010”, sendo o ano base 2009.

Os resultados mostraram-se favoráveis técnico e ambientalmente às modificações propostas. Isso pode ser verificado através do aumento da eficiência do ciclo termodinâmico nos cenários propostos e do efeito positivo do aumento de eficiência técnica sobre grande parte das categorias de impactos ambientais.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa das usinas sucroalcooleiras no Brasil	16
Figura 2. Biomassa da cana-de-açúcar.....	25
Figura 3. Partes da cana-de-açúcar	26
Figura 4- Diagrama de blocos e diagrama T-S do ciclo de Carnot.....	27
Figura 5 - Diagrama T-S do Ciclo Rankine.....	28
Figura 6. Influência do superaquecimento do vapor na caldeira	30
Figura 7. Influência da pressão do vapor na saída caldeira	31
Figura 8: Representação do Ciclo de Vida. À esquerda esquema das etapas de vida do produto e à direita figura ilustrativa dessas etapas.....	32
Figura 9. Representação interna e externa de uma caldeira aquatubular.....	44
Figura 10. Turbina a vapor.	45
Figura 11. Modelo de turbina.....	46
Figura 12. Afastamento da idealidade em uma expansão real.....	47
Figura 13. Desaerador.	47
Figura 14. Afastamento da idealidade em uma compressão real.....	48
Figura 15. Unidade de cogeração convencional com ciclo a vapor (modelo EES).....	64
Figura 16. Unidade de cogeração com ciclo Rankine Regenerativo a vapor (modelo EES).....	66
Figura 17. a) Esquema simplificado do ciclo Rankine com Reaquecimento b) representação do ciclo no diagrama temperatura x entropia (T-S)	67
Figura 18. Unidade de cogeração com ciclo com Reaquecimento a vapor (modelo EES).....	67
Figura 19. Unidade de cogeração com ciclo Regenerativo e com Reaquecimento (modelo EES).....	68

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Oferta interna de energia no Brasil (2010).	12
Gráfico 2. Produção brasileira de cana-de-açúcar.	16
Gráfico 3. Produção de cana no Brasil por estados	17
Gráfico 4. Produção brasileira de açúcar refinado e bruto	17
Gráfico 5. Exportações brasileiras de açúcar refinado e bruto.	18
Gráfico 6. Produção brasileira de etanol anidro e hidratado.	18
Gráfico 7. Exportações brasileiras de etanol anidro e hidratado.	19
Gráfico 8. Metas para eliminação da queima de cana no estado de São Paulo	24
Gráfico 9: Dados da matriz elétrica brasileira de 2009, BEN2010.....	57
Gráfico 10. Energia elétrica gerada por cada cenário por tonelada de cana....	71
Gráfico 11. Energia térmica perdida na torre de resfriamento por tonelada de cana	71
Gráfico 12. Eficiências do ciclo e elétrica por cenário	72
Gráfico 13: Comparação de desempenho ambiental em termos relativos dos quatro cenários para utilização de caldeira de 67 bar.	76
Gráfico 14: Comparação de desempenho ambiental em termos relativos dos quatro cenários para utilização de caldeira de 100 bar.	79
Gráfico 15: Comparação de desempenho ambiental em termos relativos dos cenários finais para caldeira de 67 e 100 bar.....	82
Gráfico 16: Comparação de desempenho ambiental em termos relativos do cenário final para caldeira de 100 e a matriz elétrica brasileira (BEN2010).	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Oferta interna de energia no Brasil (2009/2010).	11
Tabela 2. Umidade média da biomassa de cana-de-açúcar	26
Tabela 3. Sucessão de transformações termodinâmicas ocorridas no Ciclo de Carnot	28
Tabela 4. Sucessão de transformações termodinâmicas ocorridas no Ciclo Rankine	28
Tabela 5. Distribuição das pressões de operação das caldeiras nas usinas brasileiras	29
Tabela 6: Levantamento de Insumos utilizados para produção agrícola de cana-de-açúcar	54
Tabela 7: Dados do Transporte de insumos para a produção de etanol.	59
Tabela 8. Entradas e saídas variáveis nos cenários de 67 bar/480°C	60
Tabela 9. Entradas e saídas variáveis nos cenários de 100 bar/520°C	60
Tabela 10. Emissões referentes à combustão do bagaço.....	61
Tabela 11. Características da usina e da unidade de cogeração em estudo ...	63
Tabela 12. Resultados para condição de operação de 480°C/67 bar.a	69
Tabela 13. Resultados para condição de operação de 520°C/100 bar.a	70
Tabela 14. Comparação de desempenho ambiental em termos absolutos dos quatro cenários para utilização de caldeira de 67 bar.	75
Tabela 15. Comparação de desempenho ambiental em termos relativos dos quatro cenários para utilização de caldeira de 67 bar.	76
Tabela 16: Comparação de desempenho ambiental em termos absolutos dos quatro cenários para utilização de caldeira de 100 bar.	78
Tabela 17: Comparação de desempenho ambiental em termos relativos dos quatro cenários para utilização de caldeira de 100 bar.	79
Tabela 18: Comparação de desempenho ambiental em termos absolutos dos cenários finais para caldeira de 67 e 100 bar.....	81
Tabela 19: Comparação de desempenho ambiental em termos relativos dos cenários finais para caldeira de 67 e 100 bar.....	82

Tabela 20: Comparação de desempenho ambiental em termos absolutos do cenário Final com caldeira de 100 bar e a matriz elétrica brasileira (BEN2010).	85
Tabela 21: Comparação de desempenho ambiental em termos relativos do cenário final para caldeira de 100 e a matriz elétrica brasileira (BEN2010).	86

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	15
2.1	Setor sucroalcooleiro no Brasil.....	15
2.2	Etanol	19
2.2.1	Histórico do Etanol.....	19
2.2.2	Produção de Etanol	21
2.3	Cogeração de energia elétrica.....	22
2.3.1	Contexto da cogeração de energia elétrica no Brasil	23
2.3.2	Descrição da biomassa da cana-de-açúcar.....	25
2.3.3	Unidades de cogeração e ciclos termodinâmicos.....	27
2.3.4	Melhoria do desempenho energético do Ciclo Rankine.....	29
2.4	Análise de impactos ambientais.....	31
2.4.1	Aspectos ambientais da Produção de Etanol	31
2.4.2	Definição de Análise do Ciclo de Vida	32
2.4.3	Histórico da ACV	33
2.4.4	Estrutura e Normalização	34
3	METODOLOGIA	35
3.1	Definição de cenários de estudo e descrição do encadeamento metodológico	35
3.2	Descrição metodológica.....	36
3.2.1	Cogeração	36
3.2.2	Metodologia do Estudo de ACV	37
4	UNIDADE DE COGERAÇÃO.....	43
4.1	Caracterização da unidade de cogeração	43
4.2	Caldeira	43
4.3	Turbina	44
4.4	Desaerador.....	47
4.5	Condensador	48
4.6	Bombas	48
5	AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA	50
5.1	Software	50

5.2	Premissas para a execução da Análise do Ciclo de Vida.....	51
5.2.1	Etapa Agrícola: Produção de Cana-de-açúcar	51
5.2.2	Energia Elétrica	57
5.2.3	Produção de Etanol	58
6	DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS DE COGERAÇÃO ESTUDADOS	62
6.1	Convencional.....	64
6.2	Regenerativo	65
6.3	Reaquecimento	66
6.4	Final.....	68
7	RESULTADOS E DISCUSSÃO	69
7.1	Melhorias na unidade de cogeração.....	69
7.2	Avaliação de impactos ambientais	73
7.2.1	Comparação de cenários – Caldeira de 67 bar	74
7.2.2	Comparação de Cenários – Caldeira de 100 bar.....	77
7.2.3	Comparação de Cenários Finais	80
7.2.4	Descrição aprofundada dos impactos comuns a todos os cenários	83
7.2.5	Comparação com a Matriz de Energia Elétrica Brasileira.....	84
8	CONCLUSÕES	90
9	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	92
10	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94
	ANEXO I – Equacionamento dos cenários Convencional e Final	98
	ANEXO II – Fluxogramas dos cenários estudados	111
	ANEXO III – Visita à usina Costa Pinto	120
	ANEXO V – Inventário Agrícola para Produção de Cana-de-açúcar no Estado de São Paulo.....	125
	ANEXO VI – Inventário do Processo de Produção de Etanol de Cana-de-açúcar no Estado de São Paulo.....	136

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, iniciou-se uma forte discussão quanto à incorporação de fontes renováveis às matrizes energéticas de todo mundo. Seja por causa da instabilidade econômica do petróleo, da perspectiva de diminuição de suas reservas ou das consequências ambientais, sobretudo, no que se refere aos problemas de mudança climática, a questão da utilização de fontes mais limpas de energia tornou-se um dos principais assuntos de debate mundial.

Na Europa, a Diretiva 2009/28/CE [1] referente à utilização de energias renováveis define uma meta global de que 20% do consumo final sejam provenientes de fontes de energia renováveis em 2020. Países como Portugal já estipularam metas maiores, no caso deste, a incorporação de 31% de energia vinda de fontes renováveis.

O Brasil possui uma das matrizes energéticas com maior participação de fontes renováveis do mundo, 45,3% do total no ano de 2011, conforme dados da Resenha Energética Brasileira [2]. Na qual se destacam a hidroeletricidade, o uso de lenha e carvão vegetal, os derivados de cana-de-açúcar e outras fontes renováveis, como biocombustíveis e energia eólica, como se pode ver na Tabela 1 e no Gráfico 1.

Tabela 1. Oferta interna de energia no Brasil (2009/2010).

ESPECIFICAÇÃO	mil tep		Estrutura (%)	
	2009	2010	2009	2010
NÃO-RENOVÁVEL	128.572	146.169	52,7	54,7
PETRÓLEO E DERIVADOS	92.145	100.864	37,9	37,7
GÁS NATURAL	21.145	27.564	8,7	10,3
CARVÃO MINERAL E DERIVADOS	11.572	13.899	4,7	5,2
URÂNIO (U308) E DERIVADOS	3.434	3.842	1,4	1,4
RENOVÁVEL	115.357	121.235	47,3	45,3
HIDRÁULICA E ELETRICIDADE	37.064	37.790	15,2	14,1
LENHA E CARVÃO VEGETAL	24.610	25.428	10,1	9,5
DERIVADOS DA CANA-DE-AÇÚCAR	44.447	47.446	18,2	17,7
OUTRAS RENOVÁVEIS	9.237	10.570	3,8	4,0
TOTAL	243.930	267.404	100,0	100,0

Fonte: Resenha Energética Brasileira, 2010 [2].

Oferta interna de energia no Brasil (2010)

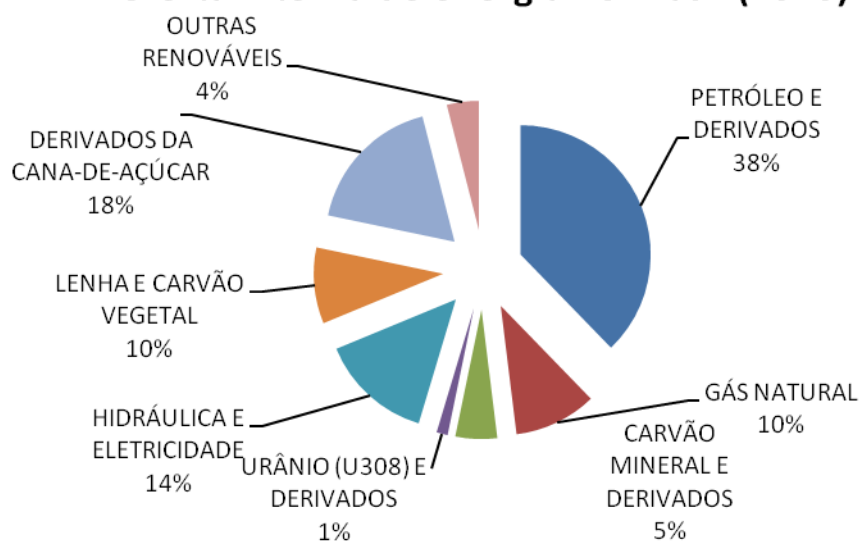


Gráfico 1: Oferta interna de energia no Brasil (2010).

Fonte: Resenha Energética Brasileira, 2010 [2].

No cenário brasileiro, é clara a importância da bioenergia derivada dos produtos de cana-de-açúcar (bagaço e etanol) tanto de maneira direta, como no uso de veículos automotores (etanol), quanto na geração de energia elétrica como combustível de caldeiras (bagaço).

Atualmente, o Brasil é o maior produtor mundial de cana-de-açúcar, seguido pela Índia, Tailândia e Austrália. São produzidos no país cerca de 650 milhões de toneladas dessa matéria-prima agrícola, que se distribuem ao longo de sete milhões de hectares [3]. De acordo com dados do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), a maior concentração da produção de cana encontra-se na região centro-sul do país [4].

No que diz respeito ao etanol, o Brasil é responsável por algo da ordem de 35% da produção mundial [4]; nos próximos anos, há porém acentuadas perspectivas de crescimento devido ao crescimento do setor sucroalcooleiro no país, as quais, em ocorrendo, elevarão o percentual de participação nacional neste mesmo mercado.

As primeiras culturas de cana-de-açúcar no Brasil datam de cerca de 1530, evoluindo ao longo do desenvolvimento do país e tendo seu primeiro grande destaque após a crise do café em 1929 com a contribuição dos imigrantes italianos. Em 1975, o Programa Nacional do Álcool (Proálcool) foi lançado com o intuito de diminuir a dependência energética nacional por meio de subsídios e investimentos na produção de etanol. Mais recentemente, já no

século XXI, o surgimento dos chamados carros “Flex” – movidos tanto a etanol como a gasolina – fez com que o consumo de etanol combustível passasse por outro crescimento significativo.

Atualmente, as demandas interna e externa por álcool, associadas a prática de preços competitivos do açúcar no mercado internacional levaram uma elevação do custo do etanol nos postos e terminais de abastecimento. A constatação de que o litro do combustível fosse comercializado a até, R\$3,05 fez evidenciar junto ao mercado, a questão da demanda crescente por fontes renováveis de energia.

Tal como apresentado anteriormente, há uma contribuição para a matriz energética nacional não somente do etanol, mas também de seus subprodutos, por exemplo, o bagaço, utilizado como combustível para gerar energia térmica e elétrica em caldeiras de vapor. Nesse contexto, um fato que vêm ganhando destaque nos últimos anos é o aumento da contribuição econômica da cogeração nas usinas de açúcar e álcool. Não somente a energia produzida é utilizada internamente nos processos envolvidos, como muitas vezes é vendida e contribui efetivamente para a matriz elétrica nacional.

Estudos visando aumentar a eficiência da cogeração vêm sendo desenvolvidos; além disso, crescem os debates quanto ao potencial aproveitamento de resíduos da produção de cana – de uso restrito, quando ocorre, apenas à fertilização das próprias áreas de cultivo – como a palha e as ponteiros de cana-de-açúcar.

A viabilização desses cenários de reaproveitamento traz como subproduto adjacente, porém não menos importante, uma alteração significativa do perfil de impactos ambientais associado ao produto que decorre do referido sistema produtivo, independentemente de ser este açúcar, ou etanol. Dessa forma, abre-se a possibilidade de incorporação do conceito de Sustentabilidade, dentro do enfoque praticado pelo *Triple Bottom Line*, o qual se propõe a manter equilibrados simultaneamente os vieses de responsabilidade ambiental, acessibilidade econômica, e progresso social.

O presente estudo se propõe a dar uma contribuição para tal iniciativa. Para tanto e, no nível de objetivo geral, este esforço de pesquisa irá avaliar a validade em termos ambientais de cenários voltados à melhoria do

desempenho técnico em unidades de cogeração de energia elétrica no setor sucroalcooleiro.

A fim de levar ainda a contento este intuito, a avaliação de desempenho dessas ações será realizada em relação à eficiência do ciclo termodinâmico e aos impactos ambientais de acordo com os recortes e a estruturação metodológicos apresentados mais adiante.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Setor sucroalcooleiro no Brasil

O setor sucroalcooleiro brasileiro abrange as empresas que produzem açúcar e/ou álcool, ou atuam em algum elo da cadeia produtiva desses elementos. No Brasil, este setor está diretamente relacionado às culturas de cana-de-açúcar, uma vez que este é o principal insumo para os processos produtivos citados [5].

O processo industrial produz açúcar e suas derivações: o álcool combustível e o álcool comum utilizado em bebidas alcoólicas e para limpezas domésticas (etanol na forma hidratado e anidro), o vinhoto e a levedura de cana. Além disso, o bagaço tem sido utilizado como fonte de energia térmica e elétrica em sistemas de cogeração instalados na maioria das usinas sucroalcooleiras distribuídas pelo Brasil e estão com potencialidade em estudo para produção do etanol celulósico, mais reconhecido como etanol de segunda geração.

A cana-de-açúcar é uma das mais importantes culturas brasileira. Apresenta um ciclo produtivo de cinco anos, com possibilidade de cinco cortes que proporciona um rendimento médio de 85 toneladas por hectare, podendo variar de 65 a 120 toneladas por hectare. Atualmente, a cana ocupa cerca de sete milhões de hectares ou cerca de 2% de toda a terra arável do país, que é o maior produtor mundial, seguido por Índia, Tailândia e Austrália. No Brasil, existem 437 usinas sucroalcooleiras e o cultivo ocorre em todas as regiões, permitindo duas safras por ano. Portanto, durante todo o ano o Brasil produz açúcar e etanol para os mercados interno e externo [3].

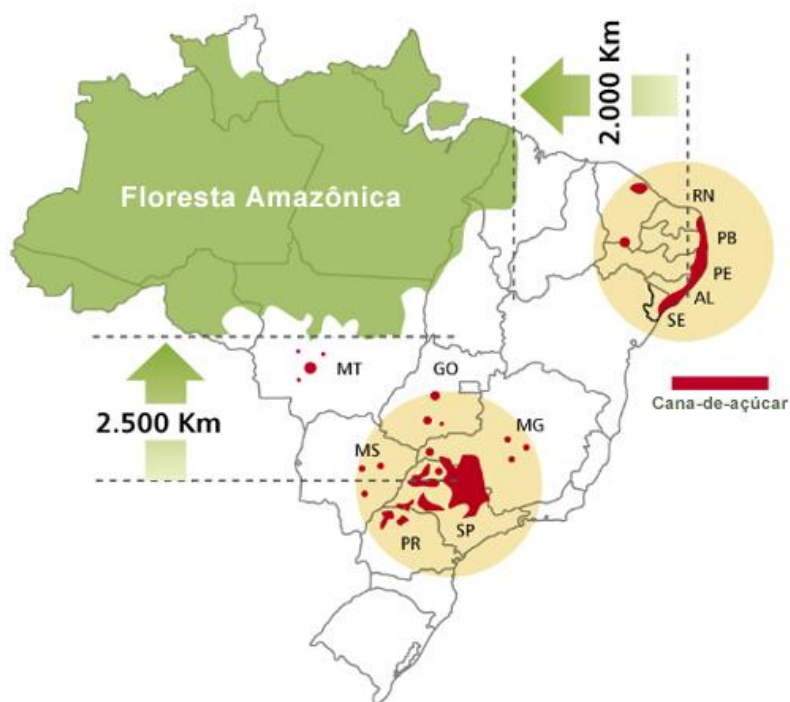


Figura 1. Mapa das usinas sucroalcooleiras no Brasil
 Fonte: NIPE-Unicamp, IBGE e CTC

A produção brasileira de cana de açúcar foi de 624 milhões de toneladas na safra 2009/10 e vem mantendo a tendência de crescimento que pode ser vista no Gráfico 2. No Gráfico 3, observa-se o enorme domínio do estado de São Paulo, seguido do Paraná e de Minas Gerais, na produção de cana-de-açúcar.

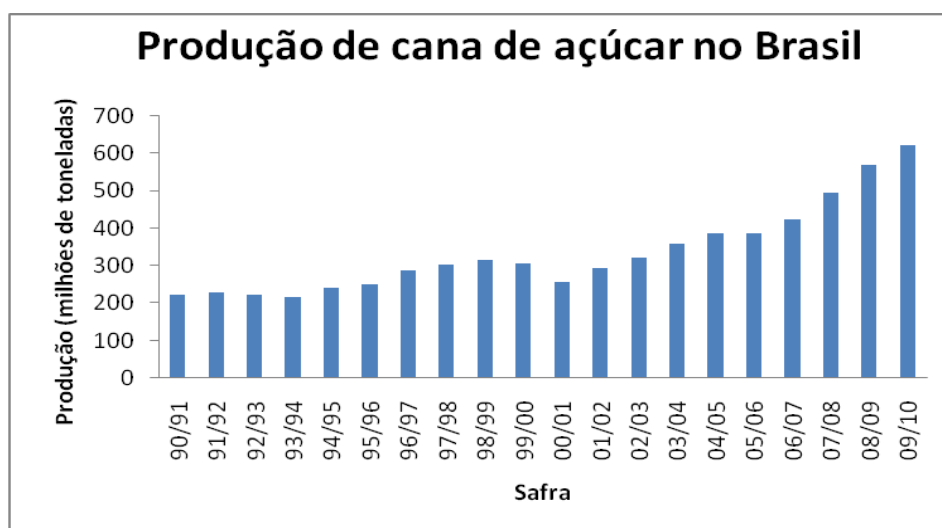


Gráfico 2. Produção brasileira de cana-de-açúcar.
 Fonte: Unica

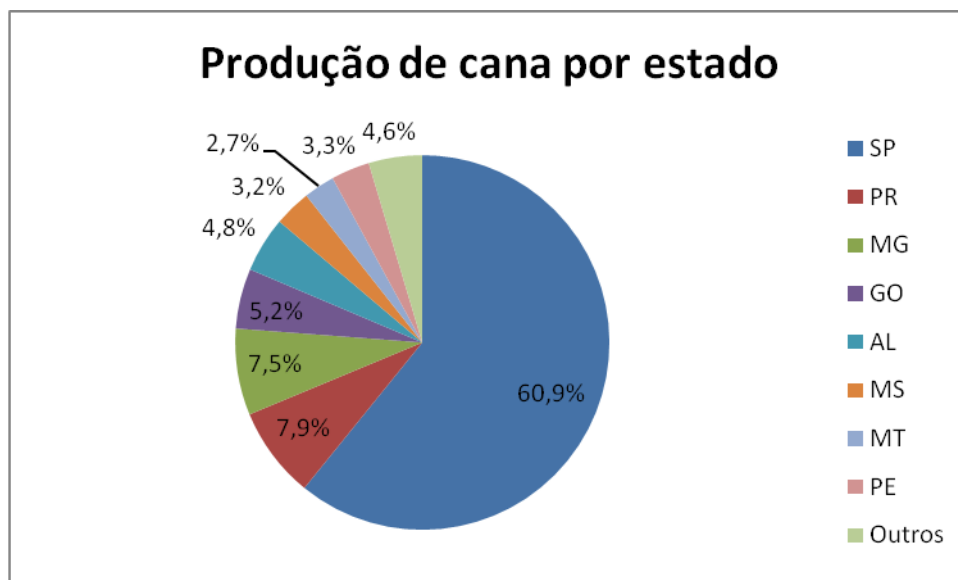


Gráfico 3. Produção de cana no Brasil por estados

A produção brasileira de açúcar refinado e bruto atingiu 31 milhões de toneladas na safra 2008/09, sendo que 19,5 milhões de toneladas foram exportadas. Pode-se observar no Gráfico 4, a tendência de crescimento ao longo do tempo da produção de açúcar e, pelo Gráfico 5, a grande diversificação do mercado de exportação, com destaque para a Rússia, que adquire 23 % do açúcar brasileiro.

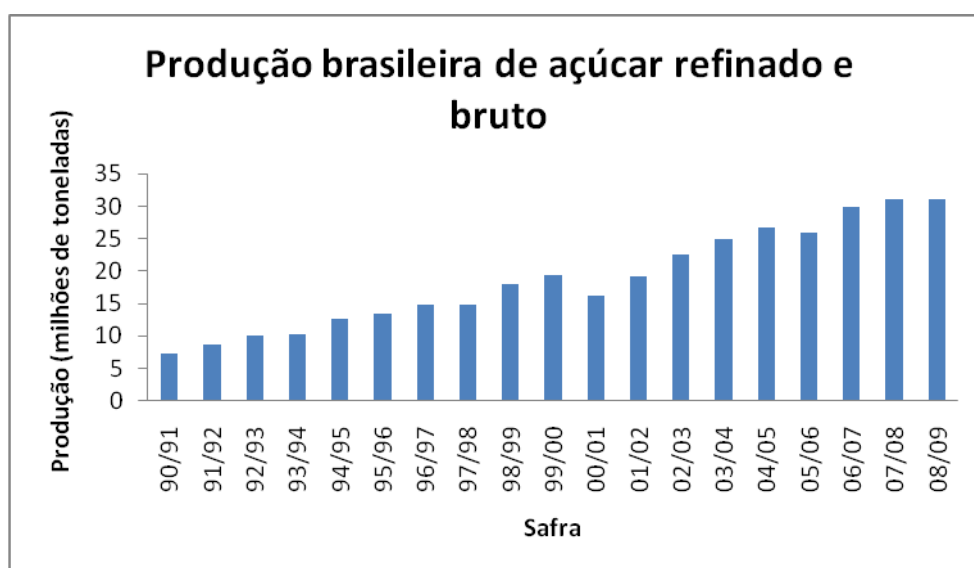


Gráfico 4. Produção brasileira de açúcar refinado e bruto
Fonte: Única

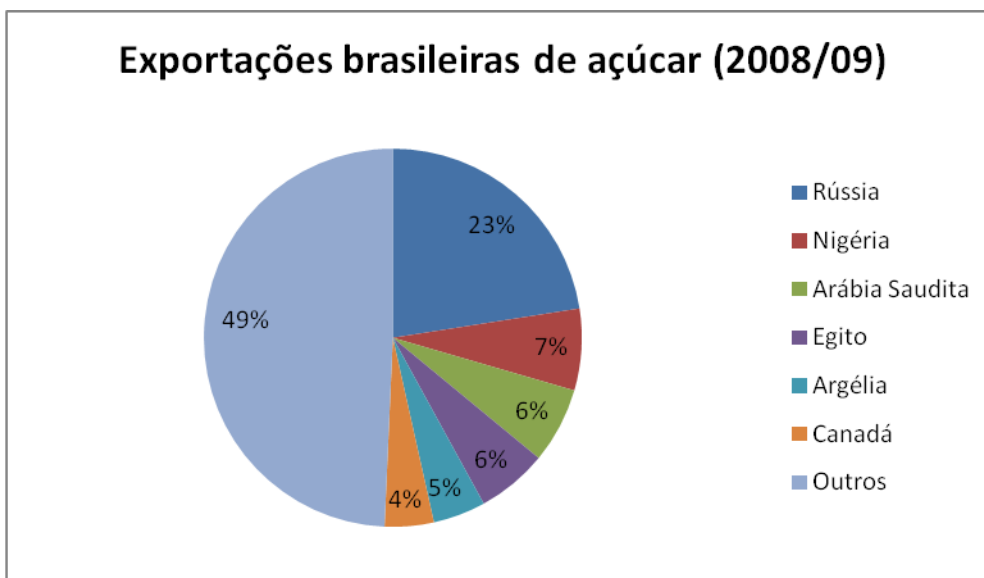


Gráfico 5. Exportações brasileiras de açúcar refinado e bruto.
Fonte: Unica

A produção brasileira de etanol anidro e hidratado atingiu 27,5 bilhões de litros na safra 2008/09, sendo que 3,3 bilhões de litros foram exportados. Pode-se observar, no Gráfico 6, a produção de etanol ao longo do tempo e, pelo Gráfico 7, o mercado de exportação diversificado.

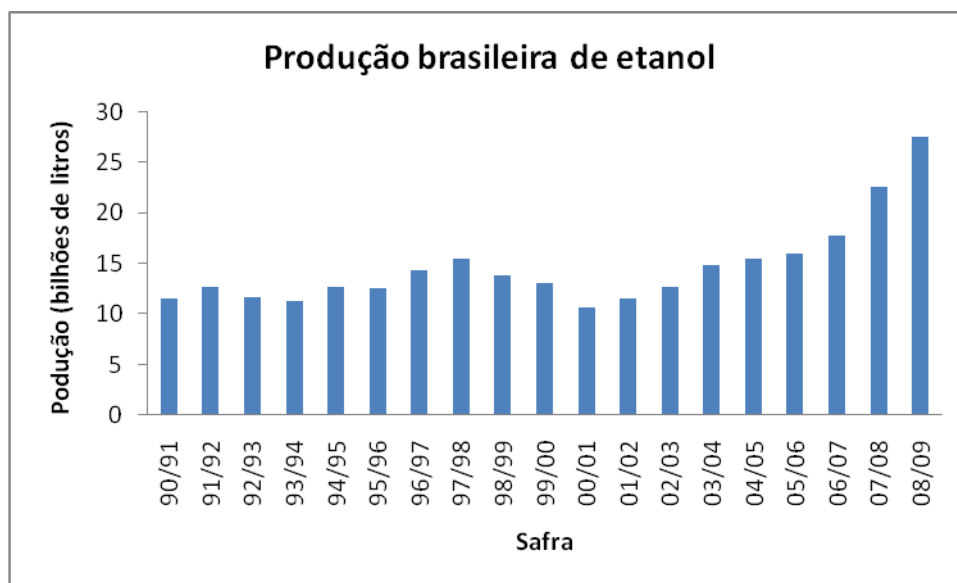


Gráfico 6. Produção brasileira de etanol anidro e hidratado.
Fonte: Unica

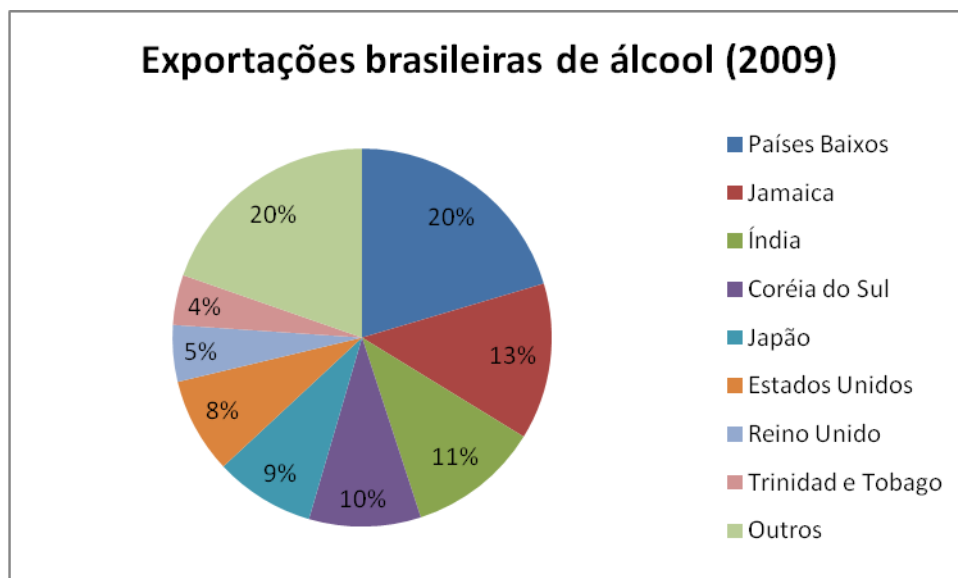


Gráfico 7. Exportações brasileiras de etanol anidro e hidratado.
Fonte: Unica

2.2 Etanol

2.2.1 Histórico do Etanol

Ao longo dos tempos, a maior parte do planeta fez a opção quanto aos derivados de petróleo em detrimento das fontes renováveis, devido a seu custo mais acessível durante muitas décadas.

Entretanto, com o aumento da variação dos preços devido a impostos, guerras, descobertas de reservas, tensões políticas e inovações tecnológicas, incentivou-se paralelamente o crescimento de fontes alternativas aos derivados de petróleo, entre elas o etanol.

Seu ciclo de crescimento iniciou muito antes de seu uso como combustível veicular, sendo usado inicialmente como combustível de lamparinas. Entretanto, durante o período das guerras civis nos Estados Unidos, estabeleceu-se um imposto sobre o etanol para ajudar a arcar com os custos dessas guerras, tornando, assim, menos atrativa sua produção e comercialização.

Por outro lado, na Europa o etanol não possuía tão forte taxaço e houve forte crescimento do uso do etanol como combustível ao longo do século XIX. Em 1860, o alemão Nikolas Otto usou o etanol como combustível para um de seus motores, conhecidos atualmente como “ciclo Otto”.

Em 1867, o primeiro carro desenhado por Henry Ford foi projetado para rodar com etanol. O fim da guerra civil levou ao fim dos altos impostos sobre o etanol e em 1908 o Ford T já rodava com um motor capaz de usar etanol, gasolina ou uma combinação de ambos como combustível, preconizando os motores Flex que encontramos atualmente. Apesar dos esforços, os preços acessíveis do petróleo impediram que o etanol se popularizasse como combustível.

Por volta da Primeira Guerra Mundial, o uso do etanol industrial apresentou significativo crescimento, alcançando a produção de 50 a 60 milhões de galões por ano, marcando o primeiro pico do uso de etanol nos Estados Unidos, que foi desacelerado nos anos seguintes devido a uma série de restrições impostas pelo governo.

A Segunda Guerra Mundial revitalizou novamente a produção do etanol, muito utilizado na produção de borracha sintética. Após o fim da guerra, mais uma vez houve deteriorização da produção de etanol.

A terceira onda do álcool etílico veio em 1973, com a crise mundial do petróleo, quando os preços da gasolina apresentaram uma alta dramática. Nas décadas de 1970 e 1980, o etanol era utilizado como 10% da mistura com gasolina para uso combustível.

No início da década de 90, o preço do petróleo já apresentava significativa redução, levando mais uma vez a perda de mercado do etanol como combustível nos EUA.

Após a descoberta de que um dos aditivos usados na gasolina podia ser encontrado contaminando lençóis freáticos e corpos d'água, o MTBE (éter metil terci-butílico) foi proibido e o etanol começou a ser usado como alternativa. A crise energética que marcou o início do século XXI também contribuiu para retomada do crescimento dos combustíveis e fontes energéticas sustentáveis [6].

Já no Brasil, a produção de cana-de-açúcar foi sempre beneficiada devido aos fatores climáticos e de colonização. Também afetado pela crise de 1973, o governo brasileiro lançou o “Programa Nacional do Álcool”, também conhecido como “Pró-Álcool”, visando substituir uma parcela significativa do consumo de combustíveis de origem fóssil pelo etanol de cana-de-açúcar produzido no país.

Uma medida inicial foi expandir a mistura de etanol anidro na gasolina para 20%. Em 1976, após uma segunda crise o governo passou a incentivar também o desenvolvimento de carros que usassem o etanol puro como combustível, ao invés de gasolina.

Nesta época a tecnologia de carros Flex ainda não era disponível e os consumidores tinham que escolher entre carros que rodassem com a mistura de gasolina com 20% de etanol ou com etanol puro.

O sucesso do programa deve-se em parte às medidas regulatórias do governo, tentando evitar a oscilação dos preços de gasolina e etanol por meio da intervenção da Petrobrás como agente regulador.

A partir de 2003, os carros com tecnologia Flex passaram a ser comercializados em larga escala, permitindo que o motorista escolha o combustível que irá utilizar com maior liberdade. Em 2008, 87% das vendas de automóveis novos já eram de carros com a tecnologia flex.

Atualmente, tanto no Brasil como no resto do mundo verifica-se o crescimento de investimentos em tecnologias de produção sustentável de combustíveis, como biodiesel e etanol, e de energia, como cogeração, hidrelétricas, fontes eólicas, energia de marés e ondas, entre outras [7].

2.2.2 Produção de Etanol

O etanol pode ser produzido a partir de praticamente todos os açúcares fermentáveis, como por exemplo, cana-de-açúcar, milho, beterraba, entre outros.

A busca por alternativas de matérias-primas de fontes renováveis tem sido uma preocupação mundial e, nesse contexto, o etanol brasileiro proveniente principalmente de cana-de-açúcar é um dos mais competitivos.

O aumento do consumo de etanol no mercado interno provocado pela crescente venda de veículos “*flex-fuel*”, o potencial aumento do mercado externo devido às preocupações com o aquecimento global e o aumento do consumo de açúcar pelo mercado externo, devido à redução de subsídios da União Europeia e de outros países têm provocado o aumento da demanda e do consumo de etanol [8].

O etanol brasileiro possui competitividade com relação à gasolina devido à liderança mundial com relação aos custos de produção. Essa competitividade deve-se aos avanços e inovações tecnológicas ocorridos na etapa agrícola e industrial, sendo que desde o início do Programa Proálcool até a safra de 2006/2007 a produção de etanol cresceu de 0,6 milhões para 18 milhões de m³ de etanol [9].

A melhoria dos processos de produção e a integração energética com a cogeração de vapor e energia elétrica, produzidos pelo bagaço de cana-de-açúcar, para o fornecimento aos processos de produção de etanol e açúcar são exemplos dos avanços ocorridos na etapa industrial.

Melhorias na gestão da cadeia produtiva e na logística de distribuição de etanol também contribuem para a competitividade do etanol brasileiro. Todos esses ganhos, no entanto, estão chegando ao limite e a demanda crescente exige a introdução de inovações tecnológicas, novas sinergias de produção e distribuição e investimentos no setor.

2.3 Cogeração de energia elétrica

O sistema de cogeração é o principal responsável pelo suprimento de energia térmica e elétrica nas usinas de cana-de-açúcar. A cogeração é um processo no qual uma fonte de energia primária alimenta uma máquina ou aparelho térmico que, pela reação de combustão, transforma a energia química do combustível em mecânica de eixo, que é convertida em energia elétrica por meio de geradores elétricos [10].

Os primeiros sistemas de cogeração passaram a ser instalados no mundo a partir da primeira década do século XX motivados pela necessidade de independência energética, em vista das crises sistêmicas no setor elétrico. Dessa forma, a cogeração de energia elétrica passou a ser uma prática adotada pela agroindústria sucroalcooleira, através da queima do bagaço [11].

A importância da cogeração enquanto medida de eficiência energética levou a União Européia a estabelecer, como meta para 2010, 18% de energia cogorada a partir de biomassa. O instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) aponta que em países como Holanda e Finlândia, esta forma de

produção de energia já representa mais de 40% da potência instalada. Em Portugal, o Plano Nacional de Alterações Climáticas aprovado em 2004 estabeleceu que a potência proveniente da cogeração até o ano de 2010 deveria ser de aproximadamente 800 MW [12].

2.3.1 Contexto da cogeração de energia elétrica no Brasil

As crises do petróleo ocorridas no curso dos anos 1970 provocaram sérias consequências à economia mundial. Para efeito de mitigação deste quadro, dois grupos de ações foram implementados: a redução do consumo de energia; e a busca por combustíveis alternativos. Nesse contexto, a utilização de bagaço de cana-de-açúcar e de outros tipos de biomassa como insumo energético passaram a ser alternativas para diversificação da matriz energética brasileira.

O bagaço de cana gerado na produção de açúcar e álcool já foi tratado como resíduo industrial nas décadas de 1970 e 1980; no entanto, atualmente, é considerado como subproduto de processo apresentando várias aplicações industriais, além do uso como insumo energético [13]. Dentre estes se destaca seu uso como insumo para produção de etanol de segunda geração. A perspectiva de aproveitamento energético do bagaço de cana abriu novas possibilidades de mercado. No entanto, e para tornar viável esta alternativa, a melhoria de desempenho – também em termos energéticos – dos processamentos de açúcar e álcool, bem como, das unidades de cogeração, assumiu status de componente estratégica em termos de rentabilidade para o setor sucroalcooleiro.

Por outro lado, a descentralização do setor elétrico brasileiro no final da década de 1990 e a crise no abastecimento de eletricidade no início dos anos 2000 incentivaram as usinas sucroalcooleiras a produzirem excedentes de energia elétrica para comercialização [14]. Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), em 2010, o bagaço de cana-de-açúcar foi responsável por 3,4% de toda energia gerada no país, correspondente a 18,5 TWh – dos quais 9,7 TWh foram consumidos pelo setor em si, e os demais, 8,8 TWh destinaram-se a abastecer a matriz energética nacional. No mesmo período dentro do

subgrupo de biomassa, essa fonte correspondeu a 66% de toda energia gerada [15].

Há ainda um potencial adicional a ser explorado para a cogeração, o qual envolve o aproveitamento de biomassa dita menos nobre, caso de ponteiros e mesmo da palha, esta ultima tradicionalmente usada como adubo nas lavouras ou queimada durante a colheita. Um grande trabalho tem sido realizado no Brasil na busca de melhores técnicas para a colheita/transporte dessa biomassa, assim como para a avaliação da sua disponibilidade energética real [16].

O aproveitamento da palha na cogeração será incentivado pelo fato de que, no estado de São Paulo, responsável por 61% da produção de cana na safra 2008/09, a lei nº 11.241 de 2001 proibirá a queima da palha em área mecanizável (inclinação do solo menor que 12%) e não-mecanizável, respectivamente nos anos 2021 e 2031. Apesar disso, o governo paulista assinou um Protocolo Agroambiental em que se compromete sanar essa queima até 2014 em área mecanizável e até 2017 em área não-mecanizável. Sendo assim, a introdução gradual da palha gera novos desafios que exigem constante evolução tecnológica para melhor aproveitamento do seu potencial energético, com possibilidade de estender a operação das caldeiras para além do período de processamento da cana [17].

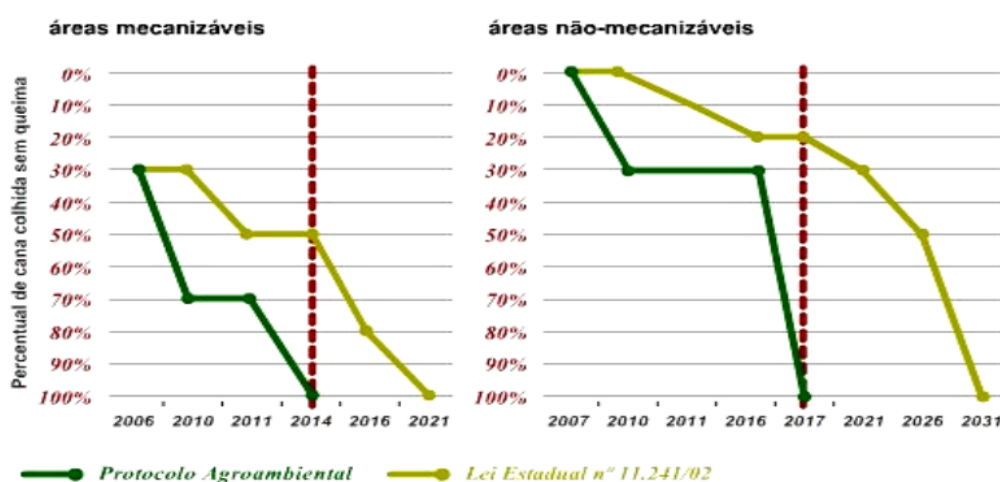


Gráfico 8. Metas para eliminação da queima de cana no estado de São Paulo

Um estudo realizado pelo Instituto Euvaldo Lodi no ano de 2008, em parceria com a Confederação Nacional da Indústria (CNI) e a usina Itaipu Binacional, apresentou que a biomassa da cana tem condições de adicionar ao sistema elétrico brasileiro aproximadamente 15 GW até 2020, o que seria equivalente a incorporar uma nova Itaipu no parque gerador nacional. Tais dados mostram que o setor poderá vir a contribuir para suprir a crescente demanda por energia no país [18].

2.3.2 Descrição da biomassa da cana-de-açúcar

Segundo as estatísticas da União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA), na safra 08/09 o Brasil processou cerca de 570 milhões de toneladas de cana, produzindo ao redor de 160 milhões de toneladas de bagaço. Toda cana-de-açúcar produzida no Brasil ainda apresenta potencial de aproximadamente 140 milhões de toneladas de palha – folhas e ponteiros – e, sendo que uma pequena fração desta acompanhou os colmos de cana até a indústria e o restante foi queimado ou permaneceu no campo. Dessa forma, pode-se encontrar a porcentagem de bagaço e palha associados a uma base de uma tonelada de cana processada.

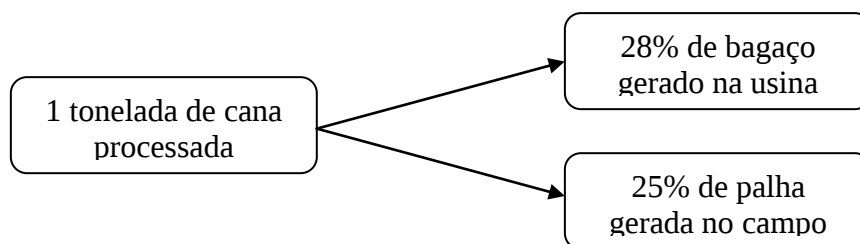


Figura 2. Biomassa da cana-de-açúcar

A “palha” é a denominação popular para as partes “não colmos” da cana-de-açúcar, ou seja, toda parte aérea da planta menos os colmos industrializáveis, conforme apresentado na Figura 3. A palha, nesse sentido, é composta pelas folhas verdes e secas e pelos ponteiros de cana, formados pelos entrenós imaturos do topo (“palmito”) e folhas novas enroladas ao redor. O bagaço, por sua vez, é um subproduto do processo de moagem dos colmos na produção de açúcar e do etanol [19].

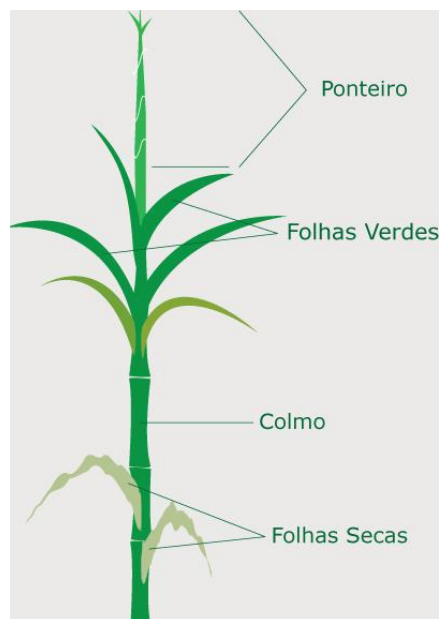


Figura 3. Partes da cana-de-açúcar

2.3.2.1 Umidade

As características tanto da palha como do bagaço apresentam variações em função do local de coleta do material, sistema de despalha e colheita, condições climáticas no local, estágio de desenvolvimento vegetativo da cultura, entre outras. Sendo assim, torna-se necessário a obtenção e utilização de dados médios.

Tabela 2. Umidade média da biomassa de cana-de-açúcar	
Tipo de biomassa	Umidade média (% base úmida)
Bagaço	50
Palha	25

Fonte: Petrobrás

2.3.2.2 Poder calorífico

A qualidade da biomassa para fins energéticos pode ser medida através do poder calorífico, ou seja, a quantidade de energia liberada na combustão completa de um combustível. Ele pode ser dividido em: superior (PCS), em que a água encontra-se no estado líquido nos produtos de combustão, ou seja, foi recuperada a parcela correspondente à entalpia de condensação da água; e,

inferior (PCI), no qual a água encontra-se na forma de vapor nos produtos de combustão.

Em base úmida, o bagaço amostrado em diversas usinas e situações no Brasil mostrou grande amplitude dos resultados, entre e 5,6 a 8,9 MJ/kg, devido principalmente à variação da umidade do bagaço, no entanto a média encontrada para 50% de umidade em base úmida foi de 1.750 kcal/kg [19].

Segundo a Petrobrás, o PCI da palha a 25% de umidade é aproximadamente 12MJ/kg ou 2.868 kcal/kg.

2.3.3 Unidades de cogeração e ciclos termodinâmicos

A possibilidade da venda do excedente energético impulsionou a melhora da eficiência das unidades de cogeração, que geralmente são plantas de potência com ciclo a vapor, no qual o fluido de trabalho – a água (H_2O) – escoa em estado estacionário, sucessivamente através de bombas, caldeira, turbina e condensador. Nesse arranjo, não há contato entre o fluido de trabalho e a fonte de calor [20]. O ciclo a vapor ideal é chamado de Ciclo de Carnot, que opera de maneira reversível. Este é constituído por duas etapas isotérmicas conectados por outras duas adiabáticas, tal como apresentado a seguir no esquema da Figura 4.

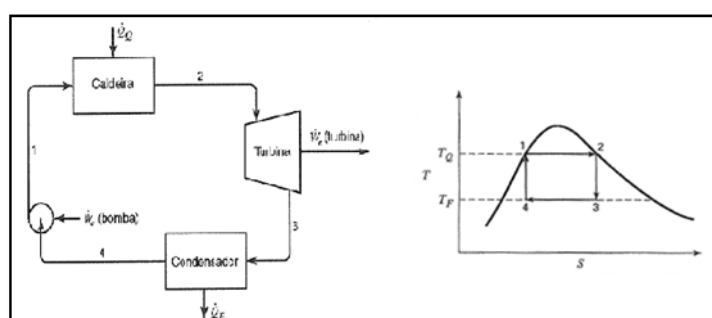


Figura 4- Diagrama de blocos e diagrama T-S do ciclo de Carnot.
Fonte: VAN NESS (2007), [20].

As transformações termodinâmicas ocorridas no Ciclo de Carnot consistem respectivamente das etapas de: vaporização; expansão adiabática reversível; condensação parcial do vapor saturado; e compressão isoentalpica.

A Tabela 3, indicada a seguir, descreve de maneira resumida tais transformações de maneira encadeada.

Tabela 3. Sucessão de transformações termodinâmicas ocorridas no Ciclo de Carnot

Transformações termodinâmicas do Ciclo de Carnot	
1→2	Vaporização na caldeira: água líquida saturada absorve calor a uma temperatura constante T_O , e produz vapor saturado
2→3	Expansão adiabática e reversível do vapor saturado na região bifásica para produzir uma mistura de líquido e vapor saturados a T_F
3→4	Condensação na qual o calor é rejeitado a T_F
4→1	Compressão isentrópica na bomba

Dadas as dificuldades de operacionalização das etapas de expansão e de compressão bifásicas, o ciclo de Carnot costuma, no entanto e em geral, ser substituído pelo ciclo Rankine em unidades geradoras de potência. A produção de energia no ciclo Rankine considera por transformações termodinâmicas os estágios de: aquecimento isobárico; expansão; condensação; e produção de líquido sub-resfriado. A Figura 5 e a Tabela 4, respectivamente, descrevem a forma do Diagrama T-S (Temperatura e Entropia) e as transformações termodinâmicas do Ciclo Rankine.

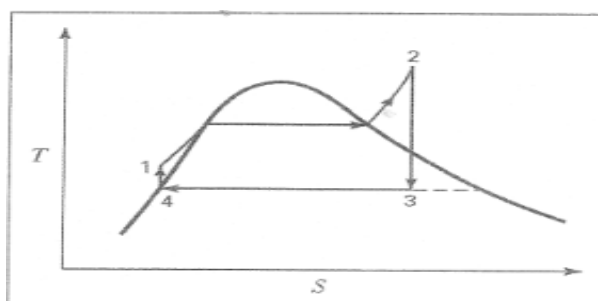


Figura 5 - Diagrama T-S do Ciclo Rankine.
Fonte: VAN NESS (2007), [15].

Tabela 4. Sucessão de transformações termodinâmicas ocorridas no Ciclo Rankine

Transformações termodinâmicas do Ciclo de Rankine	
1→2	Aquecimento a pressão constante em uma caldeira.
2→3	Expansão do vapor na região bifásica para produzir uma mistura de líquido e vapor saturados.
3→4	Condensação total no qual o calor é rejeitado a T_F
4→1	Bombeamento do líquido saturado até a pressão da caldeira, produzindo líquido comprimido (sub-resfriado).

2.3.4 Melhoria do desempenho energético do Ciclo Rankine

Nas décadas de 1970 e 1980, as unidades de cogeração operavam, em geral, com caldeiras capazes de produzir vapor a 21bar e 300°C, e turbinas de contrapressão. Esse quadro sofreu, porém significativa remodelação no sentido de aumentar a eficiência da cogeração. Atualmente, são usuais sistemas que geram vapor com pressões entre 42 – 66bar e temperaturas em torno de 480°C, e turbinas de extração-condensação, como pode ser observado na tabela 5:

Tabela 5. Distribuição das pressões de operação das caldeiras nas usinas brasileiras

Pressão de operação (bar.a)	Número de usinas no Brasil
21	243
42	40
67	124
100	11

A tendência é de que sejam alcançadas pressões de 80 a 100bar e temperaturas acima de 500°C, desta forma, além de atender às demandas internas, gerar-se-á um excedente maior destinado ao suprimento de outros mercados [21].

Melhorias no arranjo dos equipamentos e aproveitamento da energia no ciclo a vapor são aspectos ainda pouco explorados no setor sucroalcooleiro e que também podem aumentar a eficiência global do sistema de cogeração sem requerer grandes modificações e investimentos.

Sistemas de reaquecimento e regeneração são exemplos de melhorias que, respectivamente, reaquecem o vapor parcialmente expandido pela passagem deste por banco de tubos na caldeira, e aumenta a temperatura da água de alimentação da caldeira por meio de trocas térmicas com vapor extraído da turbina [22].

2.3.4.1 Efeito do superaquecimento do vapor na caldeira

O superaquecimento do vapor na saída da caldeira, conforme apresentado na Figura 6 pelo ponto 3', gera duas vantagens principais para o ciclo Rankine:

- Aumento do título do vapor na cauda da turbina (ponto 4'). Caso a umidade nos estágios de baixa pressão da turbina exceda cerca de 10%, não há somente uma diminuição na eficiência da turbina, mas também a erosão das paletas da mesma pode ser um problema grave.
- Aumento do rendimento térmico do ciclo, representado pelo aumento da área 3-3'-4'-4.

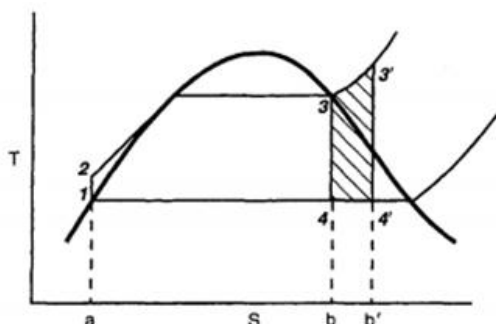


Figura 6. Influência do superaquecimento do vapor na caldeira

2.3.4.2 Efeito da pressão do vapor na saída da caldeira

O aumento da pressão do vapor na saída da caldeira, conforme apresentado na Figura 7 pelo ponto 3', provoca aumento do trabalho na quantidade hachurada simples e diminuição na quantidade hachurada dupla, dessa forma o trabalho líquido tende a permanecer o mesmo, mas o trabalho rejeitado (área a-1-4'-b') diminui, portanto o rendimento do Ciclo Rankine aumenta com o aumento da pressão máxima do vapor.

Nota-se, no entanto, que o título no ponto 4' é menor que no ponto 4, portanto deve-se atentar para o limite mínimo do título do vapor de aproximadamente 90% na cauda da turbina.

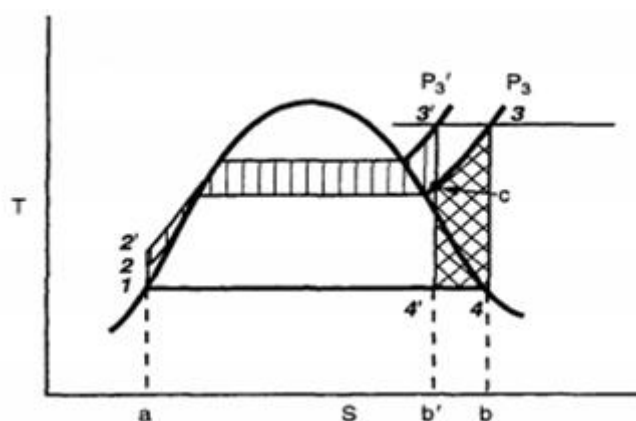


Figura 7. Influência da pressão do vapor na saída caldeira

2.4 Análise de impactos ambientais

2.4.1 Aspectos ambientais da Produção de Etanol

A situação econômica para a atividade canavieira tem se demonstrado economicamente favorável, porém, o desenvolvimento sustentável regional, sobretudo no Estado de São Paulo, mostrou-se polêmico.

Enquanto a certificação das usinas e das plantações tenta ganhar mercado, principalmente externo, através da imagem de produção mais limpa e sustentável, há uma grande discussão de comunidades locais e dos órgãos de regulamentação ambiental quanto aos problemas sociais e ambientais relacionados a indústria sucroalcooleira e a produção canavieira.

Os aspectos ligados à monocultura da cana-de-açúcar, com o uso intensivo de produtos químicos – fertilizantes e agrotóxicos; da queimada das plantações, afetando a qualidade do ar, destruindo micro-organismos do solo e da mata e fauna existentes; e também do derrame de vinhaça e água de lavagem nos rios, gerando assoreamento, mortalidade dos peixes e contaminação dos corpos hídricos.

A realidade do setor é heterogênea e estudos mostram que as tecnologias existentes poderiam ajudar a reduzir os impactos ambientais associados às atividades da indústria sucroalcooleira e produção canavieira [9].

Para uma adequada avaliação das ações de aproveitamento energético nas unidades de cogeração no setor sucroalcooleiro, decidiu-se incorporar ao estudo a variável ambiental. Nesse contexto, para uma análise sistêmica e, ao mesmo tempo consubstanciada, optou-se pela aplicação da técnica de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV).

2.4.2 Definição de Análise do Ciclo de Vida

A Análise do Ciclo de Vida é o processo para avaliar os efeitos que um produto tem sobre o ambiente durante todo o período de sua vida. Essa técnica pode ser usada para estudar impactos de produtos ou mesmo impactos associados à sua função e fornece dados objetivos.

Além disso, a ACV é um instrumento de suporte para tomada de decisões ambientais, no que concerne à melhoria de processo e redução de impactos, fornecendo informações adicionais que auxiliem na Gestão, levando mais sustentabilidade para a produção e consumo por meio de uma abordagem científica.

Essa técnica é utilizada para a atribuição de selos e rótulos ambientais, definição de políticas públicas, contribuição para o design e comparação entre produtos e processos, conforme o trabalho “Análise do Ciclo de Vida de Produtos, Ferramenta Gerencial da ISO 14000” [22].

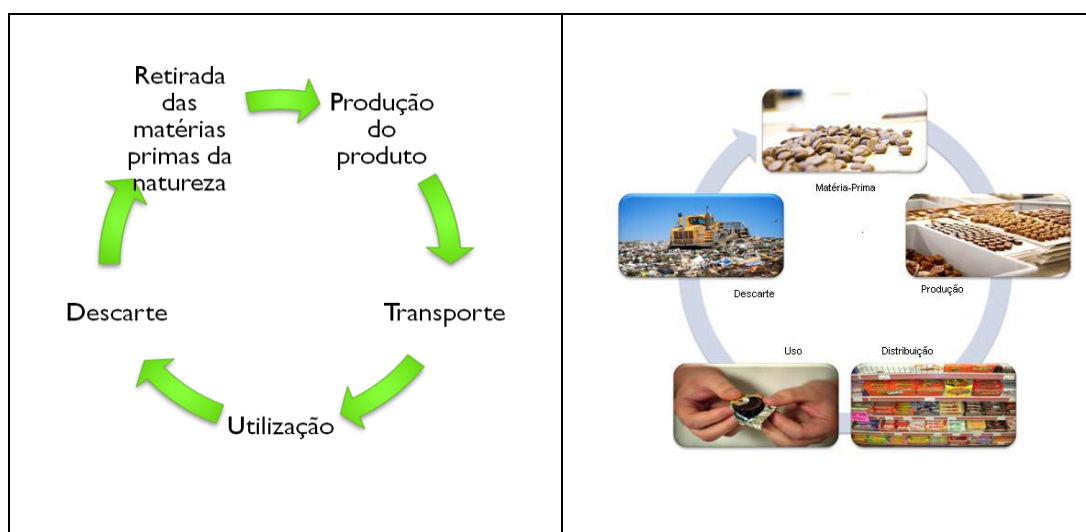


Figura 8: Representação do Ciclo de Vida. À esquerda esquema das etapas de vida do produto e à direita figura ilustrativa dessas etapas.

2.4.3 Histórico da ACV

Inicialmente, a Análise do Ciclo de Vida foi utilizada por empresas privadas para a avaliação e o estudo comparativo de seus produtos. Essas análises buscavam estudar possibilidades de melhorias e fazer comparações entre possibilidades de produtos ou serviços.

Estes estudos internos não seguiam uma padronização definida e seus resultados permaneceram sigilosos. No entanto, foi um passo inicial para o desenvolvimento dessa técnica.

Com a crise do petróleo, as grandes empresas do setor energético se viram obrigadas a buscar alternativas e estudar a melhor utilização dos recursos naturais. A partir daí, a técnica ganhou mais força e dedicou-se mais tempo no seu desenvolvimento.

Entretanto, ainda havia muitas divergências nas metodologias utilizadas, o que levava à falta de credibilidade do método. Diversas empresas utilizavam de parâmetros diferentes para a avaliação de seus produtos da maneira que mais as beneficiava.

A divulgação desses dados extremamente parciais levou ao descrédito do método durante alguns anos.

Este problema começou a ser resolvido com a indicação do método pela União Européia como um dos melhores meios de análise ambiental. Iniciou-se então o processo de padronização da metodologia, como forma de tornar os resultados das análises mais éticos e confiáveis.

Com o surgimento e o desenvolvimento das normas ISO 14000, o método ganhou uma orientação mais definida e sua utilização ganhou força e respaldo técnico.

Atualmente, existe a família de normas ISO 14040, que estabelece uma metodologia definida e padronizada para o desenvolvimento dessa classe de estudos [23][24].

Conforme dados apresentados no material de aulas do Prof.º Luiz Kulay [25], no Brasil a primeira atividade formal relacionada à ACV foi a criação do Grupo de Apoio à Normalização (GANAN) em 1994. Em 1998, foi criado, no Departamento de Engenharia Química da Escola Politécnica da USP, o Grupo

de Prevenção à Poluição (GP2) com o objetivo principal de contribuir para a consolidação do uso da ACV no Brasil.

Em 2002, foi criada a Associação Brasileira do Ciclo de Vida (ABCV) e é perceptível o crescimento da técnica e o aumento do interesse do setor empresarial brasileiro pelo assunto.

2.4.4 Estrutura e Normalização

As normas ABNT NBR ISO 14040 [23] e ABNT NBR ISO 14044 [24], além do manual “Life Cycle Assessment: Principles and Practice” [26] apresentam a ACV como uma abordagem do *berço ao túmulo*, ou seja, desde a extração de recursos junto ao meio ambiente, até o descarte final do produto quando sua função já tiver se esgotado, que compila e avalia as entradas, saídas e outras intervenções antrópicas, além de potenciais impactos, dentro deste domínio de validade.

A técnica possibilita a medição cumulativa de impactos e a identificação de possíveis melhorias. Em termos operacionais, a ACV estrutura-se com base nos seguintes tópicos: definição de objetivo e escopo; análise de inventário; análise de impactos; e interpretação.

Conforme a publicação da UNEP/SETAC [27], a ACV pode ser usada para gestão de processos e sua otimização com enfoque também ambiental. A gestão do ciclo de vida visa à criação de valores em longo prazo para atingir o desenvolvimento sustentável e não só atingir resultados imediatos.

Dessa forma, é possível avaliar os impactos ambientais relativos a um produto ou processo unindo a melhoria do desempenho ambiental com a redução de recursos, materiais e energéticos, e a melhoria dos processos.

3 METODOLOGIA

3.1 Definição de cenários de estudo e descrição do encadeamento metodológico

Para atender de maneira satisfatória ao objetivo proposto para este trabalho optou-se por proceder a uma análise de multi-cenários. Nesses termos, foram definidos a partir de critérios – que compreenderam: atualidade tecnológica; perspectivas futuras de posicionamento das destilarias autônomas de etanol; potencial de cogitação de energia elétrica; requisitos de volume de produção de energia estabelecidos pela concessionária para efeito de comercialização – oito cenários distintos de cogitação de energia.

Tais cenários foram constituídos a partir de quatro arranjos distintos de equipamentos – Convencional, Regenerativo, Reaquecimento e Final –, e dois níveis de pressão vapor de operação – respectivamente 67 bar e 100 bar absoluto – medidos a saída da caldeira.

Para caracterização do Cenário Convencional, utilizaram-se parâmetros empregados atualmente em processos de cogeração. Nos Cenários Regenerativo e de Reaquecimento foram examinados conceitos para modificação do ciclo a vapor de geração de energia – Ciclo Rankine. Por fim, o cenário denominado Final, acopla os conceitos de Regeneração e Reaquecimento em um único ciclo termodinâmico com vistas a aumentar tanto a quantidade de energia produzida pelo sistema, como sua eficiência. Feita a caracterização dos cenários de estudo foram então aplicados os passos metodológicos sequenciados a seguir:

- I. Revisão Bibliográfica (presente ao longo de todo o trabalho);
- II. Simulação do modelo convencional para a unidade de cogeração com o software EES;
- III. Coleta de dados de campo com objetivo de determinação do Inventário de Ciclo de Vida da produção de etanol;
- IV. Avaliação do desempenho ambiental a partir da aplicação da técnica de ACV para a condição atual do processo em análise;
- V. Simulação dos modelos com melhorias para a unidade de cogeração;

- VI. Avaliação do desempenho ambiental a partir da aplicação da técnica de ACV para os oito cenários propostos, incorporando soluções de racionalização energética;
- VII. Proposição de ações de melhoria da produção de eletricidade na unidade de cogeração de energia elétrica de uma usina do setor sucroalcooleiro.

3.2 Descrição metodológica

3.2.1 Cogeração

A modelagem dos cenários da unidade de cogeração com ciclo a vapor foi realizada através do software EES (Equation Engineering Solver), uma ferramenta computacional cuja licença acadêmica foi obtida pelo Departamento de engenharia Mecânica da EPUSP. Em linhas bastante gerais, o EES consiste de um *solver* de equações que possibilita resolver problemas com elevado número de variáveis.

Na fase inicial de desenvolvimento do projeto – TCC I – foram estabelecidos os parâmetros para caracterização do cenário Convencional de cogeração. Na segunda parte do projeto – TCC II – estabeleceram-se parâmetros para caracterização dos cenários de melhorias, com o objetivo tanto de alcançar maior eficiência na utilização da biomassa da cana-de-açúcar na geração de energia elétrica e térmica, como também de avaliar seus impactos ambientais destes mesmos cenários, por intermédio da aplicação da técnica de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV).

3.2.1.1 Eficiência global

A principal variável utilizada para avaliação da eficiência da planta de cogeração é a eficiência global (η_{GLOBAL}). Trata-se de um parâmetro de mensuração da quantidade de energia que o ciclo efetivamente aproveitou; ou seja, a fração da energia introduzida pelo combustível que foi de fato

transformada em energia térmica (vapor para processo) e energia elétrica. A eficiência global é definida matematicamente através da Equação 1.

$$\eta_{GLOBAL} = \frac{POT_{LIQUIDA} + POT_{PROCESSO}}{POT_{ENTRADA}} \quad (1)$$

Em que,

$POT_{LIQUIDA}$ é a potência líquida gerada pelo planta de cogeração;

$POT_{PROCESSO}$ é a potência fornecido ao processo na forma de vapor;

$POT_{ENTRADA}$ é a potência introduzido no ciclo através do combustível.

3.2.2 Metodologia do Estudo de ACV

3.2.2.1 Objetivo e Escopo

Inicialmente, define-se a aplicabilidade geográfica, técnica e histórica do estudo. Esta definição é chamada de escopo e leva em conta a procedência dos dados, formas de atualizar o estudo, manipulação da informação e aplicação dos resultados.

Define-se também o objetivo do estudo, no qual estão inclusos os propósitos pretendidos e todos os aspectos considerados relevantes para direcionar as ações que devem ser realizadas. É importante definir se haverá comparação entre produtos, estabelecimento de uma análise relativa a um padrão, no caso de certificações, melhoria ou criação de novos produtos ou somente levantamento de informações sobre um produto já existente.

Além dessas definições relativas ao produto, é importante definir a quem se destina o estudo. A condução e os parâmetros utilizados na definição do estudo dependem se este está voltado ao público externo ou interno.

Concluído o procedimento de definição de objetivo, passa-se então ao segundo passo metodológico de aplicação da técnica de ACV, que compreende a definição do escopo do estudo. Este passo metodológico ocorre no sentido de se estabelecer um nível de detalhamento suficiente, que corrobore com os propósitos a que o estudo se destina. São elementos da definição de escopo:

- Função e unidade funcional: a primeira consiste de uma definição clara dos propósitos a que se presta o objeto do estudo. Já a unidade funcional é a quantificação do exercício dessa função. Esta compreende um valor arbitrário, mas que fornece uma referência – ou base de cálculo – para a qual dados de entrada ou de saída são relacionados. A comparação entre diferentes tecnologias como as que são estudadas no presente projeto terá sentido apenas para as mesmas unidades funcionais.
- Sistema de produto: trata-se da porção do espaço para qual será aplicada a técnica de ACV. Para o caso presente, este compreende cada qual das oito alternativas selecionadas para caracterizar tecnologias de cogeração de energia elétrica em unidade do setor sucroalcooleiro dentro de um enfoque do tipo berço ao portão da fábrica; ou seja, desde a produção de cana-de-açúcar no campo, até a produção de etanol em si, passando por etapas de transporte que interconectam ambas as etapas produtivas, e pela cogeração em si de energia.
- Limites do sistema: consistem tanto das fronteiras entre o volume de controle e estudo e o meio ambiente a ele externo, como dos limites entre sucessivos processos elementares – ou seja, os menores elementos constituintes do sistema de produto para os quais será possível coletar dados – intra-sistema de produto.
- Fluxo de referência: resultado da relação estabelecida entre a unidade funcional e o desempenho técnico do sistema no que se refere ao exercício do atendimento do propósito estabelecido para realização de um estudo de ACV.
- CrITÉrios de alocação: a partir dos quais se procede a repartição de cargas ambientais entre os produtos gerados em determinado processo elementar constituinte do sistema de produto. Os critérios de alocação costumam ser de duas naturezas: de ordem física, ou seja, baseados

em parâmetros tangíveis como massa, conteúdo energético, entalpia, energia interna; entre outros; ou de ordem econômica, gerados a partir do valor estabelecido pela sociedade para o referido produto, ou serviço, que se origina no sistema de produto;

- Origem dos dados: que compreende dados primários – ou seja, obtidos a partir de registros ou de coletas de campo, realizadas no sistema de produto em estudo –; ou dados secundários, coletados em literatura especializada sobre o tema.
- Coberturas: cobertura temporal, geográfica e tecnológica, as quais tratam de definir respectivamente os períodos de tempo, lugares geométricos e, recortes e demais condicionantes tecnológicas que caracterizam os processos elementares constituintes de um determinado sistema de produto.
- Método de avaliação de impacto (AICV) e categorias de impacto: método a ser utilizado para magnificação dos consumos e gerações de recursos naturais – materiais e energéticos – estabelecido no sentido de aferir os potenciais de impacto do sistema de produto em estudo.

Por meio da definição dessas características, inicia-se a coleta de dados e o detalhamento do sistema.

3.2.2.2 Análise de Inventário

Esta etapa refere-se à coleta de dados e procedimentos de cálculos. Com a obtenção dos dados e seu tratamento, refinam-se os limites definidos inicialmente para o sistema. Nesta etapa também se realizam procedimentos de alocação de correntes de fluxos ou subprodutos, caso necessário.

Os dados coletados podem ser referentes à energia, matérias primas, materiais auxiliares, produtos, emissões ou quaisquer outros fluxos físicos considerados relevantes. As hipóteses relativas às fontes de energia e suas

origens são explicitadas, buscando adequá-las da melhor forma possível à região em estudo.

No processo de coleta de dados são levantadas informações econômicas e ambientais, sendo necessário que em alguns casos se faça estimativas tecnicamente fundamentadas, levando em consideração os possíveis erros gerados.

Especial destaque é dado à geração de resíduos e à forma como eles estão sendo tratados, lembrando sempre que a credibilidade dos resultados finais está diretamente relacionada à qualidade dos dados utilizados.

Após uma avaliação inicial dos dados obtidos, é possível rever as fronteiras e as considerações iniciais. Depois de revistos esses itens, procede-se a alocação e a reciclagem de fluxos, nos casos possíveis.

Para este procedimento são levados em conta os seguintes critérios:

- Sempre que possível deve-se evitar ou diminuir a necessidade de alocação;
- Onde ela não puder ser evitada, deve-se refletir uma relação causal física entre a entrada e a saída;
- Onde não se puderem estabelecer relações físicas, as entradas devem ser alocadas de forma que reflitam alguma relação entre os co-produtos;
- A reciclagem pode ser em ciclo aberto, com o rejeito utilizado por outro sistema, ou de ciclo fechado, em que um ou mais produtos são retornados ao mesmo sistema;

3.2.2.3 Avaliação de Impacto

Após a coleta e tratamento dos dados, etapa mais demorada do processo, inicia-se a seleção e a definição das categorias ambientais.

Nesta etapa, devem ser consideradas as preocupações ambientais definidas no objetivo e no escopo do projeto. Após a classificação das categorias de influência sobre o sistema, faz-se a caracterização atribuindo a cada uma dessas categorias os dados correspondentes do inventário.

Dessa forma, há uma quantificação dos problemas ambientais, facilitando a comparação de dados entre produtos ou parâmetros estabelecidos. Os

dados obtidos podem ser normalizados com base em referência de um determinado produto ou substância, uma determinada condição de referência, um determinado valor crítico ou uma expressão econômica da importância do parâmetro.

Esta normalização é feita dividindo-se os valores dos parâmetros pela referência escolhida.

Com isso geram-se diversos indicadores ambientais para o produto em estudo. Entretanto, em alguns casos é conveniente a obtenção de um único índice indicados para o produto em questão, facilitando sua comparação com outros.

Para isso, faz-se uma atribuição de pesos a cada fator ambiental considerado, levando-se em conta sua importância ambiental no projeto em estudo. Este procedimento é carregado de subjetividade e deve ser executado com muito cuidado para não tirar a credibilidade da ACV.

Baseado nos passos descritos acima, o perfil ambiental do produto avaliado é obtido.

3.2.2.4 Interpretação

Esta fase tem como objetivo analisar os resultados obtidos, tirar conclusões, explicar limitações e fornecer recomendações para um estudo do inventário do ciclo de vida ou da análise do ciclo de vida.

Trata-se de uma técnica iterativa, logo se pode concluir que é necessário fazer alterações nas hipóteses lançadas inicialmente e rever parte do projeto.

As limitações encontradas são explicitadas e, caso seja necessário, devem-se indicar técnicas complementares de análise para suprir pontos do estudo realizado. Esta fase é constituída das seguintes etapas:

- i) Identificação das questões ambientais mais significativas baseadas nos resultados da análise do inventário e/ou na avaliação do ciclo de vida completa. Estruturam-se as informações vindas do inventário, identificam-se as questões ambientais mais relevantes ao estudo e determinam as emissões ambientais do produto;

- ii) Avaliação – que pode incluir elementos de checagem de integridade, sensibilidade e consistência das informações. Essa análise pode levar à exclusão de estágios ou subsistemas da ACV e exclusão ou inclusão de fluxos materiais, de acordo com a necessidade verificada. Nesta etapa avalia-se também a significância dos resultados obtidos com relação às novas alternativas;
- iii) Conclusões, recomendações e relatórios sobre questões ambientais significativas.

3.2.2.5 Relatório Final

Na etapa de apresentação dos resultados, deve-se ter em mente que os seguintes fatores são primordiais:

- Transparência: detalhamento suficiente para permitir ao leitor uma completa compreensão das complexidades e trocas inerentes a um estudo de ACV;
- Desagregação de dados: facilita a visualização e interpretação dos resultados, além de deixar mais claro as etapas do processo.

É importante ressaltar que esse estudo deve ser de fácil reprodutibilidade, logo não deve omitir passos ou informações. Todas as modificações às considerações iniciais devem ser relatadas com detalhes, juntamente com os critérios de decisão utilizados. A escolha de categorias de impacto e dos indicadores de categoria deve ser bem justificada e embasada tecnicamente.

4 UNIDADE DE COGERAÇÃO

4.1 Caracterização da unidade de cogeração

A unidade de cogeração proposta é referente a uma usina que processa um milhão de toneladas por safra, o que corresponde a 280 mil toneladas de bagaço neste mesmo período. Adotou-se uma duração de 180 dias efetivos para safra e um consumo específico de 400 kg vapor a 2,5bar.a para cada tonelada de cana processada na usina.

Os principais equipamentos que compõem a planta convencional são: caldeira, turbina de extração-condensação, gerador, condensador, desaerador e bombas.

4.2 Caldeira

A caldeira é do tipo aquatubular com circulação natural e utiliza bagaço de cana-de-açúcar como combustível. Nota-se na Figura 7 que ela é composta principalmente por um economizador, que leva a água de alimentação para a temperatura de saturação trocando calor por convecção com os gases de combustão; dois tubulões, que estão ligados a feixes tubulares revestindo a fornalha da caldeira onde a água é evaporada até a condição de vapor saturado; um superaquecedor, que é composto por um banco de tubos responsável por superaquecer o vapor; e, um pré-aquecedor, que aquece o ar de antes da combustão.

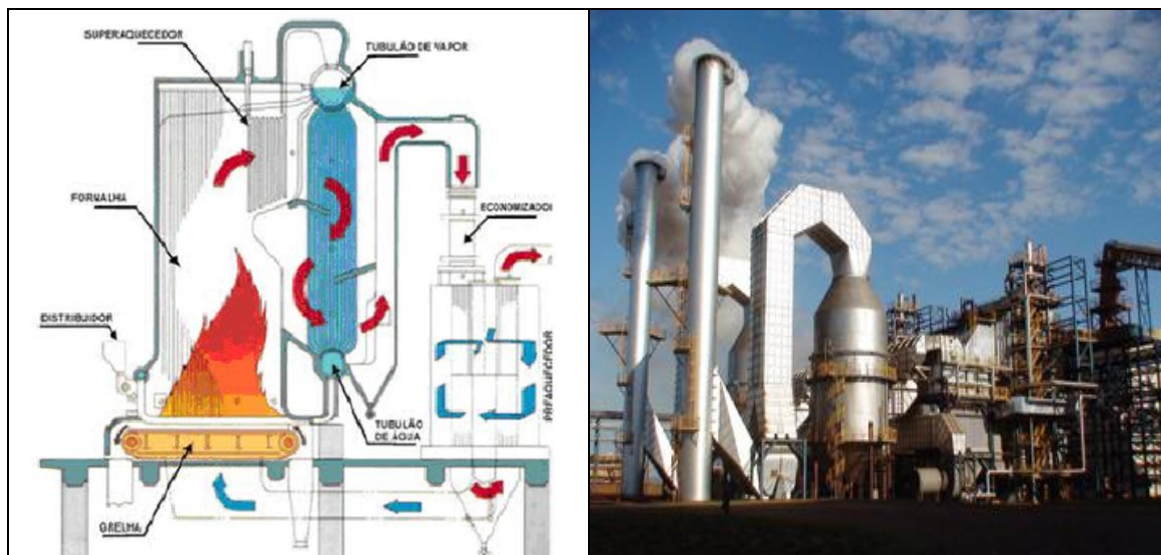


Figura 9. Representação interna e externa de uma caldeira aquatubular.

4.2.1 Eficiência da caldeira

A eficiência da caldeira é a razão entre a energia fornecida para a água e a energia presente no combustível, que é o poder calorífico inferior (PCI).

$$\eta_c = \frac{\text{Energia fornecida para a água}}{\text{PCI do combustível}} \quad (1)$$

Essa eficiência geralmente varia entre 85 e 90% nas caldeiras novas. A caldeira que tomamos como modelo apresenta eficiência de 87,7% (dado proveniente de folha de dados real de uma caldeira fornecida pela empresa Dedini).

4.3 Turbina

Trata-se de um motor térmico rotativo no qual a energia entálpica do vapor de alta pressão é transformada em energia cinética devido a sua expansão através dos bocais. Esta energia, então, é transformada em energia mecânica de rotação devido à força exercida pelo vapor nas pás rotativas. O eixo da turbina é acoplado a um gerador que converte a energia mecânica em elétrica.

A turbina a vapor utilizada é do tipo extração-condensação, com duas extrações controladas a 2,5 bar.a para o processo industrial e o desaerador e a vazão bifásica de cauda a 0,1 bar. Nota-se que quanto menor a pressão na cauda, maior é expansão do vapor, portanto maior a energia obtida. No entanto, sabe-se que composições acima de 10% de água na fase líquida aumentam significativamente a taxa de corrosão nas pás da turbina.



Figura 10. Turbina a vapor.

4.3.1 Eficiência isoentrópica da turbina

O balanço de energia genérico para escoamento em estado estacionário pode ser representado pela equação abaixo:

$$\Delta \left(H + \frac{1}{2} v^2 + zg \right) \dot{m} = \dot{Q} + \dot{W}_e \quad (2)$$

No caso da turbina, procederam-se as seguintes simplificações:

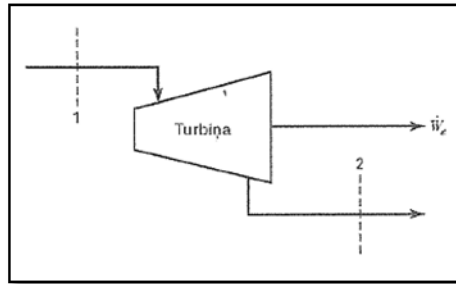


Figura 11. Modelo de turbina.

- O termo de energia potencial pode ser desprezado, já que a variação de altura é muito pequena;
- A transferência de calor é desprezível;
- A energia cinética foi omitida, já que em turbinas bem projetadas os tubos de entrada e saída são dimensionados de modo a tornar as velocidades do fluido aproximadamente iguais.

Sendo assim, o balanço de energia se reduz tão somente ao balanço entálpico:

$$\dot{m} \cdot \Delta(H) = \dot{m} \cdot (H_2 - H_1) = \dot{W}_e \quad (3)$$

Em condições ideais, o fluido expandiria-se reversivelmente e adiabaticamente, caracterizando um processo isoentrópico, portanto fornecendo o maior trabalho possível. As turbinas reais, no entanto, produzem menos trabalho pois o processo de expansão real é irreversível, ou seja, não ocorre isoentrópicamente.

Pode-se visualizar o afastamento da idealidade sob forma de aumento de entropia pela Figura 12.

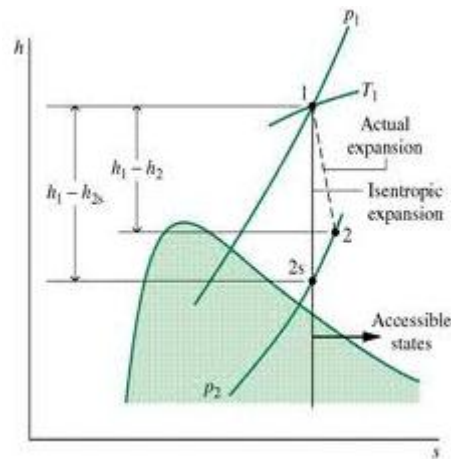


Figura 12. Afastamento da idealidade em uma expansão real.

Dessa forma, a eficiência da turbina é definida pela razão entre a variação real da entalpia e a variação isoentrópica caso a expansão fosse ideal.

$$\eta = \frac{\Delta H}{(\Delta H)_s} \quad (4)$$

4.4 Desaerador

O desaerador é composto por uma torre vertical, onde ocorre o processo de arraste dos não-condensáveis, e um vaso horizontal, que funciona como reservatório para a água de alimentação da caldeira. A retirada dos gases não-condensáveis é realizada, pois estes danificam a caldeira. O vapor de extração da turbina é utilizado para retirar os gases da água por arraste de vapor, ou seja, o vapor, em contracorrente com a água, carrega os não-condensáveis, que são liberados para a atmosfera. Além disso, as trocas térmicas no desaerador são responsáveis por aquecer a água de alimentação da caldeira até aproximadamente 110°C.



Figura 13. Desaerador.

4.5 Condensador

O condensador de superfície é um exemplo em que a água de resfriamento circula pelos tubos trocando calor com o vapor vindo da turbina, que circula no casco. O calor latente de condensação é transferido para a água de resfriamento, que pode ser aproveitada em outros processos na usina ou ser descartada.

Geralmente, a água de resfriamento entra na temperatura ambiente e sai com aproximadamente 40°C. Nota-se que a operação unitária que ocorre no condensador apenas tira energia do ciclo termodinâmico, portanto é interessante reduzir a vazão de vapor que passa pelo mesmo. Este é um dos motivos para adoção das melhorias técnicas propostas neste trabalho.

4.6 Bombas

As bombas de alimentação da caldeira e de condensado são centrífugas e ambas com eficiência isoentrópica de 85%.

4.6.1 Eficiência isoentrópica de bombas

O conceito de eficiência em bombas é similar ao de turbinas. A diferença é que em uma bomba ocorre o processo de compressão e não de expansão.

Podemos visualizar o afastamento da idealidade sob forma de aumento de entropia pela Figura 14.

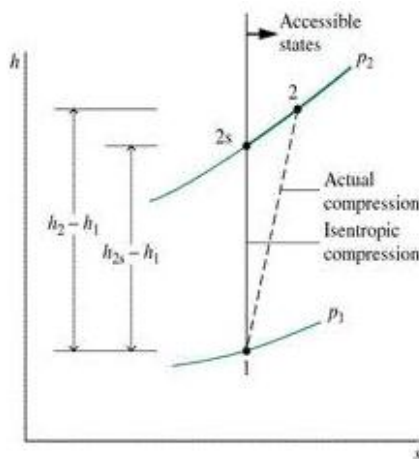


Figura 14. Afastamento da idealidade em uma compressão real

Dessa forma, a eficiência da bomba é definida pela razão entre a variação isoentrópica da entalpia, que ocorreria caso a compressão fosse ideal, e a variação real.

$$\eta = \frac{(\Delta H)_s}{\Delta H} \quad (5)$$

5 AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA

O estudo de ACV deste projeto foi realizado com o objetivo de avaliar os impactos ambientais associados ao processo de cogeração de energia elétrica a partir do bagaço proveniente da moagem de cana-de-açúcar.

Este estudo tem foco no processo de produção de etanol, dando ênfase aos efeitos das ações de melhoria propostas para a unidade de cogeração. É comparado um cenário convencional para produção de etanol de cana-de-açúcar em uma usina autônoma, ou seja, que produz somente etanol, tendo como base no modelo padrão do estado de São Paulo, com cenários melhorados a partir das proposições de novas configurações para o ciclo de potência a vapor do sistema de cogeração.

Foram coletados dados médios da produção agrícola, transportes e da etapa de produção industrial de etanol com base no estado de São Paulo para se modelar este estudo, conforme as premissas que serão descritas no item 6.2.

O estudo apresenta uma abordagem metodológica dentro do espectro de aplicação da técnica de ACV do tipo “*berço ao portão*”. Neste recorte avalia-se tão somente o desempenho ambiental das etapas de produção do bem em estudo e, deixa-se de fora aspectos de produção relacionados ao uso e a disposição do mesmo. Esta abordagem foi selecionada pelo fato de corroborar o espírito de que se revestiu esta análise, de avaliar dentro do âmbito ambiental, possíveis alternativas de cogeração de energia elétrica em unidades de produção de açúcar e etanol.

Os resultados obtidos poderão influenciar no processo de tomada de decisões de possíveis compradores das tecnologias estudadas nesse trabalho, auxiliando a inclusão da variável ambiental nesse processo.

5.1 Software

A etapa de inventário e avaliação de impactos utilizou uma ferramenta computacional de enorme utilidade, o Software computacional SimaPro 7 – versão 7.3.3 [28] próprio para dar apoio no desenvolvimento de estudos de

ACV. O SimaPro é uma ferramenta comercial que permite recolher, analisar e monitorizar o desempenho ambiental de produtos e serviços. Por meio de sua operação, o usuário será capaz tanto de modelar, como também, de analisar ciclos de vida complexos de produtos e serviços, de forma sistemática e transparente, de acordo com os princípios da norma ISO 14040, sempre com vistas a incorporar a variável ambiental em processos gerenciais de tomada de decisão.

O software possui inventário bastante completo na forma de bases de dados de materiais e processos, acoplados com ferramentas de cálculo de impactos ambientais. Desenvolvido pela Product Ecology Consultants, trata-se do software mais usado para o estudo de Avaliação do Ciclo de Vida de produtos e serviços.

5.2 Premissas para a execução da Análise do Ciclo de Vida

A Avaliação do Ciclo de Vida do cenário convencional assumiu a produção de etanol a partir de cana-de-açúcar no Estado de São Paulo. Os dados utilizados têm como base o levantamento do CTBE (Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia de Bionetanol) para produção agrícola de cana-de-açúcar e para a produção de etanol em usinas autônomas no Estado de São Paulo.

Outras premissas foram assumidas para completar o Inventário do Ciclo de Vida e as mesmas serão descritas a seguir.

5.2.1 Etapa Agrícola: Produção de Cana-de-açúcar

Todas as entradas e saídas materiais e energéticas e suas quantificações estão descritas no ANEXO V – Inventário Agrícola para Produção de Cana-de-açúcar no Estado de São Paulo.

5.2.1.1 Condições de Produção de Cana-de-açúcar

Com base no levantamento do CTBE para produção de cana-de-açúcar no Estado de São Paulo, serão descritas as condições consideradas para a modelagem da etapa agrícola de produção de cana-de-açúcar.

Considerou-se o período de safra como de 180 dias efetivos, ocorrendo apenas uma vez por ano e sendo a duração do ciclo de 5 cortes. Para uma usina base com capacidade de processamento de 2 milhões de toneladas por ano, são necessários 29.186 hectares de cana plantada, sendo 28.450 hectares a área de colheita e 5.650 a área de plantio de cana. O raio médio entre o campo e a usina é de 32,3 quilômetros.

Quanto ao tipo de plantio, 90% da fração de plantio de São Paulo é semimecanizada, sendo os 10% restantes plenamente mecanizados. Apenas 12% da área de plantio é proveniente de área em expansão da cultura de cana, sendo os outros 88% proveniente de plantio em área de reforma. Da área de expansão, 80% é realizado sobre áreas de pastagem, 19% sobre culturas anuais e 1% sobre áreas de cerrado, segundo dados do *Conab de 2010* [29].

São necessárias 12 toneladas de mudas por hectare plantado para plantio semimecanizado e 20 toneladas por hectare plantado para o plantio mecanizado. O consumo de mudas por hectare plantado é de 12,8 toneladas, sendo que o corte das mudas considerado é total.

Segundo dados da *IDEA, 2012 (Estado de SP, Safra 2011/12)* [21], a produtividade observada para a cana-de-açúcar é de 70,30 toneladas por hectare por ano, com uma fração de perdas de 0,0135 para colheita manual e de 0,0152 para colheita mecanizada. Desta forma, a produtividade real do canavial é de 71,4 toneladas por hectare por ano.

Também com base na publicação *IDEA, 2012 (Estado de SP, Safra 2011/12)* [21], a fração da área com colheita manual é de 17,6%, sendo o restante caracterizado por colheita mecanizada. Da área de colheita manual, 91,5% sofre queimada, sendo que para áreas de colheita mecanizada esta fração se reduz a apenas 11,3%. Desta forma, obtém-se que 25,4% da área de plantio de cana sobre queimadas e a restante conta com a colheita de cana crua.

Quanto à palha, são consideradas 140 quilogramas por tonelada de cana, com base na massa seca, sendo a umidade média de 15% para a palha. Considera-se que metade da palha é recolhida junto com a cana-de-açúcar. Desta forma, ainda são deixados no campo 8,77 toneladas de palha por hectare a cada ano.

Toda cana colhida considera o uso do transbordo. O transporte da cana inteira é feita principalmente por Romeu e Julieta (35%) e Rodotrem (65%). Já a cana picada é transportada em sua grande maioria via Rodotrem.

No que se refere às áreas de aplicação dos resíduos da fase industrial, 11% das áreas recebe torta de filtro, 8% recebe as cinzas provenientes da queima de bagaço e palha nas caldeiras e 52% das áreas recebe a vinhaça, também chamada de vinhoto.

Para melhor compreender o cenário estudado, o CTBE produziu uma simulação com base nos dados médios considerados. Essa simulação considera uma produção de 819,6 quilogramas de vinhaça por tonelada de cana, ou seja, 57,0 metros cúbicos de vinhaça produzida por hectare ano cultivado.

Da mesma forma, a quantidade de torta produzida é de 7,9 quilogramas de torta por tonelada de cana em base seca, o que corresponde a 558,9 quilogramas em base seca de torta por hectare ano. Para as cinzas, o valor considerado é de 6 quilogramas de cinza em base seca por tonelada de cana, 421,8 quilogramas em base seca por hectare ano.

Segundo estudo de *Macedo, 2000* [30], a vinhaça é aplicada principalmente pela distribuição por canais e sistemas de aspersão, 63%. Do restante, 31% é distribuída por caminhões e sistemas de aspersão e 6% é feita com a aplicação direta com caminhões.

As raízes são cerca de 20% da biomassa da área, representando 6,6 toneladas em base seca por hectare ano.

Quanto à propriedade da terra, constatou-se que 43% da cana é produzida em terras próprias e o restante em terras arrendadas.

5.2.1.2 Insumos

Os principais insumos utilizados para o cultivo da cana-de-açúcar são: mudas, tanto para o plantio mecanizado como para o plantio manual; calcário e gesso para correção da acidez do solo; torta de filtro, vinhaça e cinzas; resíduos do processo industrial de produção de etanol que são reaproveitados como fertilizantes na etapa agrícola, agroquímicos e outros fertilizantes. A Tabela 6 apresenta a quantificação desses insumos tomando como base o montante utilizado em um hectare em um ano.

Tabela 6: Levantamento de Insumos utilizados para produção agrícola de cana-de-açúcar

Insumos	Classe	Quantidade	Unidade/(ha.ano)
Mudas - Plantio manual	Mudas	12000	kg/(ha.ano)
Mudas - Plantio mecanizado convencional	Mudas	20000	kg/(ha.ano)
Calcário	Calcário/Gesso	2000	kg/(ha.ano)
Gesso	Calcário/Gesso	1000	kg/(ha.ano)
Torta de filtro	Resíduos retornados	5000	kg/(ha.ano)
Vinhaça	Resíduos retornados	110	m ³ /(ha.ano)
Cinzas	Resíduos retornados	5000	kg/(ha.ano)
Inseticida - plantio (Regent 800 WG)	Agroquímicos	0,25	kg/(ha.ano)
Nematicida - plantio (Furadan 350 TS)	Agroquímicos	6	L/(ha.ano)
Herbicida - reforma (Roundup Ready)	Agroquímicos	2	L/(ha.ano)
Herbicida - cana planta (Combine 500 SC)	Agroquímicos	1	kg/(ha.ano)
Herbicida - cana planta (Velpar K)	Agroquímicos	1	kg/(ha.ano)
Herbicida - soqueira (Plateau)	Agroquímicos	0,25	kg/(ha.ano)
Maturador (Moddus)	Agroquímicos	0,5	L/(ha.ano)
Fertilizante plantio - N	Fertilizantes	30	kg/(ha.ano)
Fertilizante plantio - P (como P2O5)	Fertilizantes	150	kg/(ha.ano)
Fertilizante plantio - K (como K2O)	Fertilizantes	150	kg/(ha.ano)
Fertilizante cana queimada - N	Fertilizantes	100	kg/(ha.ano)
Fertilizante cana queimada - P (como P2O5)	Fertilizantes	0	kg/(ha.ano)
Fertilizante cana queimada - K (como K2O)	Fertilizantes	150	kg/(ha.ano)
Fertilizante cana crua - N	Fertilizantes	100	kg/(ha.ano)
Fertilizante cana crua - P (como P2O5)	Fertilizantes	0	kg/(ha.ano)
Fertilizante cana crua - K (como K2O)	Fertilizantes	100	kg/(ha.ano)
Fertilizante cana com vinhaça - N	Fertilizantes	67,5	kg/(ha.ano)
Fertilizante plantio - MAP	Fertilizantes	13,5	kg/(ha.ano)

Fonte: CTBE, 2012.

5.2.1.3 Maquinário

Para modelar o uso do maquinário envolvido no processo de cultivo de cana-de-açúcar, o CTBE realizou um levantamento dos principais equipamentos e implementos utilizados. Estimou-se a vida útil, peso, potência nominal, investimento inicial e uso anual. Boa parte desses dados foram retirados de revistas do setor e catálogos de fabricantes [31][32].

Os dados de produção e do diesel utilizado como combustível foram extraídos do banco de dados da Ecoinvent no software SimaPro.

5.2.1.4 Transporte de insumos, cana-de-açúcar e resíduos

Para o transporte dos insumos necessários para produção de cana, considerou-se uma distância média percorrida de 15,64 quilômetros por hectare plantado por ano, sendo o consumo de diesel de 14,39 quilogramas por hectare plantado por ano.

Para o transporte da cana e da palha, a distância média entre os campos de plantação e as usinas é de 32,3 quilômetros, sendo o consumo de diesel de 72,5 quilogramas por hectare cultivado por ano e 81,3 quilômetros rodados para cada hectare cultivado por ano.

Considerou-se o transporte de cana inteira, picada e com a palha, sendo que para o transporte de cana mais palha a capacidade dos principais modais oscilou entre 19,5 e 36 toneladas.

O transporte da vinhaça de volta para os campos para compor parte da carga orgânica responsável por adubar o solo é feito principalmente por caminhões truck com capacidade de 15 m³ e rodotrens com capacidade de 60 m³, que podem fazer viagens com descarga rápida ou do tipo *bate e volta*. O consumo de diesel é de 7,6 quilogramas por hectare por ano, sendo a quilometragem rodada por hectare ano é de 10,4.

5.2.1.5 Reaproveitamento da Vinhaça

A vinhaça, até alguns anos atrás era considerada como um efluente da produção de etanol com carga ambiental significativa. Atualmente, é reaproveitada cada vez com maior frequência como adubo para o cultivo de cana-de-açúcar.

Como mencionado anteriormente, ela retorna para os campos, normalmente pelo modal rodoviário. Considerou-se para fins de modelagem que ela é armazenada inicialmente em reservatórios.

Em seguida, ela passa por um sistema de recalque, do tanque de armazenagem para tanques de distribuição localizados em um nível mais alto.

Sua distribuição é executada por gravidade através de canais, sendo submetida a um sistema de aspersão.

Tanto os reservatórios, tanques de distribuição e canais são de concreto com revestimento de manta asfáltica e as tubulações são de aço inoxidável, devido às propriedades corrosivas da vinhaça.

5.2.1.6 Agroquímicos e Fertilizantes

A descrição do uso de agroquímicos contemplou 23 dos principais produtos encontrados e utilizados no mercado paulista e seus principais ativos. Destes 23 produtos, foram identificados 11 ativos principais em suas composições, sendo eles: 2,4 D (Ácido 2,4-Diclorofenoxiacético), Ametrina, Atrazina, Carbofuran, Diuron, Fipronil, Glifosato, Hexazinona, Imazapic, Tebuthiuron e Trinexapac-ethyl, [33][34].

Os principais fertilizantes utilizados são uréia, amônia, sulfato de amônio, nitrato de amônio, fosfato (MAP), fosfato de diamônio (DAP), superfosfato simples (SSP), superfosfato triplo (TSP), cloreto de potássio, sulfato de potássio e nitrato de potássio, segundo fontes do CONAB (2012) e Portal do Agronegócio, [29] [35]. Para se determinar a composição destes fertilizantes, utilizou-se a base do Ecoinvent presente no SimaPro e dados da Fertipar de 2012, [36].

5.2.2 Energia Elétrica

Toda a energia elétrica utilizada no processo de produção de etanol em usinas autônomas foi considerada como proveniente da geração de energia elétrica na unidade de cogeração, que utiliza bagaço como combustível.

Entretanto, foi necessário modelar a matriz energética brasileira no software SimaPro para que esta fosse utilizada para adaptar os processos de produção dos principais insumos da etapa industrial, adequando essas condições à realidade brasileira.

Esta modelagem tomou como base os dados do Balanço Energético Nacional de 2010 [2], referente ao perfil de produção de energia elétrica do Brasil no ano de 2009. Utilizou-se a porcentagem de contribuição de cada uma das principais fontes de energia elétrica (Gráfico 9) e os modelos existentes no banco de dados do SimaPro para o ciclo de vida de cada uma dessas fontes.

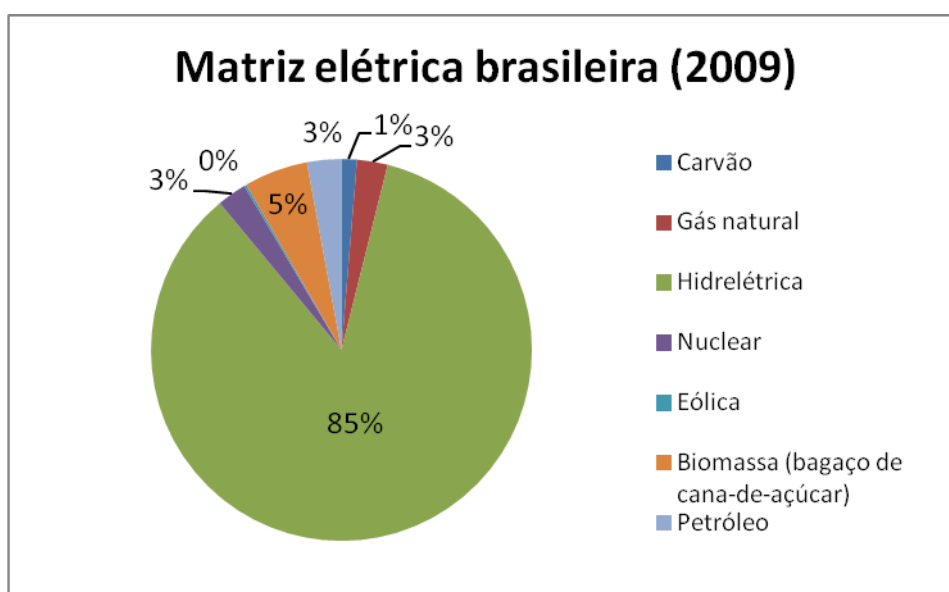


Gráfico 9: Dados da matriz elétrica brasileira de 2009, BEN2010.

Para a geração de energia elétrica através da queima de biomassa, representaram-se as demais fontes por bagaço de cana-de-açúcar, que é uma boa consideração dado que esta é a maior contribuinte da classe, 66% dentre toda a energia elétrica proveniente de biomassa, além de sua substituição não provocar grandes distorções no perfil ambiental gerado.

Ainda foram consideradas as etapas de transporte da energia elétrica e redução de potência, conforme os dados do banco de dados do SimaPro.

5.2.3 Produção de Etanol

A produção de etanol a partir de cana-de-açúcar considerou o modelo de uma usina autônoma e produtora somente de etanol anidro.

Como coprodutos do processo de produção, obtém-se vinhaça, torta de filtro e cinzas, que serão reaproveitados no campo; e energia elétrica, principal foco deste estudo.

Para efeito de alocação das cargas ambientais no estudo de Avaliação do Ciclo de Vida, considerou-se o valor econômico do etanol e da energia elétrica, sendo desconsiderados os valores da vinhaça, torta de filtro e cinzas. O valor econômico considerado para o etanol anidro foi de US\$ 0,43 por quilograma e para a energia elétrica US\$ 84,88 por MWh. Para cada um dos cenários, tanto o convencional quanto aqueles que sofreram melhorias no ciclo termodinâmico da cogeração, os fatores de alocação foram calculados com base nestes valores.

A produção de etanol anidro foi dividida em dois blocos teóricos para efeito de modelagem: a produção de etanol e a unidade de cogeração. Considerou-se que o consumo de energia elétrica na produção de etanol manteve-se constante em todos os cenários, tal como o consumo de vapor e outras utilidades.

No bloco de cogeração, o consumo de utilidades e a produção de energia elétrica sofreram variações. Sua descrição será realizada no item 6.2.3.2.

A produção de etanol anidro no cenário convencional considerou o modelo desenvolvido pelo CTBE que descreve o padrão do estado de São Paulo para usinas autônomas. Estas utilizam o ciclohexano para separar o azeótropo água-etanol.

A tabela com as principais entradas e saídas mássicas e energéticas utilizadas para compor o modelo do cenário convencional para uma caldeira de 67 bar estão descritas no ANEXO VI – Inventário do Processo de Produção de

Etanol de Cana-de-açúcar no Estado de São Paulo, Cenário Convencional para caldeira de 67 bar.

A seguir encontram-se descritas as principais premissas referentes do transporte de insumos e ao sistema de cogeração.

5.2.3.1 Transporte de insumos

Os principais transportes envolvidos na etapa industrial são aqueles referentes aos insumos utilizados no processo de produção de etanol. Foram considerados os insumos de maior quantidade mássica utilizada no processo, sendo eles: ácido sulfúrico, ciclohexano, óleo lubrificante, cal e uma classe geral de outros químicos, representada por poliacrilamida, para efeito de modelagem.

Para todos estes insumos, foi levantado seu volume de produção e com base nisto, determinou-se a porcentagem de contribuição das importações sobre o volume produzido no Brasil. Todos os insumos apresentaram frações médias de importação nos últimos cinco anos menores que 10%, portanto, considerou-se para a modelagem das distâncias, que todos os insumos utilizados foram produzidos no Brasil.

Como as usinas estudadas encontram-se no estado de São Paulo, tomou-se como base de localidade o maior produtor do insumo que apresentasse viabilidade para comercialização com essas usinas. A partir deste pressuposto, calculou-se a distância média do produtor a cada uma das 208 usinas cadastradas pela Única, conforme apresentado na Tabela 7.

Tabela 7: Dados do Transporte de insumos para a produção de etanol.

Insumos	% Importação	Distância média entre usina e produtor	Produto transportado (t.km/kg etanol anidro)
Ácido Sulfúrico	5 - 7%	463	2,48E-03
Ciclohexano	3 - 16%	1976	2,11E-03
Cal	0%	371	4,65E-03
Óleo Lubrificante	0%	415	9,63E-05
Outros Químicos	0%	445	5,43E-05
Total	-		9,39E-03

5.2.3.2 Unidade de Cogeração

A unidade de cogeração é responsável pela geração de vapor para o processo de produção de etanol, e energia elétrica, sendo parte para o processo e parte para comercialização. O combustível utilizado é o bagaço de cana-de-açúcar.

A base de cálculo utilizada no estudo de ACV foi uma tonelada de cana-de-açúcar, para essa quantidade são necessários 400 kg de vapor de baixa pressão (2,5 bar.a) e 30 kWh de energia elétrica para o processo de produção de etanol.

É nesta etapa que a proposição de melhorias técnicas no processo de cogeração liga-se ao estudo de ACV, pois se verifica que os fluxos de entradas e saídas na cogeração são diferentes de acordo com o cada cenário, sendo assim, os impactos ambientais também diferem. A mensuração desses impactos e a avaliação dos cenários conforme o desempenho ambiental faz parte do objetivo deste trabalho.

Os valores apresentados nas Tabela 8 e Tabela 9 são resultados das simulações dos cenários propostos para o ciclo termodinâmico utilizado na cogeração.

Tabela 8. Entradas e saídas variáveis nos cenários de 67 bar/480°C

Item	Pressão 67 bar/480°C			
	Convencional	Regenerativo	Reaquecimento	Final
Energia gerada* (MWh/ton. de cana)	0,08879	0,09414	0,09440	0,09921
Água de resfriamento (kg/ton. de cana)	250,22	230,72	238,52	223,69
Água de reposição do desaerador (kg/ton. cana)	58,07	60,17	22,97	57,96
Água p/ dessuperaquecedor (kg/ton. cana)	0	0	33,18	33,18

*Gerada para comercialização.

Tabela 9. Entradas e saídas variáveis nos cenários de 100 bar/520°C

Item	Pressão 100 bar/520°C			
	Convencional	Regenerativo	Reaquecimento	Final
Energia gerada* (MWh/ton. de cana)	0,09773	0,10397	0,10272	0,10812
Água de resfriamento (kg/ton. de cana)	236,92	210,75	216,79	200,94
Água de reposição do desaerador (kg/ton. de cana)	57,74	59,75	16,86	57,14
Água p/ dessuperaquecedor (kg/ton. cana)	0	0	38,59	38,59

*Gerada para comercialização.

A energia elétrica gerada apresentada nas Tabela 8 e Tabela 9 é a quantidade que efetivamente sai do volume de controle da usina, ou seja, é a quantidade total subtraída de 30 kWh por tonelada de cana processada. Esta energia é utilizada para operação do processo produtivo de etanol. A razão deste desconto é que a ACV irá alocar os impactos ambientais nos produtos gerados, sendo assim, esta parcela de energia não poderia receber alocação, pois não emerge o sistema.

As águas de reposição do desaerador e de alimentação para o dessuperaquecedor foram consideradas como sendo desmineralizada, pois serão posteriormente destinadas à caldeira. A água de resfriamento foi considerada como água de reuso.

As emissões atmosféricas provenientes da combustão do bagaço na caldeira foram definidas conforme a regulamentação GREET (Greenhouse Gases Regulated Emissions and Energy Use in Transportation Model) e estão apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10. Emissões referentes à combustão do bagaço

Fatores de emissão (GREET)	(g/kg de bagaço queimado)
CO	0,54594
NOx	0,54318
N2O	0,03000
SOx	0,02915
CH4	0,22499
VOC	0,03797
PM10	0,61560
PM2.5	0,30780

6 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS DE COGERAÇÃO ESTUDADOS

Nesta seção, será realizada a descrição dos cenários Convencional, Regenerativo, Reaquecimento e Final para a unidade de cogeração cujas características estão apresentadas na Tabela 11. As simulações contemplaram duas condições de operação da caldeira (480°C/67 bar.a e 520°C/ 100 bar.a) para cada um dos quatro cenários, resultando, portanto, em 8 cenários. Os principais parâmetros comuns aos cenários estão apresentados na Tabela 11.

Tabela 11. Características da usina e da unidade de cogeração em estudo

SETOR	PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE	DESCRIÇÃO
Safra	Safra _{CANA}	1.000.000	ton. da cana/safra	Quantidade de cana processada na safra
	t _{SAFRA}	180	dias efetivos	Tempo de duração da safra
Combustível	Biomassa	Bagaço de cana-de-açúcar		Tipo de biomassa
	Umidade	50	% base úmida	Umidade da biomassa em base úmida
	PCI	7.315	KJ/kg	Poder calorífico inferior
Caldeira	T	480/520	°C	Temperatura de saída do vapor na caldeira
	P _{CALDEIRA}	67/100	bar absoluto	Pressão de operação da caldeira
	η_c	87,7	%	Eficiência da caldeira ao PCI
	% Purga	3	%	Purga na caldeira relativa à vazão de vapor
	Sobrepresão	20	%	Sobrepresão da água de entrada na caldeira
Turbina	P _{EXAUSTO}	0,1	Bar absoluto	Pressão na cauda da turbina
	η_T	85	%	Eficiência isoentrópica da turbina
	P _{DESAERADOR}	2,5	Bar absoluto	Pressão do vapor extraído para o desaerador
	P _{PROCESSO}	2,5	Bar absoluto	Pressão do vapor extraído para o processo
Processo	Vespecífico _{PROCESSO}	400	kg vapor/ton cana	Consumo específico de vapor no processo
	Perdas	10	%	Perdas de vapor no processo
Gerador	$\eta_{\text{GERAÇÃO}}$	95	%	Eficiência elétrica no gerador
Torre de resfriamento	T _{ENTRADA}	30	°C	Temperatura de entrada da água de resf.
	T _{SAÍDA}	40	°C	Temperatura de saída da água de resf.
	Perdas	3	%	Perdas de água na torre de resfriamento
Condensador	Pressão	0,1	Bar absoluto	Pressão de operação do condensador
Desaerador	T	110	°C	Temperatura de saída
	P	2,5	Bar absoluto	Pressão de saída do condensador
Make-up	P	2,5	Bar absoluto	Pressão da corrente de make-up
	T	25	°C	Temperatura da corrente de make-up
Bombas	η_b	85	%	Eficiência isoentrópicas das bombas

O Anexo I apresenta o equacionamento para os cenários Convencional e Final, já que o cenário Final é o acoplamento dos cenários de melhorias individuais (regeneração e reaquecimento). Os fluxogramas com indicações das variáveis de processo para cada um dos oito cenários encontram-se no Anexo II.

6.1 Convencional

As plantas de cogeração mais comuns são concebidas com ciclo a vapor Rankine. A Figura 15 representa uma unidade de cogeração com ciclo que representa o cenário Convencional, que será a base para comparação com os outros cenários propostos neste estudo. A configuração abaixo é utilizada na maioria das usinas do setor sucroalcooleiro.

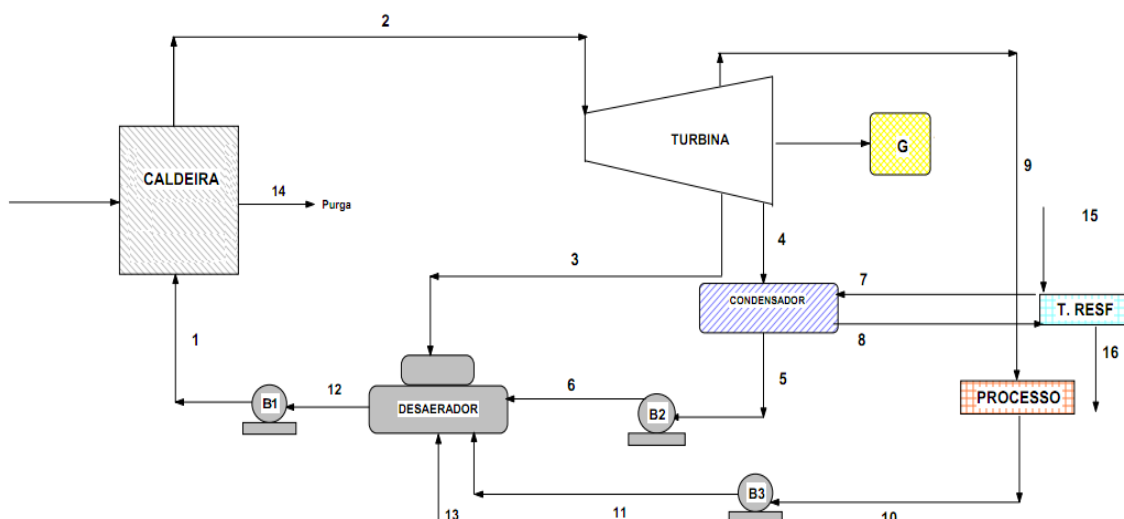


Figura 15. Unidade de cogeração convencional com ciclo a vapor (modelo EES).

O combustível, que neste trabalho é o bagaço da cana-de-açúcar, entra na caldeira juntamente com ar e sofre combustão. A energia dissipada é transferida para a água através dos bancos de tubos da caldeira com uma eficiência típica de 87% em relação ao PCI. A água é evaporada gerando vapor superaquecido e de alta pressão, que segue então para a turbina de extração-condensação.

Na turbina, o vapor é expandido até a região bifásica, no entanto ocorrem duas extrações intermediárias para fornecimento de vapor de baixa pressão (2,5 bar.a) para o processo industrial de produção de etanol e para o desaerador, que retira os gases não-condensáveis da água de alimentação da caldeira.

A vazão bifásica (aproximadamente 90 % mássico de vapor) que permaneceu na turbina até sua cauda segue para o condensador, onde todo vapor é condensado pela água de resfriamento, captada em rios e utilizada em torres de resfriamento. A parcela de vapor que foi para o processo retorna para o desaerador na forma líquida. A energia elétrica é gerada no gerador acoplado a turbina, representado pela letra G na Figura 15.

Dessa forma, a vazão líquida a jusante do condensador é bombeada para o desaerador e misturada com as outras correntes para ser reinserida na caldeira. Nota-se que há uma vazão de *make-up* de água no desaerador (corrente 13), pois existem perdas de 3% na purga da caldeira, aproximadamente 10% no vapor enviado ao processo e mais 3% na torre de resfriamento.

O processo descrito foi representado na Figura 5 através de um diagrama temperatura-entropia (T-S).

6.2 Regenerativo

Uma forma de aumentar o rendimento do ciclo Rankine é utilizar o vapor que está sendo expandido na turbina para pré-aquecer a água de alimentação da caldeira. Para isto, extrações intermediárias de vapor na turbina são destinadas aos aquecedores de mistura (tanques misturadores) ou trocadores de calor de superfície, conforme apresentado na Figura 16.

O cenário adotado para a simulação contempla um aquecimento de aproximadamente 70°C em relação ao ciclo Rankine Convencional. Neste último, a água alimentada à caldeira possui temperatura por volta de 110°C, enquanto que no Rankine Regenerativo a água entra na caldeira com temperatura de aproximadamente 180°C. Foram adotados três trocadores de calor para este objetivo, conforme mostrado na Figura 16.

O ganho de potência neste ciclo é representado pela área hachurada na Figura 17 e o aumento do título do vapor na cauda da turbina, pelo ponto 6.

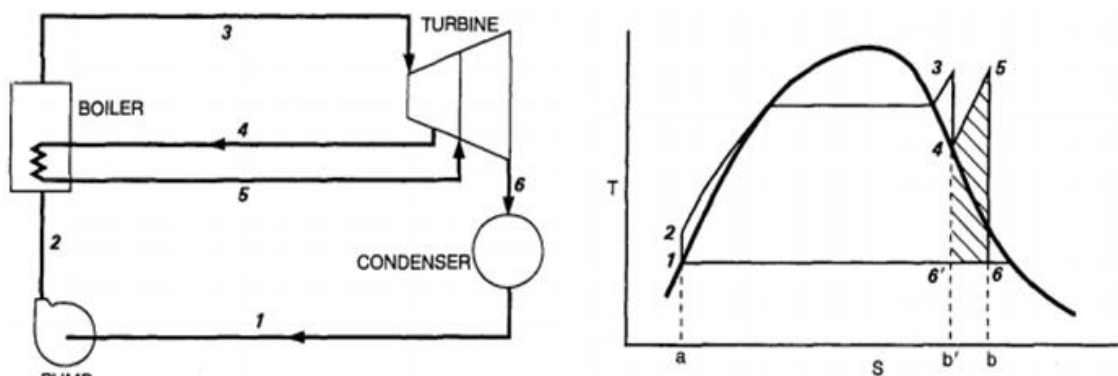


Figura 17. a) Esquema simplificado do ciclo Rankine com Reaquecimento b) representação do ciclo no diagrama temperatura x entropia (T-S)

No cenário adotado neste trabalho, a extração para reaquecimento ocorre a 15 bar.a e este vapor é reaquecido até atingir o mesmo nível entálpico que o vapor de alta pressão original. A Figura 18 representa o modelo utilizado na simulação no software EES.

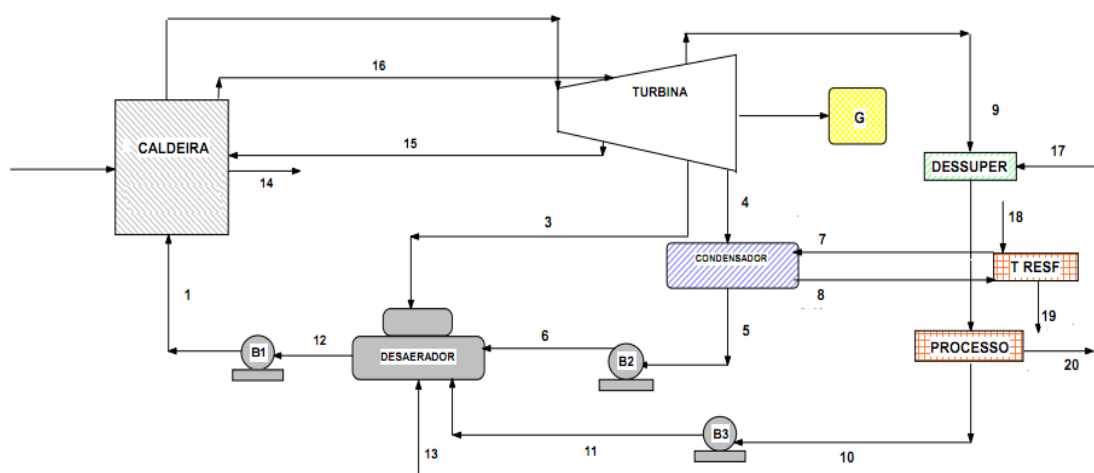


Figura 18. Unidade de cogeração com ciclo com Reaquecimento a vapor (modelo EES).

Verifica-se a presença de um dessuperaquecedor antes que a corrente de vapor 9 a 2,5 bar.a seja alimentada ao processo. Este equipamento é necessário para os cenários Reaquecimento e Final, pois o vapor encontra-se a uma temperatura elevada (acima de 240°C) devido ao reaquecimento na

caldeira e o processo utiliza basicamente o calor latente desse vapor a 127,4°C. Para isso, uma quantidade de água desmineralizada é misturada ao vapor e a corrente resultante torna-se saturada a 2,5 bar.a.

6.4 Final

O cenário Final acopla os conceitos de Regeneração e Reaquecimento, descritos anteriormente, no mesmo ciclo.

A Figura 19 representa o modelo utilizado na simulação no software EES

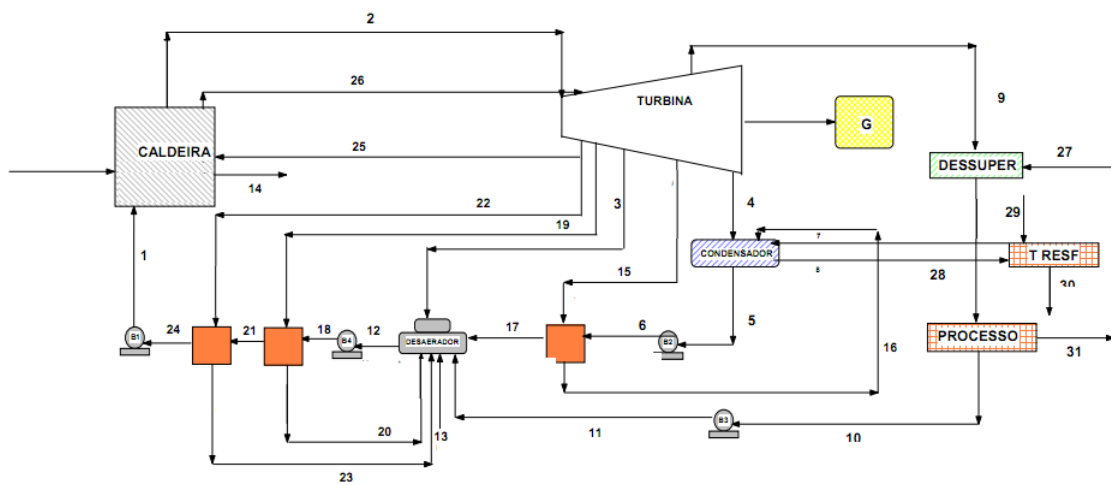


Figura 19. Unidade de cogeração com ciclo Regenerativo e com Reaquecimento (modelo EES).

7 RESULTADOS E DISCUSSÃO

7.1 Melhorias na unidade de cogeração

Os resultados obtidos na simulação dos cenários estão apresentados nas Tabela 12 e Tabela 13.

Tabela 12. Resultados para condição de operação de 480°C/67 bar.a

Parâmetros	Operação da caldeira 480°C / 67 bar.a			
	Cenários			
	Convencional	Regenerativo	Reaquecimento	Final
Vazão de bagaço a 50% umidade b.u. (ton/h)	64,82	64,82	64,82	64,82
Vazão de vapor gerada (ton/h)	139,47	155,66	124,66	138,60
Razão vapor/bagaço (ton vapor/ton bagaço)	2,15	2,40	1,92	2,14
Vazão de vapor para processo álcool (ton/h)	92,59	92,59	92,59	92,59
Energia elétrica gerada (MWh/safra)	118.795	124.147	124.407	129.212
Energia elétrica gerada específica (kWh/ton cana)	118,8	124,1	124,4	129,2
Energia térmica perdida na torre de resf. (kWh/safra)	96,91	89,36	92,38	86,64
Eficiência do ciclo (%)	66,9	67,8	72,6	73,4
Eficiência elétrica (%)	27,1	28,7	28,9	29,9

Tabela 13. Resultados para condição de operação de 520°C/100 bar.a

Operação da caldeira 520°C / 100 bar.a				
Parâmetros	Cenários			
	Convencio nal	Regenerati vo	Reaquecime nto	Final
Vazão de bagaço a 50% umidade b.u. (ton/h)	64,82	64,82	64,82	64,82
Vazão de vapor gerada (ton/h)	136,88	152,46	119,31	132,33
Razão vapor/bagaço (ton vapor/ton bagaço)	2,11	2,35	1,84	2,04
Vazão de vapor para processo álcool (ton/h)	92,59	92,59	92,59	92,59
Energia elétrica gerada (MWh/safra)	127.732	133.976	132.722	138.124
Energia elétrica gerada específica (kWh/ton cana)	127,7	134,0	132,7	138,1
Energia térmica perdida na torre de resf. (kWh/ton cana)	90,08	81,63	83,96	77,83
Eficiência do ciclo (%)	68,0	69,1	74,8	75,8
Eficiência elétrica (%)	29,1	30,3	30,5	31,5

Os resultados confirmam de maneira quantitativa as vantagens das modificações propostas ao sistema de cogeração. A comparação é realizada através de uma quantidade fixa de cana-de-açúcar que moída na usina (1 kg de cana gera 0,28 kg de bagaço).

Na Tabela 12, verifica-se que a utilização da Regeneração aumenta em 4,5% a energia elétrica gerada em relação ao cenário Convencional; e o Reaquecimento, 4,7%. O cenário Final, que acopla essas duas modificações, gera um adicional de 8,8% de energia elétrica. Em contrapartida, a energia térmica cedida ao meio ambiente na torre de resfriamento em relação ao cenário Convencional é reduzida em 7,8% na Regeneração, 4,7 % no Reaquecimento e 10,6% no cenário Final. Essas duas variáveis determinam o aumento da eficiência do ciclo.

Na Tabela 13, verifica-se que a utilização da Regeneração aumenta em 4,9 % a energia elétrica gerada em relação ao cenário Convencional; e o Reaquecimento, 3,9 %. O cenário final gera um adicional de 8,1% de energia

elétrica. Em contrapartida, a energia térmica cedida ao meio ambiente na torre de resfriamento é reduzida em 9,4% na Regeneração, 6,8 % no Reaquecimento e 13,6% no cenário Final em relação ao cenário Convencional.

Observa-se pelo Gráfico 10 que a quantidade de energia elétrica gerada é sempre maior nos cenários de 520°C/100 bar.a. As perdas de energia na torre de resfriamento também são menores conforme mostrado no Gráfico 11, isto ocorre pois em condições de operação mais elevadas o necessita-se de menos vapor no ciclo (menor perda de energia no condensador), já que este sai da caldeira com um conteúdo entálpico maior (vide Tabela 11 e Tabela 12).

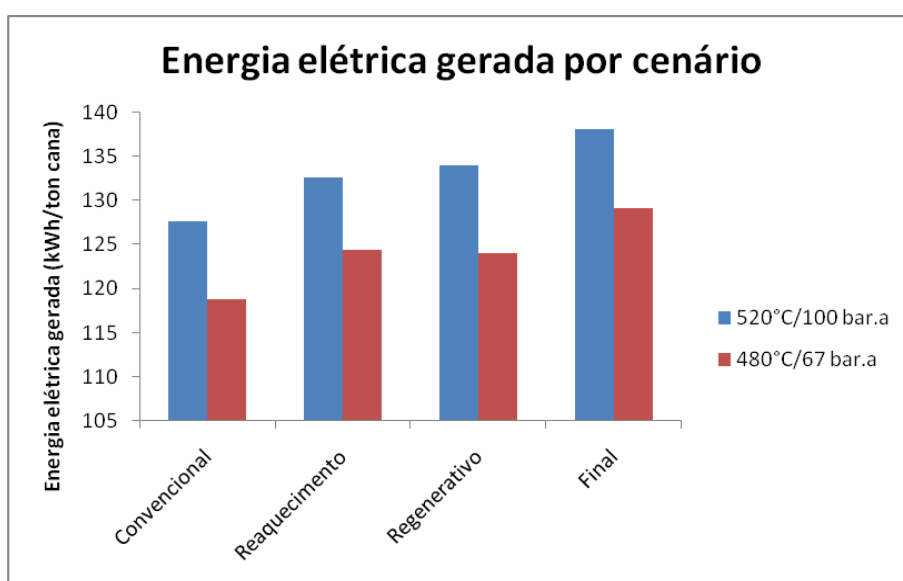


Gráfico 10. Energia elétrica gerada por cada cenário por tonelada de cana

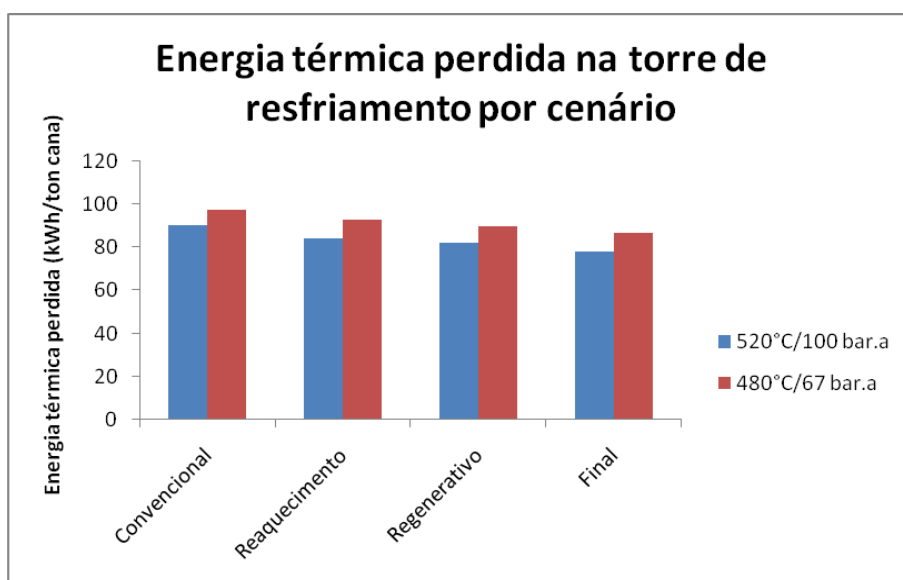


Gráfico 11. Energia térmica perdida na torre de resfriamento por tonelada de cana

Um índice importante para avaliação do ciclo termodinâmico é a sua eficiência global definida no item 4.3.1. Pelo Gráfico 12, verifica-se que as eficiências dos cenários melhorados são sempre melhores que a dos cenários convencionais para as duas condições de operação. Como já era esperado, as eficiências dos cenários a 520°C/100 bar.a são maiores que as dos cenários de 480°C/67 bar.a.

A eficiência global considera a energia térmica utilizada no vapor de processo e a energia elétrica gerada. Outra possibilidade de avaliação do ciclo seria quando a vazão de vapor extraída para processo fosse nula, ou seja, o sistema funcionaria como uma termelétrica, exclusivamente para geração de energia. Neste caso, a eficiência é bem menor (em torno de 30 %), pois a transformação de energia térmica para elétrica gera muitas irreversibilidades no sistema. Verifica-se também que o comportamento da eficiência elétrica é idêntico ao da eficiência global para os cenários estudados.

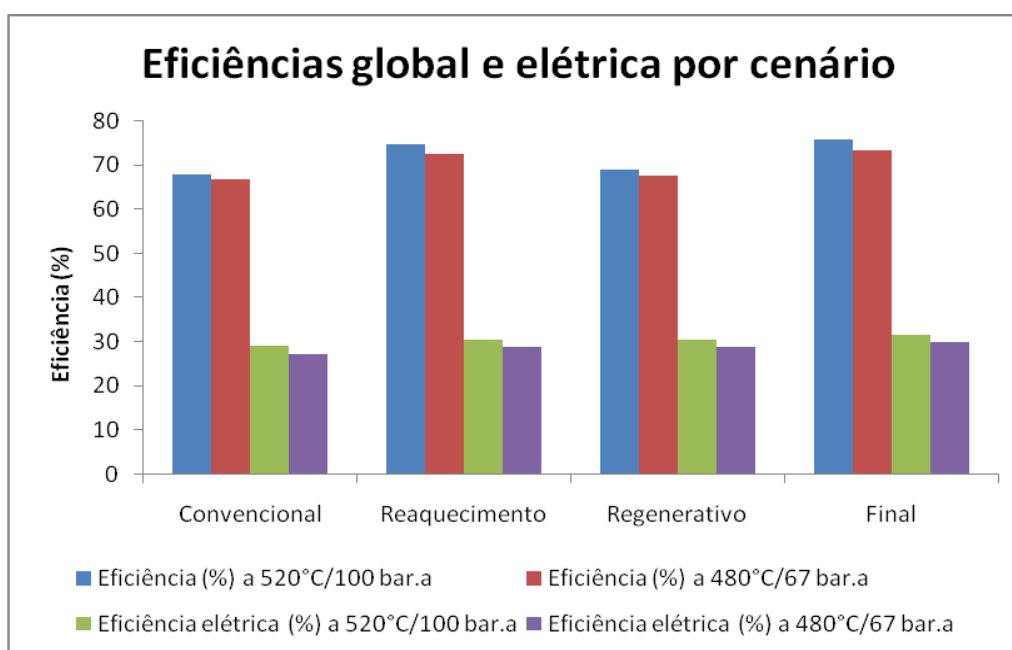


Gráfico 12. Eficiências do ciclo e elétrica por cenário

7.2 Avaliação de impactos ambientais

A avaliação de impactos ambientais dos cenários estudados foi feita com o software SimaPro 7.3. Escolheu-se o método *ReCiPe Midpoint (H) V1.04 / World ReCiPe*, devido a consonância das categorias ambientais nele disponíveis com a abordagem comparativa que se pretendeu dar para efeito de análise dos cenários definidos para o estudo.

O método conta com dezoito categorias de impacto em sua definição padrão; entretanto, para a apresentação dos resultados deste trabalho foram descartadas seis destas categorias, devido a baixa influência da categoria no perfil geral ou dada a não conformidade da categoria com os cenários estudados.

A categoria “Depleção de ozônio” apresentou uma ordem de grandeza muito inferior em relação às demais. A categoria “Mudança Climática” gerou resultados semelhantes para todos os cenários estudados e as categorias “Radiação Ionizante”, “Eutrofização Marinha”, “Ecotoxicidade Marinha” e “Ocupação do solo urbano” não trouxeram contribuições significativas ou que merecessem atenção para efeito da análise dos cenários em tela.

Desta forma, a análise contou com doze categorias de impacto: “Toxicidade Humana”, “Formação de Oxidante Fotoquímico”, “Formação de Material Particulado”, “Acidificação Terrestre”, “Eutrofização de Água Fresca”, “Ecotoxicidade Terrestre”, “Ecotoxicidade de Água Fresca”, “Ocupação do Solo Agrícola”, “Transformação de Solo Natural”, “Depleção de Água”, “Depleção de Metais” e “Depleção Fóssil”.

Como produto principal dos cenários, tomou-se a energia elétrica produzida pelo sistema de cogeração, uma vez que o foco principal deste estudo é avaliar os efeitos das proposições de ações de melhoria sobre o sistema de cogeração e a produção dos demais coprodutos do sistema se mantêm constante em todos os cenários.

Os cenários foram avaliados comparativamente com base na função “*produzir Energia Elétrica em sistema de cogeração e a partir de queima de bagaço*”. Nesses termos, as comparações entre cenários foram estabelecidas a partir de unidade funcional do tipo: “*Produzir de 1,0 kWh de Energia Elétrica em sistema de cogeração e a partir de queima de bagaço*”.

Compararam-se primeiramente os quatro cenários para a utilização de uma caldeira de 67 bar. A seguir, foram comparados os mesmos cenários para a utilização de uma caldeira de 100 bar. Por fim, tomaram-se os dois cenários de melhor desempenho técnico e ambiental os quais, por sua vez, foram avaliados em separado dos demais, ainda que, e mais uma vez, a partir de comparação direta tal como feito anteriormente. Os resultados decorrentes das reflexões e análises antes descritas passam a ser apresentados no item que segue.

7.2.1 Comparação de cenários – Caldeira de 67 bar

Conforme descrito no início deste capítulo, o cenário Convencional e os três cenários sob a ação de proposições de melhorias apresentaram desempenhos técnicos distintos. O desempenho ambiental comparativo desses cenários está descrito nas Tabela 14 e Tabela 15 e Gráfico 13.

Tabela 14. Comparação de desempenho ambiental em termos absolutos dos quatro cenários para utilização de caldeira de 67 bar.

Eletricidade Gerada a partir de bagaço de Cana (Caldeira de 67 bar)					
Categorias de Impacto	Unidades	Cenário Convencional	Cenário Regenerativo	Cenário Reaquecimento	Cenário Final
Toxicidade Humana	kg 1,4-DB eq	2,27E-02	2,23E-02	2,24E-02	2,21E-02
Formação de oxidante fotoquímico	kg NMVOC	2,28E-02	2,25E-02	2,26E-02	2,23E-02
Formação de particulado material	kg PM10 eq	3,75E-02	3,70E-02	3,71E-02	3,66E-02
Radiação ionizante	kg U235 eq	5,99E-03	5,90E-03	5,91E-03	5,87E-03
Acidificação terrestre	kg SO2 eq	9,36E-03	9,22E-03	9,25E-03	9,13E-03
Eutrofização de água fresca	kg P eq	1,24E-05	1,22E-05	1,23E-05	1,21E-05
Eutrofização marinha	kg N eq	5,02E-04	4,95E-04	4,96E-04	4,90E-04
Ecotoxicidade terrestre	kg 1,4-DB eq	1,31E-03	1,29E-03	1,30E-03	1,28E-03
Ecotoxicidade de água fresca	kg 1,4-DB eq	5,90E-04	5,82E-04	5,83E-04	5,77E-04
Ecotoxicidade marinha	kg 1,4-DB eq	3,37E-03	3,32E-03	3,33E-03	3,29E-03
Ocupação do solo para agricultura	m ² a	21544,47	21229,27	21292,10	21033,73
Ocupação urbana do solo	m ² a	4,17E-04	4,10E-04	4,11E-04	4,07E-04
Transformação do solo natural	m ²	2,17E-05	2,14E-05	2,14E-05	2,12E-05
Depleção da Água	m ³	5,12E-03	4,99E-03	5,01E-03	5,02E-03
Depleção dos metais	kg Fe eq	4,01E-03	3,95E-03	3,96E-03	3,92E-03
Depleção fóssil	kg oil eq	1,96E-02	1,93E-02	1,94E-02	1,92E-02

Tabela 15. Comparação de desempenho ambiental em termos relativos dos quatro cenários para utilização de caldeira de 67 bar.

Eletricidade Gerada a partir de bagaço de Cana (Caldeira de 67 bar)				
Categorias de Impacto	Cenário Convencional	Cenário Regenerativo	Cenário Reaquecimento	Cenário Final
Toxicidade Humana	100,00%	98,52%	98,80%	97,79%
Formação de oxidante fotoquímico	100,00%	98,54%	98,83%	97,63%
Formação de particulado material	100,00%	98,54%	98,83%	97,63%
Acidificação terrestre	100,00%	98,54%	98,83%	97,63%
Eutrofização de água fresca	100,00%	98,53%	98,79%	97,87%
Ecotoxicidade terrestre	100,00%	98,54%	98,83%	97,63%
Ecotoxicidade de água fresca	100,00%	98,51%	98,79%	97,72%
Ocupação do solo para agricultura	100,00%	98,54%	98,83%	97,63%
Transformação do solo natural	100,00%	98,50%	98,78%	97,71%
Depleção da Água	100,00%	97,32%	97,67%	97,95%
Depleção dos metais	100,00%	98,52%	98,80%	97,75%
Depleção fóssil	100,00%	98,53%	98,82%	97,69%

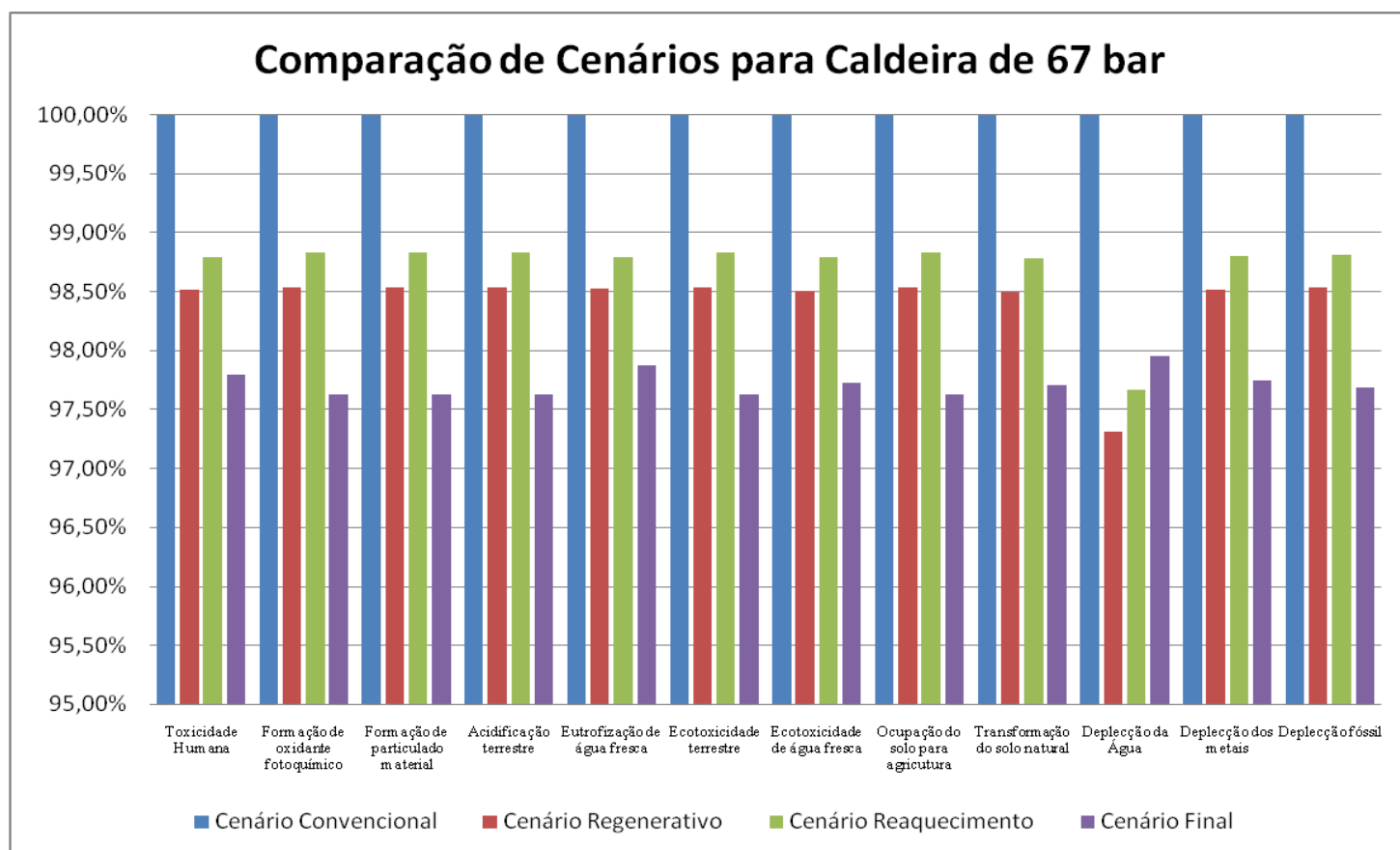


Gráfico 13: Comparação de desempenho ambiental em termos relativos dos quatro cenários para utilização de caldeira de 67 bar.

É possível observar que o cenário Final apresenta desempenho melhor em onze categorias de impacto, sendo inferior aos cenários Regenerativo e Reaquecimento somente quanto à “Depleção de Água”. Isto pode ser explicado devido à maior utilização de água tratada e desmineralizada no cenário final, combinação dos cenários de reaquecimento e regeneração.

O melhor desempenho nas demais categorias expressa o efeito da maior eficiência de produção energética, que leva à diluição dos impactos associados ao ciclo de vida da produção de energia elétrica a partir da queima de bagaço.

7.2.2 Comparação de Cenários – Caldeira de 100 bar

A mesma análise comparativa foi efetuada para os cenários Convencional e os três melhorados para a condição de utilização de uma caldeira de 100 bar. O desempenho ambiental comparativo entre esses cenários está descrito nas Tabelas 16 e 17 e no Gráfico 14.

Tabela 16: Comparação de desempenho ambiental em termos absolutos dos quatro cenários para utilização de caldeira de 100 bar.

Eletricidade Gerada a partir de bagaço de Cana (Caldeira de 100 bar)					
Categorias de Impacto	Unidades	Cenário Convencional	Cenário Regenerativo	Cenário Reaquecimento	Cenário Final
Toxicidade Humana	kg 1,4-DB eq	2,27E-02	2,23E-02	2,24E-02	2,21E-02
Formação de oxidante fotoquímico	kg NMVOC	2,28E-02	2,25E-02	2,26E-02	2,23E-02
Formação de particulado material	kg PM10 eq	3,75E-02	3,70E-02	3,71E-02	3,66E-02
Radiação ionizante	kg U235 eq	5,99E-03	5,90E-03	5,91E-03	5,87E-03
Acidificação terrestre	kg SO2 eq	9,36E-03	9,22E-03	9,25E-03	9,13E-03
Eutrofização de água fresca	kg P eq	1,24E-05	1,22E-05	1,23E-05	1,21E-05
Eutrofização marinha	kg N eq	5,02E-04	4,95E-04	4,96E-04	4,90E-04
Ecotoxicidade terrestre	kg 1,4-DB eq	1,31E-03	1,29E-03	1,30E-03	1,28E-03
Ecotoxicidade de água fresca	kg 1,4-DB eq	5,90E-04	5,82E-04	5,83E-04	5,77E-04
Ecotoxicidade marinha	kg 1,4-DB eq	3,37E-03	3,32E-03	3,33E-03	3,29E-03
Ocupação do solo para agricultura	m ² a	21544,47	21229,27	21292,10	21033,73
Ocupação urbana do solo	m ² a	4,17E-04	4,10E-04	4,11E-04	4,07E-04
Transformação do solo natural	m ²	2,17E-05	2,14E-05	2,14E-05	2,12E-05
Depleção da Água	m ³	5,12E-03	4,99E-03	5,01E-03	5,02E-03
Depleção dos metais	kg Fe eq	4,01E-03	3,95E-03	3,96E-03	3,92E-03
Depleção fóssil	kg oil eq	1,96E-02	1,93E-02	1,94E-02	1,92E-02

Tabela 17: Comparação de desempenho ambiental em termos relativos dos quatro cenários para utilização de caldeira de 100 bar.

Eletricidade Gerada a partir de bagaço de Cana (Caldeira de 100 bar)				
Categorias de Impacto	Cenário Convencional	Cenário Regenerativo	Cenário Reaquecimento	Cenário Final
Toxicidade Humana	100,00%	98,52%	98,80%	97,79%
Formação de oxidante fotoquímico	100,00%	98,54%	98,83%	97,63%
Formação de particulado material	100,00%	98,54%	98,83%	97,63%
Acidificação terrestre	100,00%	98,54%	98,83%	97,63%
Eutrofização de água fresca	100,00%	98,53%	98,79%	97,87%
Ecotoxicidade terrestre	100,00%	98,54%	98,83%	97,63%
Ecotoxicidade de água fresca	100,00%	98,51%	98,79%	97,72%
Ocupação do solo para agricultura	100,00%	98,54%	98,83%	97,63%
Transformação do solo natural	100,00%	98,50%	98,78%	97,71%
Depleção da Água	100,00%	97,32%	97,67%	97,95%
Depleção dos metais	100,00%	98,52%	98,80%	97,75%
Depleção fóssil	100,00%	98,53%	98,82%	97,69%

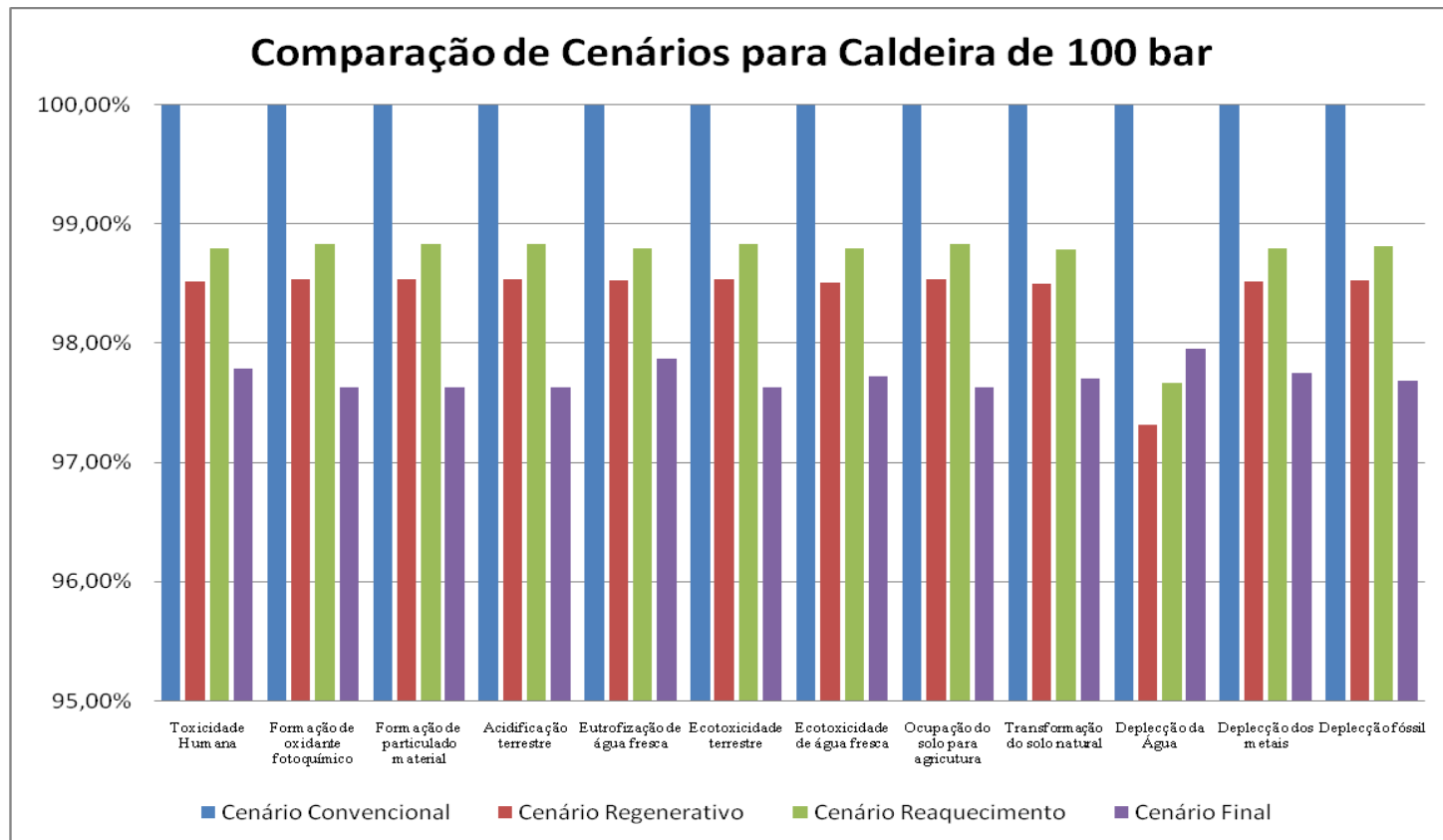


Gráfico 14: Comparação de desempenho ambiental em termos relativos dos quatro cenários para utilização de caldeira de 100 bar.

O mesmo resultado observado para a comparação de cenários com utilização de caldeira de 67 bar ocorreu para os cenários utilizando caldeiras de 100 bar.

Conforme é possível observar, o desempenho ambiental na grande maioria das categorias de impacto foi influenciado pelo aumento da produção de energia elétrica proporcionado pela realização das melhorias técnicas.

Quanto a Depleção de Água, o cenário Final apresenta maior impacto relativo aos cenários Regenerativo e Reaquecimento pelo mesmo motivo da situação de operação à 67 bar, ou seja, em decorrência da maior utilização de água tratada e desmineralizada.

7.2.3 Comparação de Cenários Finais

Uma vez verificado que os cenários Finais apresentam melhor desempenho ambiental na grande maioria das categorias estudadas, eles foram comparados para possibilitar a avaliação das influências da pressão e da temperatura de operação da caldeira com relação aos impactos ambientais.

Os resultados obtidos estão apresentados nas Tabelas 18 e 19 e no Gráfico 15.

Tabela 18: Comparação de desempenho ambiental em termos absolutos dos cenários finais para caldeira de 67 e 100 bar.

Eletricidade Gerada a partir de bagaço de Cana (Comparação de Cenários Finais)			
Categorias de Impacto	Unidades	Cenário Final - Caldeira de 67 bar	Cenário Final - Caldeira de 100 bar
Toxicidade Humana	kg 1,4-DB eq	2,26E-02	2,21E-02
Formação de oxidante fotoquímico	kg NMVOC	2,28E-02	2,23E-02
Formação de particulado material	kg PM10 eq	3,74E-02	3,66E-02
Radiação ionizante	kg U235 eq	5,99E-03	5,87E-03
Acidificação terrestre	kg SO2 eq	9,33E-03	9,13E-03
Eutrofização de água fresca	kg P eq	1,24E-05	1,21E-05
Eutrofização marinha	kg N eq	5,00E-04	4,90E-04
Ecotoxicidade terrestre	kg 1,4-DB eq	1,31E-03	1,28E-03
Ecotoxicidade de água fresca	kg 1,4-DB eq	5,89E-04	5,77E-04
Ecotoxicidade marinha	kg 1,4-DB eq	3,36E-03	3,29E-03
Ocupação do solo para agricultura	m ² a	21472,55	21033,73
Ocupação urbana do solo	m ² a	4,17E-04	4,07E-04
Transformação do solo natural	m ²	2,16E-05	2,12E-05
Depleção da Água	m ³	5,17E-03	5,02E-03
Depleção dos metais	kg Fe eq	4,00E-03	3,92E-03
Depleção fóssil	kg oil eq	1,96E-02	1,92E-02

Tabela 19: Comparação de desempenho ambiental em termos relativos dos cenários finais para caldeira de 67 e 100 bar.

Eletricidade Gerada a partir de bagaço de Cana (Comparação de Cenários Finais)		
Categorias de Impacto	Cenário Final - Caldeira de 67 bar	Cenário Final - Caldeira de 100 bar
Toxicidade Humana	100,00%	97,96%
Formação de oxidante fotoquímico	100,00%	97,96%
Formação de particulado material	100,00%	97,96%
Acidificação terrestre	100,00%	97,96%
Eutrofização de água fresca	100,00%	97,97%
Ecotoxicidade terrestre	100,00%	97,96%
Ecotoxicidade de água fresca	100,00%	97,94%
Ocupação do solo para agricultura	100,00%	97,96%
Transformação do solo natural	100,00%	97,93%
Depleção da Água	100,00%	97,07%
Depleção dos metais	100,00%	97,95%
Depleção fóssil	100,00%	97,96%

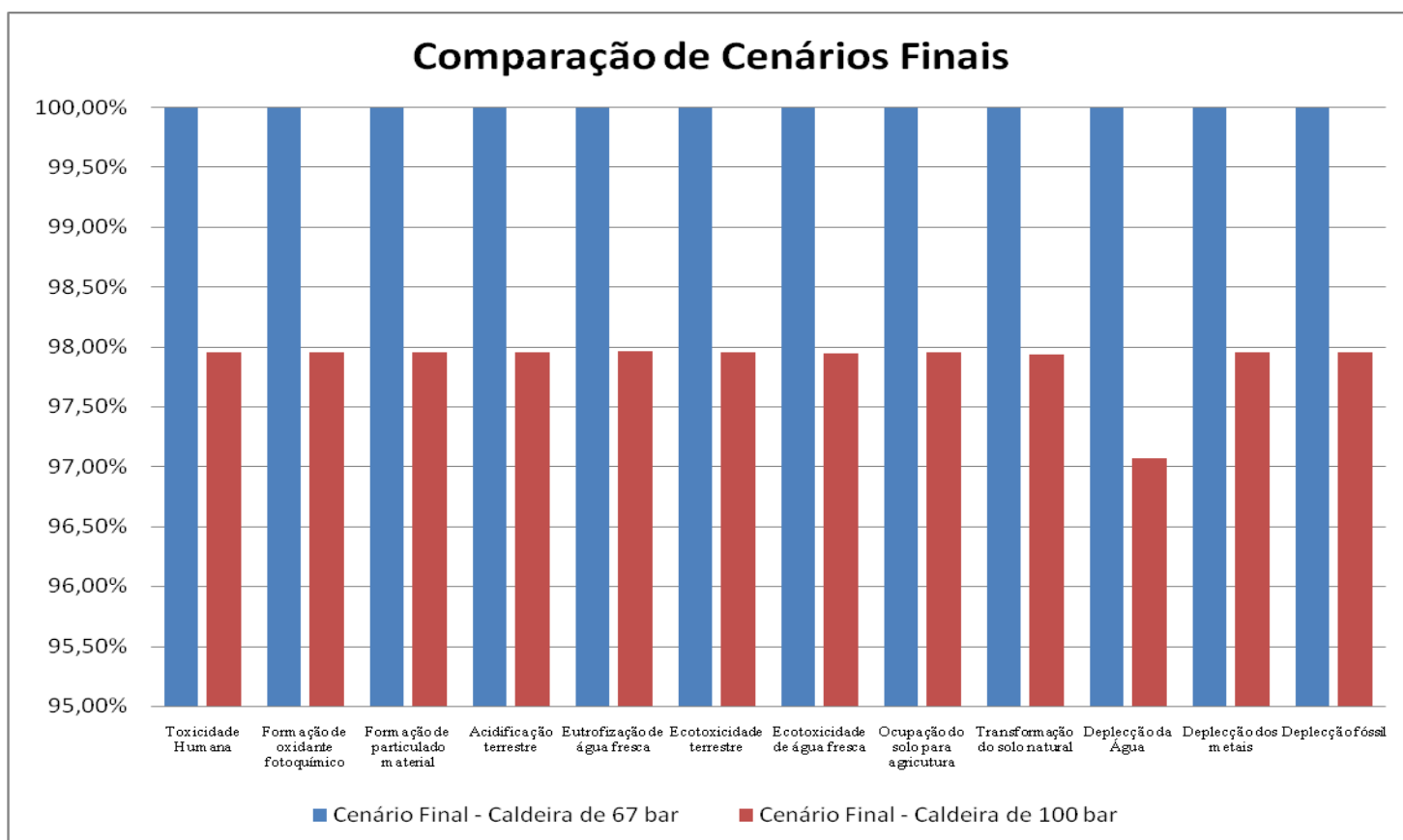


Gráfico 15: Comparação de desempenho ambiental em termos relativos dos cenários finais para caldeira de 67 e 100 bar.

A avaliação dos resultados apresentados nos permite observar que a operação em caldeiras de maior pressão, como o caso da de 100 bar, é refletida em benefícios como a redução do perfil de impactos ambientais, principalmente na diminuição considerável da “Depleção da Água”.

Esta observação reforça a avaliação da melhoria de desempenho técnico que verificou o aumento considerável da produção de energia elétrica para a aplicação das ações propostas.

7.2.4 Descrição aprofundada dos impactos comuns a todos os cenários

Como se pode observar, a principal diferença entre os impactos observados para os cenários comparados são relativos à diferença de eficiência técnica e ao consumo de água, conforme explicado anteriormente. Sendo assim, para descrever os impactos comuns a todos os cenários iremos utilizar os resultados obtidos para o cenário convencional e caldeira de 67 bar.

O maior responsável pelos impactos absolutos observados é a etapa agrícola de produção de cana-de-açúcar.

Em matéria de *Toxicidade Humana*, 96,6% dos impactos são associados à etapa agrícola principalmente com relação à contaminação do solo, da água e do ar com metais e metais pesados, entre eles manganês, cádmio, zinco, íon arsênico, selênio e mercúrio devido aos diversos processos agrícolas.

A *Formação de Oxidantes Fotoquímicos* tem participação de 98,3% da etapa agrícola de produção de cana e 2,5% na produção de eletricidade por meio de queima de bagaço. A liberação de compostos orgânicos exceto metano e monóxido de carbono são as principais fontes de impacto.

Cerca de 98% da *Formação de Material Particulado* é originária da emissão de partículas com até 2,5 micrometros, dióxido sulfúrico e amônia na etapa agrícola. Dos 2% restantes grande parte está associada à emissão de partículas com até 10 micrometros durante a queima de bagaço na unidade de cogeração.

A etapa agrícola também contribui com 97,4% dos impactos associados de *Acidificação Terrestre*, sendo o dióxido sulfúrico, a amônia e os óxidos de nitrogênio as principais substâncias causadoras desses impactos.

No que se refere à *Eutrofização de Água Fresca*, a produção de cana-de-açúcar tem cerca de 96% da carga ambiental atribuída a si. Do restante, grande parte é atribuída a produção e tratamento de água para utilização no processo de produção de etanol anidro e na unidade de cogeração.

A *Ecotoxicidade Terrestre* é atribuída quase em sua totalidade à etapa agrícola, sendo os agrotóxicos “Carbofuran” e “Diuron” os maiores responsáveis por estes impactos. Para a *Ecotoxicidade de Água Fresca*, observa-se o mesmo perfil de impactos também associados ao uso destes defensivos agrícolas e também a liberação de cobre no solo e níquel e fósforo na água.

A *Ocupação do Solo para Agricultura* é resultado direto da etapa agrícola, não possuindo aportes significativos de nenhum outro processo. Já no que se refere a *Transformação do Solo Natural*, apesar da contribuição da etapa agrícola ser significativa (95,3%), o uso de água tratada também tem impactos consideráveis atribuídos a si, 2,7%.

Este processo de uso de água tratada, para o processo de produção de etanol anidro e para alimentação da unidade de cogeração, possui grande parte dos impactos de *Depleção de Água*, mais de 90%, sendo a maior parte do restante atribuída ao cultivo de cana.

Tanto para *Depleção de Metais* quanto para a *Depleção de Recursos Fósseis*, mais uma vez a etapa agrícola tem participação superior a 94% no primeiro caso e 97% no segundo. O restante é associado principalmente a produção de aço para diversos usos na Usina e no sistema de cogeração, primeiro caso, e ao uso de óleo cru, gás natural, carvão e outros derivados de petróleo direta e indiretamente associados ao ciclo de vida do produto estudado.

7.2.5 Comparação com a Matriz de Energia Elétrica Brasileira

Este trabalho tem como principal objetivo estudar possibilidades de melhorias no sistema de cogeração de usinas de produção de etanol. Foram estudadas possibilidades de melhorias técnicas e o perfil ambiental desses cenários.

Desta forma, chegou-se a um cenário que apresentou um desempenho técnico e ambiental superior ao cenário denominado Convencional, que serviu como base para a proposição de ações de melhoria.

A produção de energia elétrica devido à queima de bagaço representou 3,4% do total de energia elétrica da matriz brasileira no ano de 2009, segundo o Balanço Energético Nacional de 2010. Neste contexto, pode-se comparar a geração de energia elétrica a partir da queima de bagaço com a matriz elétrica brasileira como um todo, descrita no item 6.2.2. A comparação será realizada em relação ao cenário de cogeração que apresentou os melhores resultados em termos de eficiência térmica e ambiental, ou seja, o cenário Final que opera a caldeira de 100bar. Os resultados obtidos estão apresentados nas Tabelas 20 e 21 e no Gráfico 16.

Tabela 20: Comparação de desempenho ambiental em termos absolutos do cenário Final com caldeira de 100 bar e a matriz elétrica brasileira (BEN2010).

Comparação da Produção de Energia Elétrica por queima de bagaço e Matriz Elétrica Brasileira (BEN 2010)			
Categorias de Impacto	Unidades	Produção de Eletricidade por Queima de Bagaço	Produção de Eletricidade - Mix Brasileiro (BEN 2010)
Toxicidade Humana	kg 1,4-DB eq	2,21E-02	1,19E-02
Formação de oxidante fotoquímico	kg NMVOC	2,23E-02	2,81E-04
Formação de particulado material	kg PM10 eq	3,66E-02	1,10E-04
Acidificação terrestre	kg U235 eq	9,13E-03	3,49E-04
Eutrofização de água fresca	kg SO2 eq	1,21E-05	9,33E-06
Ecotoxicidade terrestre	kg P eq	1,28E-03	4,68E-05
Ecotoxicidade de água fresca	kg N eq	5,77E-04	2,28E-04
Ocupação do solo para agricultura	kg 1,4-DB eq	21033,73	7,31E-03
Transformação do solo natural	kg 1,4-DB eq	2,12E-05	2,12E-04
Depleção da Água	kg 1,4-DB eq	5,02E-03	4,79E-04
Depleção dos metais	m²a	3,92E-03	2,22E-03
Depleção fóssil	m²a	1,92E-02	2,04E-02

Tabela 21: Comparação de desempenho ambiental em termos relativos do cenário final para caldeira de 100 e a matriz elétrica brasileira (BEN2010).

Comparação da Produção de Energia Elétrica por queima de bagaço e Matriz Elétrica Brasileira (BEN 2010)		
Categorias de Impacto	Produção de Eletricidade por Queima de Bagaço	Produção de Eletricidade - Mix Brasileiro (BEN 2010)
Toxicidade Humana	100,00%	53,94%
Formação de oxidante fotoquímico	100,00%	1,26%
Formação de particulado material	100,00%	0,30%
Acidificação terrestre	100,00%	3,82%
Eutrofização de água fresca	100,00%	76,76%
Ecotoxicidade terrestre	100,00%	3,65%
Ecotoxicidade de água fresca	100,00%	39,45%
Ocupação do solo para agricultura	100,00%	0,00%
Transformação do solo natural	10,00%	100,00%
Depleção da Água	100,00%	9,55%
Depleção dos metais	100,00%	56,71%
Depleção fóssil	93,83%	100,00%

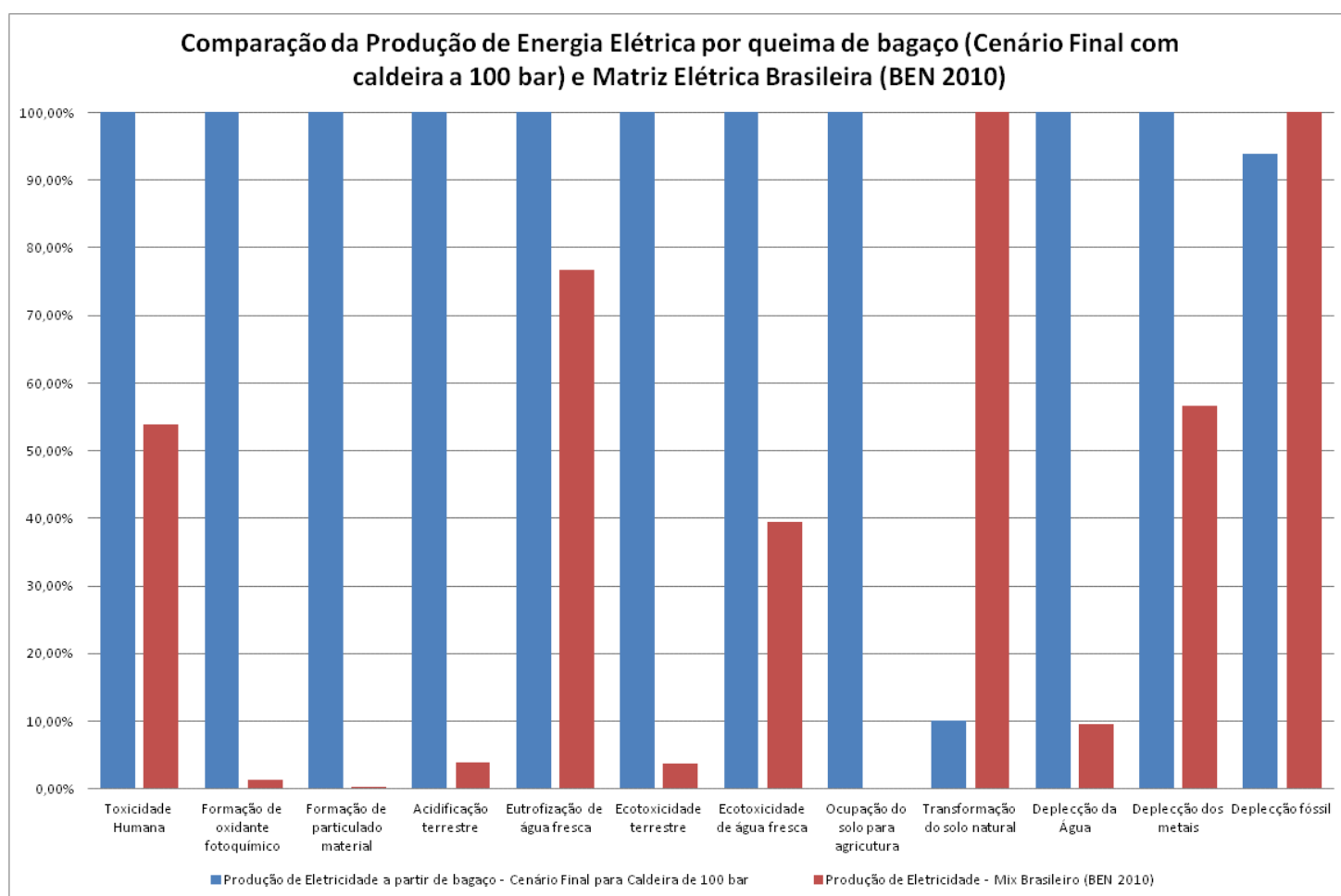


Gráfico 16: Comparação de desempenho ambiental em termos relativos do cenário final para caldeira de 100 e a matriz elétrica brasileira (BEN2010).

Conforme se pode observar nos resultados apresentados, a maioria das categorias de impacto apresenta resultados negativos com relação à produção de energia elétrica a partir da queima de bagaço de cana-de-açúcar comparativamente à energia gerada pela matriz energética brasileira.

A *Toxicidade Humana* apresenta 47% a mais de impactos na cogeração, isto se deve principalmente ao descarte de resíduos associados às diversas etapas do ciclo de vida da produção de energia elétrica por queima de bagaço de cana. Esses impactos são de menor grandeza para o mix energético devido à contribuição significativa de fontes de energia que não envolvem o descarte e a liberação de metais no meio.

Quanto a *Formação de Oxidantes Fotoquímicos*, *Formação de Materiais Particulados* e *Acidificação Terrestre*, a diferença é muito superior. O mix energético nacional aporta apenas 1,3% para o primeiro caso, 0,3% para o segundo e 3,8% para o terceiro com relação à produção de energia por

cogeração. Essa diferença significativa está associada às emissões ocorridas durante a etapa agrícola de produção de cana-de-açúcar e a etapa de queima na unidade de cogeração.

De maneira mais equilibrada, a *Eutrofização de Água Fresca*, a *Ecotoxicidade de Água Fresca* e a *Depleção de Metais* apresentam 76,8%, 39,4% e 56,7% de impactos associados ao mix energético com relação à unidade de cogeração.

A influência da etapa agrícola da produção de cana-de-açúcar no desempenho ambiental da energia elétrica mostra-se muito importante nas categorias de *Ecotoxicidade Terrestre* e *Uso do Solo para Agricultura*. Para o primeiro, o impacto do mix comparado com a unidade de cogeração é de apenas 3,7%, sendo aproximadamente nulo para o segundo.

Esses resultados mostram a pouca influência das atividades agrícolas sobre a matriz energética nacional, composta em maioridade pela geração de energia hidroelétrica (85%).

Por este mesmo motivo, o desempenho ambiental na categoria de *Transformação do Solo Natural* foi melhor para o cenário de cogeração de energia. A quantidade de solo transformada para atender as principais fontes de energia elétrica da matriz brasileira é 90% superior a utilizada no cultivo de cana-de-açúcar.

A *Depleção de Água* é mais afetada pela produção de energia pela unidade de cogeração, cenário simulado neste trabalho. O impacto do Mix nacional sobre esta categoria é inferior a 10%. A utilização de água diretamente no processo de produção de etanol anidro e na unidade de cogeração são os maiores responsáveis por essa influência.

Um ponto de destaque é que a *Depleção de Recursos Fósseis* não apresentou significativas variações entre os dois cenários comparados, variação inferior a 10%. Este fato relaciona-se novamente a característica da matriz energética brasileira de utilização de recursos renováveis, por exemplo: hidroeletricidade, energia eólica e queima de biomassa, como apresentado neste trabalho.

Com esta análise verificou-se que a Matriz Energética Brasileira apresenta uma solução mais diversificada e, de maneira geral, com aportes menores ao meio ambiente comparada à adoção da queima de biomassa,

neste caso bagaço de cana-de-açúcar em unidade de cogeração de usinas autônomas no Estado de São Paulo.

8 CONCLUSÕES

A energia elétrica proveniente de processos de cogeração que utilizam biomassa como combustível já é responsável por mais de 5% da matriz energética brasileira. Em 2010, o bagaço de cana-de-açúcar foi responsável por 3,4% de toda energia gerada no país, correspondente a 18,5 TWh – dos quais 9,7 TWh foram consumidos pelo setor em si, e os demais, 8,8 TWh destinaram-se a abastecer a matriz energética nacional. Além disso, a partir de 2017, o governo de São Paulo comprometeu-se em extinguir totalmente a queima da cana no estado, dessa forma existirá uma quantidade ainda maior de biomassa disponível para cogeração.

Atualmente, grande parte das usinas já considera a energia elétrica cogerada como um produto, assim como açúcar e o álcool. A ÚNICA (União das Indústrias de Cana-de-Açúcar) estima que em 2021 a potência instalada seja de 13.200 MW, o que corresponde ao triplo da potência que será suprida pela hidrelétrica de Belo Monte. Neste contexto, ações de melhorias no processo de cogeração são de grande importância e interesse para as usinas e para o desenvolvimento do país, já que ao mesmo tempo em que as usinas aumentam sua rentabilidade, parte da demanda de energia elétrica brasileira é atendida por esta fonte renovável.

As ações de melhoria propostas foram três: reaquecimento, regeneração e aumento das condições de operação da caldeira (aumento da pressão e da temperatura). Para ambas as condições de operação da caldeira (480°C/67 bar.a e 520°C/100 bar.a), foram criados quatro cenários, sendo um base, um com o conceito da regeneração, outro com o reaquecimento e por último as duas configurações acopladas.

Os resultados obtidos revelam o ganho na eficiência do ciclo e na quantidade de energia elétrica gerada nos cenários de melhoria em relação ao cenário Convencional. As conclusões tomadas com base na simulação de melhorias no ciclo são as seguintes:

- Quanto maior o nível entálpico do vapor na saída da caldeira, mais energia será extraída do mesmo no turbogerador, sendo assim, temperaturas e pressões de operação mais altas são desejadas;

- As configurações com regeneração e reaquecimento também aumentam a eficiência do ciclo. São modificações relativamente simples, mas que juntas aumentaram 8,8 e 8,1% no total de energia elétrica gerada comparando-se os cenários Final e Convencional das condições de operação de 480°C/67 bar.a e 520°C/100 bar.a, respectivamente.

Os conceitos de regeneração e reaquecimento são amplamente utilizados em instalações de maior porte como petroquímicas, termelétricas, siderúrgicas, entre outras. O setor sucroalcooleiro no Brasil passa por uma fase de desenvolvimento, em que grandes grupos estão se fortalecendo através da construção de novas unidades e incorporação daquelas de menor porte e defasadas tecnologicamente. Dessa forma, espera-se que os ciclos de cogeração sejam gradativamente aperfeiçoados e apresentem características semelhantes às propostas neste trabalho.

A avaliação de ordem ambiental dos impactos relativos a mudanças no processo de cogeração foi de grande importância para corroborar com o estudo das melhorias propostas e alertar para pontos críticos merecedores de atenção.

A partir dos resultados do estudo é possível verificar a importância das ações de melhoria de eficiência técnica sobre os impactos ambientais relacionados aos cenários estudados. O consumo sustentável dos recursos naturais está diretamente relacionado à utilização mais eficiente dos mesmos por meio de processos cada vez mais sofisticados e com ações de melhoria constantes.

Desta forma, verifica-se que as ações de melhoria sobre o processo se refletem em melhorias para os perfis de modo geral.

9 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

As proposições de melhorias na unidade de cogeração realizadas neste trabalho foram determinadas de modo empírico. Sendo assim, recomendamos que sejam utilizadas ferramentas de otimização do desempenho técnico, econômico e ambiental dos parâmetros na unidade de cogeração, possibilitando a uma análise de viabilidade mais ampla. Algumas variáveis sugeridas para otimização são:

- Pressões de extrações ótimas e número de trocadores para regeneração. Existem estudos que apontam que incrementos significativos de eficiência ocorrem até um máximo de oito trocadores;
- Pressão de extração para o reaquecimento;
- Incremento entálpico no reaquecimento, ou seja, determinar qual a temperatura viável e ótima para reaquecer o vapor na caldeira;
- Pressão do vapor exausto na calda da turbina. Analisar também o custo de ejetores e a quantidade de vapor requerida para gerar a pressão necessária nos últimos estágios da turbina;
- Temperatura de alimentação da água da caldeira. Encontrar qual o limite para a temperatura dessa água, pois quanto mais quente, mais eficiente torna-se o ciclo;

Para esta otimização, seriam necessários levantamentos de preços, dados de capacidades e condições máximas e/ou mínimas de operação, tecnologias disponíveis, perfis ambientais permitidos, entre outros. Isto é necessário para a definição das restrições do problema.

O bagaço gerado na produção de etanol apresenta umidade típica de 50% em base úmida. Esta grande umidade impacta no poder calorífico e na eficiência de sua combustão, dessa forma, seria interessante acoplar à unidade

de cogeração um sistema de secagem. Neste processo, poder-se-ia avaliar a viabilidade de utilizar os gases de exaustão da caldeira (aproximadamente 150°C) para efetuar a secagem. O bagaço mais seco possibilita estocagem mais eficiente, mantendo a integridade da biomassa por mais tempo e ocupando menos espaço.

Para possibilitar uma avaliação de impactos ambientais com maior robustez e a ação específica em sobre problemas identificados com esta análise, recomenda-se que a etapa de coleta de dados seja efetuada com base em um caso real.

Este procedimento não é simples e exige um esforço considerável para coletar dados que caracterizem o funcionamento real da planta e não uma condição momentânea. Outra dificuldade é obter a autorização da usina para realização do estudo e publicação dos resultados. Neste sentido, recomenda-se firmar uma parceria com uma unidade produtora que tenha a intenção de se beneficiar dos resultados do estudo, aumentando a integração entre as partes envolvidas.

Para simular o funcionamento da produção de etanol anidro e da unidade de cogeração, recomenda-se também estruturar um modelo do processo com maiores detalhes para as outras unidades além da cogeração, possibilitando a sugestão de outras ações de melhoria.

O estudo comparativo entre a produção de energia elétrica no sistema de cogeração de uma Usina Autônoma e a Matriz Energética Brasileira pode ser aprofundado, buscando avaliar melhor as diferenças e contribuições potenciais que a substituição de parte das fontes energéticas típicas brasileiras pela queima de biomassa.

10 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] THE EUROPEAN PARLIAMENT AND COUNCIL OF EUROPEAN UNION. **Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing. Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.** 2009;
- [2] BRASIL. **Resenha Energética Brasileira (Ministério de Minas e Energia).** Exercício de 2010 (Preliminar), Maio de 2011;
- [3] ÚNICA - União da Indústria de cana-de-açúcar. **www.unica.com.br**, acessado em 14/11/2011;
- [4] BRASIL. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Secretaria de Produção e Agroenergia. **Açúcar e Álcool no Brasil.** 2007;
- [5] LINS, C; SAAVEDRA, R.; **Relatório do Setor Sucroalcooleiro.** Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável. 2007;
- [6] Jeffrey Goettemoeller e Adrian Goettemoeller; **Sustainable Ethanol.** 2007;
- [7] Richard Freudenberger; **A guide to small-scale ethanol – Alcohol Fuel, Making and using ethanol as a renewable fuel.** 2009;
- [8] Luís Augusto Barbosa Cortez; **Bioetanol de cana-de-açúcar – P&D para Produtividade e Sustentabilidade.** 2010;
- [9] Goldemberg, J.; Coelho, S. T.; Guardabassi, P. M.; **The sustentability of ethanol production from sugarcane.** Energy Policy, v36, p. 2086-2097. ELSEVIER, 2008.
- [10] BALESTIERI, L. A. P. **Cogeração – Geração Combinada de Eletricidade e de Calor.** Florianópolis. Editora UFSC, 2001;

- [11] GOMAZAKO, M. S.; OLIVEIRA, C. J. **Geração de Bagaço e Cogeração de Energia Elétrica na Indústria Sucroalcooleira**. V Workshop Internacional Brasil-Japão em Biocombustíveis, Meio Ambiente e Biomassa. Campinas-SP. Unicamp, 2007;
- [12] SELF ENERGY. **Co-geração**. 2008.www.selfenergy.eu, acessado em 15/11/2011;
- [13] CAMARGO, A. de C.; USHIMA, A. H.; RIBEIRO, A. M. M.; PAIVA, M. E.; SANTOS, N. E. **Conservação de Energia na Indústria do Açúcar e do Alcool**. Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT), São Paulo, 1990;
- [14] NEOENERGIA. www.neoenergia.com/section/historico-setor-eletrico.asp, acessado em 02/09/2011;
- [15] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Resenha Energética Brasileira**. 2010, pg 8-9;
- [16] BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **Ampliação da produção de etanol e cogeração de energia**. 2003;
- [17] CTC - Centro de Tecnologia Canavieira. www.ctcanavieira.com.br, acessado em 15/11/2011;
- [18] IEL - Instituto Euvaldo Lodi. **Alcool combustível**. Série Indústria em Perspectiva. Brasília, 2008;
- [19] NESS, H.C. Van. **Introdução à Termodinâmica da Engenharia Química**. The McGraw-Hill Companies, Inc., 7ª Ed., 2007, pg 216-223;
- [20] PELLEGRINI, L. F.; OLIVEIRA, J. S; BURBANO, J. C. **Supercritical steam cycles and biomass integrated gasification combined cycles for sugarcane mills**. 2009;

- [21] IDEA News Cana & Indústria. 2012. Ano 11, nº 140.
- [22] CHEHEBE, J. R. B. **Análise do Ciclo de Vida de Produtos - Ferramenta Gerencial da ISO 14000**. 1997;
- [23] ABNT – Brazilian Association of Technical Standards. **NBR ISO 14040 - Gestão ambiental - Princípios e estrutura**. 2009. 27 p;
- [24] ABNT – Brazilian Association of Technical Standards. **NBR 14044 - Gestão ambiental - Requisitos e orientações**. 2009. 52 p;
- [25] KULAY, L. A. **Curso de Especialização em Gestão e Tecnologias Ambientais, Avaliação do Ciclo de Vida em Produtos**. 2008;
- [26] **Life Cycle Assessment: Principles and Practice**, Scientific Applications International Corporation (SAIC) 2006;
- [27] Life Cycle Management: How business uses it to decrease footprint, create opportunities and make value chains more sustainable, UNEP/SETAC 2009;
- [28] SimaPro 7 – versão 7.3.2 - PreConsultants® - The Netherlands (2011);
- [29] CONAB – Companhia Nacional de Abastecimento. **Relatório Anual**, 2009;
- [30] MACEDO, I (Org.). **A Energia da Cana de Açúcar**. ÚNICA. São Paulo, 2005;
- [31] Revista Agrianual. <http://www.agrianual.com.br/>, acessado em 15/01/2012;
- [32] IEA – Instituto de Economia Agrícola. <http://www.iea.sp.gov.br>, acessado em 25/01/2012;
- [33] PRADO, T. **Externalidades do Ciclo Produtivo da Cana de Açúcar com Ênfase na Produção de Energia Elétrica**. Dissertação de Mestrado,

Universidade de São Paulo, 2007;

[34] OMETTO, A. R. **Avaliação do Ciclo de Vida do Álcool Etílico Hidratado Combustível pelos Métodos Edip, Exergia e Emergia**. Dissertação de Doutorado, Universidade de São Paulo, 2005;

[35] Portal do Agronegócio. <http://www.portaldoagronegocio.com.br/>, acessado em 22/03/2012;

[36] Grupo Fertipar. <http://www.fertipar.com.br/>, acessado em 20/01/2012;

[37] The Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation Model, 2012.

ANEXO I – Equacionamento dos cenários Convencional e Final

UNIDADE DE COGERAÇÃO: CENÁRIO CONVENCIONAL

$M_{cana} = \text{Safra}_{cana}/t_{safra}$ "Determinação da vazão diária de cana na usina (considerou-se uma safra de 180 dias)"
 $M_{bagaço} = 0,28 * M_{cana} * 1000 / 24$ "Determinação da vazão horária de bagaço alimentado à caldeira (considerou-se operação 24h/dia)"

$Razão1 = M_{vapor} / M_{bagaço}$ "Índice de geração de vapor a partir da queima de bagaço"

"CALDEIRA"

$P[1] = 1,20 * P_{caldeira}$ "Sobrepessão 20% para a água de alimentação da caldeira em relação a pressão de saída da mesma"
 $P[2] = P_{caldeira}$ "Pressão do vapor de saída da caldeira é igual a de operação da mesma"

$H[2] = \text{enthalpy}(\text{water}; T=T[2]; P=P[2])$ "Entalpia do vapor superaquecido na saída da caldeira"
 $Pot_{fornecida} = M_{bagaço} * PCI_{50\%bu} * \eta_{c}$ "Potência efetiva fornecida para evaporação da água na caldeira (considerou-se eficiência de 87,7% na caldeira)"

$M_{vapor} + M_{purga} = Pot_{fornecida} / (H[2] - H[1])$ "Balanço de entalpia na caldeira"
 $M_{purga} = 0,03 * M_{vapor}$ "Determinação da vazão de purga (3% do vapor gerado)"
 $M_{agua} = M_{vapor} + M_{purga}$ "Balanço de massa de água na caldeira"

$P[14] = P_{caldeira}$ "Pressão da corrente de purga é igual a pressão do vapor na saída da caldeira"
 $T[14] = T[2]$ "Temperatura da corrente de purga é igual a temperatura de saída do vapor da caldeira"
 $H[14] = H[2]$ "Entalpia da corrente de purga é igual a entalpia de saída do vapor da caldeira"

$S[1] = \text{entropy}(\text{water}; T=T[1]; P=P[1])$ "Entropia da água de alimentação da caldeira"
 $S[14] = \text{entropy}(\text{water}; T=T[14]; P=P[14])$ "Entropia da purga da caldeira"

"TURBINA"

"EXTRAÇÃO PARA DESAERADOR"

$S[2] = \text{entropy}(\text{water}; T=T[2]; P=P[2])$ "Entropia do vapor superaquecido que entra na turbina"
 $S3_{iso} = S[2]$ "Situação ideal: expansão isentrópica até a pressão de extração"
 $P[3] = 2,5$ "Pressão de extração para o desaerador"
 $H3_{iso} = \text{enthalpy}(\text{water}; S=S3_{iso}; P=P[3])$ "Entalpia da corrente de extração para condição ideal de expansão isentrópica"
 $\eta_{t} = (H[2] - H[3]) / (H[2] - H3_{iso})$ "Determinação da entalpia real do vapor extraído para o desaerador através da eficiencia isentrópica"
 $T[3] = \text{temperature}(\text{water}; H=H[3]; P=P[3])$ "Temperatura do vapor extraído para o desaerador"
 $S[3] = \text{entropy}(\text{water}; T=T[3]; P=P[3])$ "Entropia do vapor extraído para o desaerador"

"EXTRAÇÃO PARA PROCESSO DE PRODUÇÃO DE ETANOL"

M_Processo = Vspecifico_Processo*(M_cana/24) processo à 2,5 bar absoluto"	"Vazão de vapor requerida pelo processo"
P[9]=P[3] processo é igual a pressão do vapor para desaerador"	"Pressão da corrente de vapor para processo"
T[9]=T[3] para processo é igual a temperatura do vapor para desaerador"	"Temperatura da corrente de vapor para processo"
H[9]=H[3] processo é igual a da corrente para o desaerador"	"Entalpia da corrente de vapor para processo"
S[9]=entropy(water;T=T[9];P=P[9])	"Entropia do vapor de processo"

"CAUDA DA TURBINA"

M_cauda=M_vapor - M_Processo - M_ext turbina"	"Balanço de massa da água na turbina"
S4_iso=S[2] isoentrópica até a pressão de extração na cauda"	"Situação ideal: expansão isoentrópica"
P[4]=0,1 turbina"	"Pressão de extração na cauda da turbina"
H4_iso=enthalpy(water;S=S4_iso;P=P[4]) expansão isoentrópica"	"Entalpia para condição ideal de expansão isoentrópica"
eta_t=(H[2]-H[4])/(H[2]-H4_iso) vapor extraído na cauda da turbina"	"Determinação da entalpia real do vapor extraído na cauda da turbina"
T[4]=temperature(water;H=H[4];P=P[4]) cauda da turbina"	"Temperatura do vapor extraído na cauda da turbina"
S[4]=entropy(water;T=T[4];P=P[4]) da turbina"	"Entropia do vapor extraído na cauda da turbina"

"APÓS CONDENSADOR"

M_5=M_cauda no condensador"	"Vazão da saída é igual a de entrada no condensador"
P[5]=P[4] no condensador"	"Pressão da saída é igual a de entrada no condensador"
T[5]=T[4] entrada no condensador (somente condensa, retira calor latente)"	"Temperatura da saída é igual a de entrada no condensador"
H[5]=191,8 haja somente condesação"	"Entalpia da vazão de saída para que haja somente condesação"
S[5]=entropy(water;T=T[5];P=P[5]) condensador"	"Entropia da vazão de saída do condensador"

"AGUA DE RESFRIAMENTO"

P[7]=1 água de resfriamento"	"Pressão de entrada (ambiente) da água de resfriamento"
P[8]=1 de resfriamento"	"Pressão de saída (ambiente) da água de resfriamento"
H[7]=enthalpy(water;T=T[7];P=P[7]) resfriamento"	"Entalpia de entrada da água de resfriamento"
H[8]=enthalpy(water;T=T[8];P=P[8]) resfriamento"	"Entalpia de saída da água de resfriamento"
M_cauda*(H[4]-H[5])=M_resf*(H[8]-H[7])	"Balanço de energia no condensador"
POT_cedida=M_resf* (H[8]-H[7]) *conversão de resfriamento"	"Potencia térmica perdida para água de resfriamento"
S[7]=entropy(water;T=T[7];P=P[7]) entrada"	"Entropia da água de resfriamento na entrada"

S[8]=entropy(water;T=T[8];P=P[8])
saída"

"Entropia da água de resfriamento na

"RETORNO DE CONDENSADO DO PROCESSO"

M_retorno=M_Processo*0,9
de vapor"

"Perdas no processo: 10% da vazão

T[10]=95
condensado de processo (5°C abaixo da condensação)"

"Temperatura de retorno de

P[10]=1
processo"

"Pressão de retorno de condensado de

H[10]=enthalpy(water;T=T[10];P=P[10])
processo"

"Entalpia de retorno de condensado de

S[10]=entropy(water;T=T[10];P=P[10])
processo"

"Entropia da água de retorno do

"BOMBA B1 - Alimentação da caldeira"

H1_iso=enthalpy(water;S=S[12];P=P[1])
compressão isoentrópica"

"Entalpia para condição ideal de

eta_b1=(H1_iso-H[12])/(H[1]-H[12])
vazão de líquido na descarga da bomba"

"Determinação da entalpia real da

T[1]=temperature(water;H=H[1];P=P[1])
descarga da bomba"

"Temperatura da vazão de líquido na

"BOMBA B2 - Bombeamento de condensado"

P[6]=2,5

"Pressão na descarga da bomba B2"

H6_iso=enthalpy(water;S=S[5];P=P[6])
compressão isoentrópica"

"Entalpia para condição ideal de

eta_b2=(H[5]-H6_iso)/(H[5]-H[6])
vazão de líquido na descarga da bomba"

"Determinação da entalpia real da

T[6]=temperature(water;H=H[6];P=P[6])
descarga da bomba"

"Temperatura da vazão de líquido na

S[6]=entropy(water;T=T[6];P=P[6])
bomba B2"

"Entropia da vazão de descarga da

"BOMBA B3 - Bombeamento de retorno do processo"

P[11]=2,5

H11_iso=enthalpy(water;S=S[10];P=P[11])
compressão isoentrópica"

"Entalpia para condição ideal de

eta_b3=(H[10]-H11_iso)/(H[10]-H[11])
vazão de líquido na descarga da bomba"

"Determinação da entalpia real da

T[11]=temperature(water;H=H[11];P=P[11])
descarga da bomba"

"Temperatura da vazão de líquido na

M_11=M_retorno

S[11]=entropy(water;T=T[11];P=P[11])

"MAKE UP DE ÁGUA DESAERADOR"

M_makeup=0,1*M_Processo+M_purga
soma de 10% da vazão de processo mais a purga na caldeira e a perda na torre de resfriamento"

"Vazão de make-up de água é igual a

T[13]=25
assumindo temperatura ambiente"

"Temperatura da corrente de make-up,

P[13]=2,5

"Pressão da corrente de make-up"

H[13]=enthalpy(water;T=T[13];P=P[13])

"Entalpia da corrente de make-up"

S[13]=entropy(water;T=T[13];P=P[13])

"Entropia do make-up de água"

"DESAERADOR"

$P[12]=2,5$ "Pressão da corrente de make-up"
 $H[12]=\text{enthalpy}(\text{water}; T=T[12]; P=P[12])$ "Entalpia da corrente de make-up"
 $S[12]=\text{entropy}(\text{water}; T=T[12]; P=P[12])$ "Entropia da vazão de saída do desaerador"
 $M_{12}=M_{\text{agua}}$
 $M_{12} \cdot H[12] = M_{\text{ext}} \cdot H[3] + M_{\text{cauda}} \cdot H[6] + M_{11} \cdot H[11] + M_{\text{makeup}} \cdot H[13]$ "Balanço de energia no desaerador"

"MAKE UP DE ÁGUA TORRE DE RESFRIAMENTO"

$M_{15} = M_{\text{resf}} \cdot 0,03$
 $M_{16} = M_{15}$

"POTÊNCIA ELÉTRICA GERADA"

$\text{conversão} = (1/3600000)$ "Conversão de KJ/h para MW"
 $POT_{1} = (M_{\text{ext}} \cdot (H[2] - H[3]) \cdot \eta_{\text{geração}}) \cdot \text{conversão}$ "Potência gerada pelo vapor extraído para desaerador"
 $POT_{2} = (M_{\text{Processo}} \cdot (H[2] - H[3]) \cdot \eta_{\text{geração}}) \cdot \text{conversão}$ "Potência gerada pela vapor extraído para processo"
 $POT_{3} = (M_{\text{cauda}} \cdot (H[2] - H[4]) \cdot \eta_{\text{geração}}) \cdot \text{conversão}$ "Potência gerada pelo vapor exausto na cauda da turbina"
 $POT_{\text{GERADA}} = POT_{1} + POT_{2} + POT_{3}$ "Potência total gerada no turbo-gerador"

"POTÊNCIA ELÉTRICA CONSUMIDA (BOMBAS)"

$POT_{B1} = M_{12} \cdot (H[1] - H[12]) \cdot \text{conversão}$ "Potência consumida pela bomba B1"
 $POT_{B2} = M_{\text{cauda}} \cdot (H[6] - H[5]) \cdot \text{conversão}$ "Potência consumida pela bomba B2"
 $POT_{B3} = M_{11} \cdot (H[11] - H[10]) \cdot \text{conversão}$ "Potência consumida pela bomba B3"
 $POT_{\text{CONSUMIDA}} = POT_{B1} + POT_{B2} + POT_{B3}$ "Potência total consumida pelas bombas"

"POTÊNCIA LÍQUIDA"

$POT_{\text{LIQUIDA}} = POT_{\text{GERADA}} - POT_{\text{CONSUMIDA}}$ "Potência líquida gerada na unidade de cogeração convencional"

"EFICIÊNCIA GLOBAL"

$POT_{\text{PROCESSO}} = M_{\text{Processo}} \cdot (H[9] - 0,9 \cdot H[10]) \cdot \text{conversão}$ "Potência consumida pelo processo na forma de vapor a 2,5 bar absoluto"
 $POT_{\text{ENTRADA}} = M_{\text{bagaço}} \cdot PCI_{50\% \text{bu}} \cdot \text{conversão}$ "Potência introduzida no sistema através do combustível"

$\text{eta_GLOBAL} = (\text{POT_LIQUIDA} + \text{POT_PROCESSO}) * 100 / \text{POT_ENTRADA}$ "Eficiência global da planta de cogeração"

$\text{Energia_ESPECIFICA} = \text{POT_LIQUIDA} * 1000 * t_safra * 24 / \text{Safra_cana}$ "Energia gerada por tonelada de cana processada"

$\text{Energia_total} = \text{POT_LIQUIDA} * 180 * 24$ "Energia total gerada na safra"

$\text{Energia_cedida} = \text{POT_cedida} * 180 * 24$ "Energia cedida para a torre de resfriamento"

UNIDADE DE COGERAÇÃO: CENÁRIO FINAL

$M_{cana} = Safra_{cana}/t_{safra}$ "Determinação da vazão diária de cana na usina (considerou-se uma safra de 180 dias)"

$M_{bagaço} = 0,28 * M_{cana} * 1000 / 24$ "Determinação da vazão horária de bagaço alimentado à caldeira (considerou-se operação 24h/dia)"

$Razão1 = M_{vapor} / M_{bagaço}$ "Índice de geração de vapor a partir da queima de bagaço"

"REAQUECIMENTO"

$Pot_{reaquecimento} = M_{req} * (H[26] - H[25])$ "Potência fornecida para a corrente de reaquecimento "

"CALDEIRA"

$P[1] = 1,20 * P_{caldeira}$ "Sobrepresão 20% para a água de alimentação da caldeira em relação a pressão de saída da mesma"

$P[2] = P_{caldeira}$ "Pressão do vapor de saída da caldeira é igual a de operação da mesma"

$H[2] = \text{enthalpy}(\text{water}; T=T[2]; P=P[2])$ "Entalpia do vapor superaquecido na saída da caldeira"

$S[2] = \text{entropy}(\text{water}; T=T[2]; P=P[2])$ "Entropia do vapor superaquecido que entra na turbina"

$Pot_{fornecida} = M_{bagaço} * PCI_{50\%bu} * \eta_{c_{evaporação da água na caldeira}}$ "Potência efetiva fornecida para evaporação da água na caldeira"

$M_{vapor} + M_{purga} = (Pot_{fornecida} - Pot_{reaquecimento}) / (H[2] - H[1])$ "Balanço de entalpia na caldeira"

$M_{purga} = 0,03 * M_{vapor}$ "Determinação da vazão de purga (3% do vapor gerado)"

$M_{agua} = M_{vapor} + M_{purga}$ "Balanço de massa da água na caldeira"

$P[14] = P_{caldeira}$ "Pressão da corrente de purga é igual a pressão do vapor na saída da caldeira"

$T[14] = T[2]$ "Temperatura da corrente de purga é igual a temperatura de saída do vapor da caldeira"

$H[14] = H[2]$ "Entalpia da corrente de purga é igual a entalpia de saída do vapor da caldeira"

$S[1] = \text{entropy}(\text{water}; T=T[1]; P=P[1])$ "Entropia da água de alimentação da caldeira"

$S[14] = \text{entropy}(\text{water}; T=T[14]; P=P[14])$ "Entropia da purga da caldeira"

"TURBINA"

"EXTRAÇÃO PARA REAQUECIMENTO"

$T[25] = T[22]$

$P[25] = P[22]$

$H[25] = H[22]$

$M_{req} = M_{vapor} - M_{22}$

"RETORNO PARA TURBINA"

H[26]=H[2]
P[26]=P[25]
S[26]=entropy(water;T=T[26];P=P[26])
T[26]=temperature(water;H=H[26];P=P[26])
M_26=M_reaq

"EXTRAÇÃO PARA DESAERADOR"

S3_iso=S[26]	"Situação ideal: expansão isoentrópica até a pressão de extração"
P[3]=2,5	"Pressão de extração para o desaerador"
H3_iso=enthalpy(water;S=S3_iso;P=P[3])	"Entalpia para condição ideal de expansão isoentrópica"
eta_t=(H[26]-H[3])/(H[26]-H3_iso)	"Determinação da entalpia real do vapor extraído para o desaerador através da eficiencia isoentrópica"
T[3]=temperature(water;H=H[3];P=P[3])	"Temperatura do vapor extraído para o desaerador"
S[3]=entropy(water;T=T[3];P=P[3])	"Entropia do vapor extraído para desaerador"

"EXTRAÇÃO PARA PROCESSO"

M_ExtProc = M_Processo-M_27	"Vazão de vapor requerida pelo processo à 2,5 bar absoluto"
P[9]=P[3]	"Pressão da corrente de vapor para processo é igual a pressão do vapor para desaerador"
T[9]=T[3]	"Temperatura da corrente de vapor para processo é igual a temperatura do vapor para desaerador"
H[9]=enthalpy(water;T=T[9];P=P[9])	"Entalpia da corrente de vapor para processo é igual a da corrente para o desaerador"
S[9]=entropy(water;T=T[9];P=P[9])	"Entropia do vapor de processo"

"VAZÃO PARA PROCESSO"

M_Processo=Vespecifico_Processo*(M_cana/24)	"Vazão de vapor requerida pelo processo à 2,5 bar absoluto"
T[28]=127,5	
P[28]=2,5	
H[28]=enthalpy(water;T=T[28];P=P[28])	

"DESSUPERAQUECEDOR"

M_ExtProc*H[9]+M_27*H[13]=M_Processo*H[28]	"Balanço de massa da água no dessuperaquecedor"
T[27]=T[13]	
P[27]=P[13]	
H[27]=enthalpy(water;T=T[27];P=P[27])	

"EXTRAÇÃO PARA TROCADOR 1"

S15_iso=S[26]
P[15]=0,75
H15_iso=enthalpy(water;S=S15_iso;P=P[15])
eta_t=(H[26]-H[15])/(H[26]-H15_iso)
T[15]=temperature(water;H=H[15];P=P[15])
S[15]=entropy(water;T=T[15];P=P[15])

"EXTRAÇÃO PARA TROCADOR 2"

S19_iso=S[26]
P[19]=6
H19_iso=enthalpy(water;S=S19_iso;P=P[19])
eta_t=(H[26]-H[19])/(H[26]-H19_iso)
T[19]=temperature(water;H=H[19];P=P[19])
S[19]=entropy(water;T=T[19];P=P[19])

"EXTRAÇÃO PARA TROCADOR 3"

S22_iso=S[2]
P[22]=15
H22_iso=enthalpy(water;S=S22_iso;P=P[22])
eta_t=(H[2]-H[22])/(H[2]-H22_iso)
T[22]=temperature(water;H=H[22];P=P[22])
S[22]=entropy(water;T=T[22];P=P[22])

"CAUDA DA TURBINA"

M_cauda=M_vapor - M_ExtProc - M_ext-M_15-M_19-M_22	"Balanço de massa da água na turbina"
S4_iso=S[26]	"Situação ideal: expansão isentrópica até a pressão de extração na cauda"
P[4]=0,1	"Pressão de extração na cauda da turbina"
H4_iso=enthalpy(water;S=S4_iso;P=P[4])	"Entalpia para condição ideal de expansão isentrópica"
eta_t=(H[26]-H[4])/(H[26]-H4_iso)	"Determinação da entalpia real do vapor extraído na cauda da turbina"
T[4]=temperature(water;H=H[4];P=P[4])	"Temperatura do vapor extraído na cauda da turbina"
S[4]=entropy(water;T=T[4];P=P[4])	"Entropia do vapor extraído na cauda da turbina"

"APÓS CONDENSADOR"

M_5=M_cauda+M_16	
M_5=M_6	"Vazão da saída é igual a de entrada no condensador"
P[5]=P[4]	"Pressão da saída é igual a de entrada no condensador"
T[5]=T[4]	"Temperatura da saída é igual a de entrada no condensador"
H[5]=191,8	"Entalpia da vazão de saída para que haja somente condesação"
S[5]=entropy(water;T=T[5];P=P[5])	"Entropia da vazão de saída do condensador"

"AGUA DE RESFRIAMENTO"

P[7]=1	"Pressão de entrada (ambiente) da água de resfriamento"
P[8]=1	"Pressão de saída (ambiente) da água de resfriamento"
H[7]=enthalpy(water;T=T[7];P=P[7])	"Entalpia de entrada da água de resfriamento"
H[8]=enthalpy(water;T=T[8];P=P[8])	"Entalpia de saída da água de resfriamento"
M_cauda*(H[4]-H[5])+M_16*(H[16]-H[5])=M_resf*(H[8]-H[7])	"Balanço de energia no condensador"

POT_cedida=M_resf* (H[8]-H[7]) *conversão
resfriamento"
S[7]=entropy(water;T=T[7];P=P[7])
entrada"
S[8]=entropy(water;T=T[8];P=P[8])
saída"

"Potencia térmica cedida para água de
"Entropia da água de resfriamento na
"Entropia da água de resfriamento na

"RETORNO DE CONDENSADO DO PROCESSO"

M_retorno=M_Processo*0,9
de vapor"
T[10]=95
condensado de processo"
P[10]=1
processo"
H[10]=enthalpy(water;T=T[10];P=P[10])
processo"
S[10]=entropy(water;T=T[10];P=P[10])
processo"

"Perdas no processo: 90% da vazão
"Temperatura de retorno de
"Pressão de retorno de condensado de
"Entalpia de retorno de condensado de
"Entropia da água de retorno do

"BOMBA B4"

H18_iso=enthalpy(water;S=S[12];P=P[18])
compressão isentrópica"
eta_b4=(H18_iso-H[12])/(H[18]-H[12])
vazão de líquido na descarga da bomba"
eta_b4=0,85
P[18]=15
M_18=M_12
T[18]=temperature(water;H=H[18];P=P[18])

"Entalpia para condição ideal de
"Determinação da entalpia real da

"BOMBA B2 - Bombeamento de condensado"

P[6]=2,5
H6_iso=enthalpy(water;S=S[5];P=P[6])
compressão isentrópica"
eta_b2=(H[5]-H6_iso)/(H[5]-H[6])
vazão de líquido na descarga da bomba"
T[6]=temperature(water;H=H[6];P=P[6])
descarga da bomba"
S[6]=entropy(water;T=T[6];P=P[6])
bomba B2"

"Pressão na descarga da bomba B2"
"Entalpia para condição ideal de
"Determinação da entalpia real da
"Temperatura da vazão de líquido na
"Entropia da vazão de descarga da

"TROCADOR 1"

T[16]=86,9
P[16]=P[15]
H[16]=enthalpy(water;T=T[16];P=P[16])
M_16=M_15

M_17=M_6
T[17]=80
P[17]=P[6]
H[17]=enthalpy(water;T=T[17];P=P[17])

M_15*H[15]+M_6*H[6]=M_17*H[17]+M_16*H[16]

"TROCADOR 2"

T[20]=153,8
P[20]=P[19]
H[20]=enthalpy(water;T=T[20];P=P[20])
M_19=M_20

M_21=M_18
T[21]=145
P[21]=P[18]
H[21]=enthalpy(water;T=T[21];P=P[21])

M_18*H[18]+M_19*H[19]=M_20*H[20]+M_21*H[21]

"TROCADOR 3"

T[23]=193,3
P[23]=P[22]
H[23]=enthalpy(water;T=T[23];P=P[23])
M_22=M_23

M_21=M_24
T[24]=180
P[24]=P[21]
H[24]=enthalpy(water;T=T[24];P=P[24])

M_21*H[21]+M_22*H[22]=M_23*H[23]+M_24*H[24]

"BOMBA B3 - Bombeamento de retorno de processo"

P[11]=2,5
H11_iso=enthalpy(water;S=S[10];P=P[11])
compressão isoentrópica"
eta_b3=(H[10]-H11_iso)/(H[10]-H[11])
vazão de líquido na descarga da bomba"
T[11]=temperature(water;H=H[11];P=P[11])
descarga da bomba"
M_11=M_retorno

"Entalpia para condição ideal de

"Determinação da entalpia real da

"Temperatura da vazão de líquido na

"BOMBA B1 - Bombeamento de retorno de processo"

S[24]=entropy(water;T=T[24];P=P[24])
H1_iso=enthalpy(water;S=S[24];P=P[1])
compressão isoentrópica"
eta_b1=(H[24]-H1_iso)/(H[24]-H[1])
vazão de líquido na descarga da bomba"
H[1]=enthalpy(water;T=T[1];P=P[1])

"Entalpia para condição ideal de

"Determinação da entalpia real da

"MAKE UP DE ÁGUA"

M_makeup=0,1*M_Processo+M_purga
soma de 10% da vazão de processo mais a de purga"
T[13]=25
assumindo temperatura ambiente"
P[13]=2,5
H[13]=enthalpy(water;T=T[13];P=P[13])
S[13]=entropy(water;T=T[13];P=P[13])

"Vazão de make-up de água é igual a

"Temperatura da corrente de make-up,

"Pressão da corrente de make-up"

"Entalpia da corrente de make-up"

"Entropia do make-up de água"

"DESAERADOR"

$P[12]=2,5$ "Pressão da corrente de make-up"
 $H[12]=\text{enthalpy}(\text{water}; T=T[12]; P=P[12])$ "Entalpia da corrente de make-up"
 $S[12]=\text{entropy}(\text{water}; T=T[12]; P=P[12])$ "Entropia da vazão de saída do desaerador"
 $M_{12}=M_{\text{agua}}$
 $M_{12} \cdot H[12] = M_{\text{ext}} \cdot H[3] + M_{17} \cdot H[17] + M_{11} \cdot H[11] + M_{\text{makeup}} \cdot H[13] + M_{20} \cdot H[20] + M_{23} \cdot H[23]$
] "Balanço de energia no desaerador"

"MAKE UP DE ÁGUA TORRE DE RESF"

$M_{29} = M_{\text{resf}} \cdot 0,03$
 $M_{30} = M_{29}$

"POTÊNCIA ELÉTRICA GERADA"

$\text{conversão} = (1/3600000)$ "Conversão de KJ/h para MW"
 $POT_{1} = (M_{\text{ext}} \cdot (H[26] - H[3]) \cdot \text{eta}_{\text{geração}}) \cdot \text{conversão}$ "Potência gerada pelo vapor extraído para desaerador"
 $POT_{2} = (M_{\text{ExtProc}} \cdot (H[26] - H[9]) \cdot \text{eta}_{\text{geração}}) \cdot \text{conversão}$ "Potência gerada pela vapor extraído para processo"
 $POT_{3} = (M_{\text{cauda}} \cdot (H[26] - H[4]) \cdot \text{eta}_{\text{geração}}) \cdot \text{conversão}$ "Potência gerada pelo vapor exausto na cauda da turbina"
 $POT_{4} = (M_{\text{vapor}} \cdot (H[2] - H[22]) \cdot \text{eta}_{\text{geração}}) \cdot \text{conversão}$ "Potência gerada pelo vapor para extração 1"
 $POT_{5} = (M_{19} \cdot (H[26] - H[19]) \cdot \text{eta}_{\text{geração}}) \cdot \text{conversão}$ "Potência gerada pelo vapor para extração 2"
 $POT_{6} = (M_{15} \cdot (H[26] - H[15]) \cdot \text{eta}_{\text{geração}}) \cdot \text{conversão}$ "Potência gerada pelo vapor para extração 3"
 $POT_{\text{GERADA}} = POT_{1} + POT_{2} + POT_{3} + POT_{4} + POT_{5} + POT_{6}$ "Potência total gerada no turbo-gerador"

"POTÊNCIA ELÉTRICA CONSUMIDA (BOMBAS)"

$POT_{B1} = M_{24} \cdot (H[1] - H[24]) \cdot \text{conversão}$ "Potência consumida pela bomba B1"
 $POT_{B2} = (M_{\text{cauda}} + M_{16}) \cdot (H[6] - H[5]) \cdot \text{conversão}$ "Potência consumida pela bomba B2"
 $POT_{B3} = M_{11} \cdot (H[11] - H[10]) \cdot \text{conversão}$ "Potência consumida pela bomba B3"
 $POT_{B4} = M_{18} \cdot (H[18] - H[12]) \cdot \text{conversão}$ "Potência consumida pela bomba B4"
 $POT_{\text{CONSUMIDA}} = POT_{B1} + POT_{B2} + POT_{B3} + POT_{B4}$ "Potência total consumida pelas bombas"

"POTÊNCIA LÍQUIDA"

$POT_{\text{LIQUIDA}} = POT_{\text{GERADA}} - POT_{\text{CONSUMIDA}}$ "Potência líquida gerada na unidade de cogeração no cenário Final"

"EFICIÊNCIA GLOBAL"

$POT_PROCESSO = M_Processo * (H[9] - 0,9 * H[10]) * conversão$ "Potência
consumida pelo processo na forma de vapor a 2,5 bar absoluto"

$POT_ENTRADA = M_bagaço * PCI_50\%bu * conversão$ "Potência
introduzida no sistema através do combustível"

$eta_GLOBAL = (POT_LIQUIDA + POT_PROCESSO) * 100 / POT_ENTRADA$ "Eficiência
global da planta de cogeração"

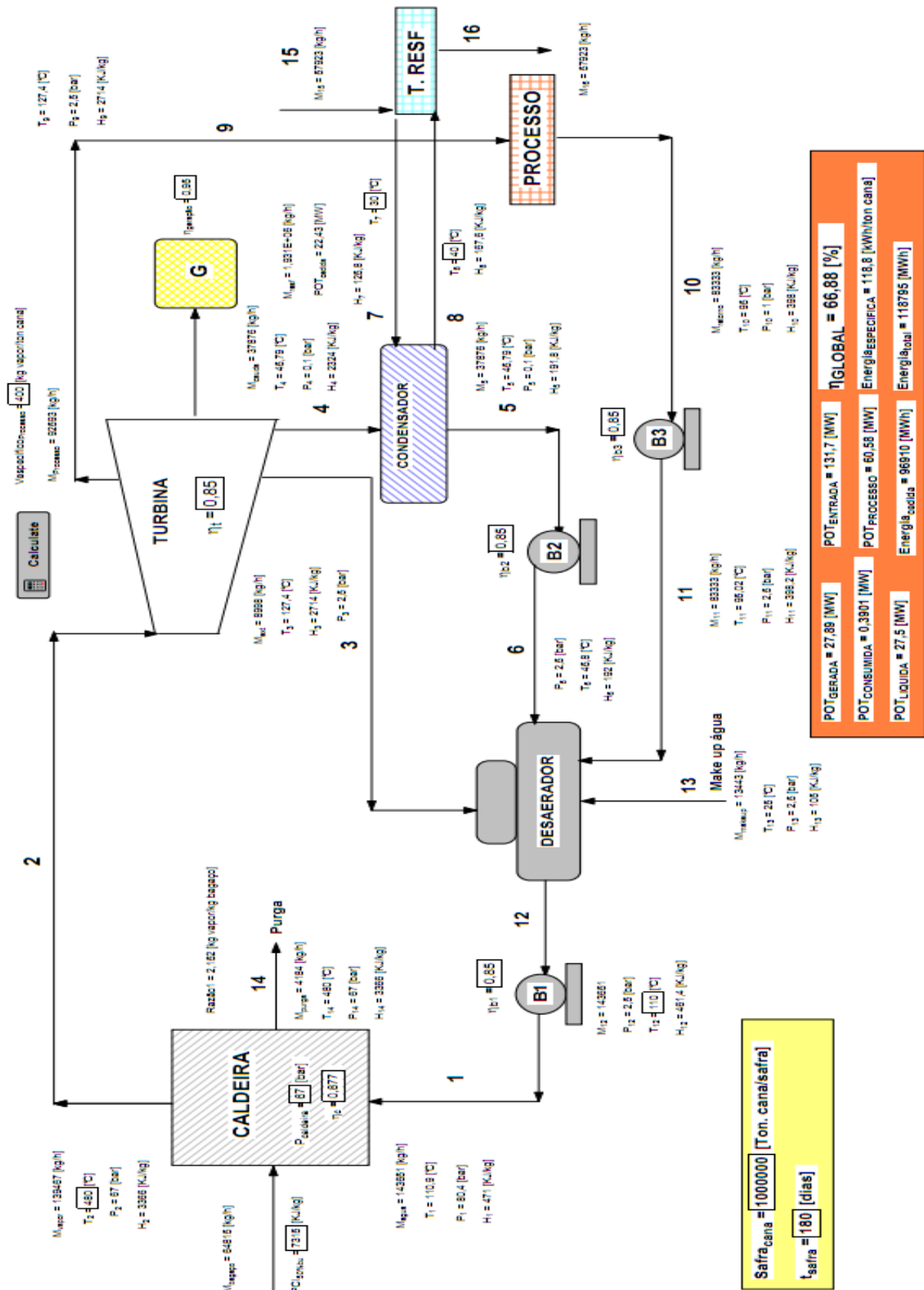
$Energia_ESPECIFICA = POT_LIQUIDA * 1000 * t_safra * 24 / Safra_cana$ "Energia gerada
por tonelada de cana processada"

$Energia = POT_LIQUIDA * t_safra * 24$ "Energia total
gerada na safra"

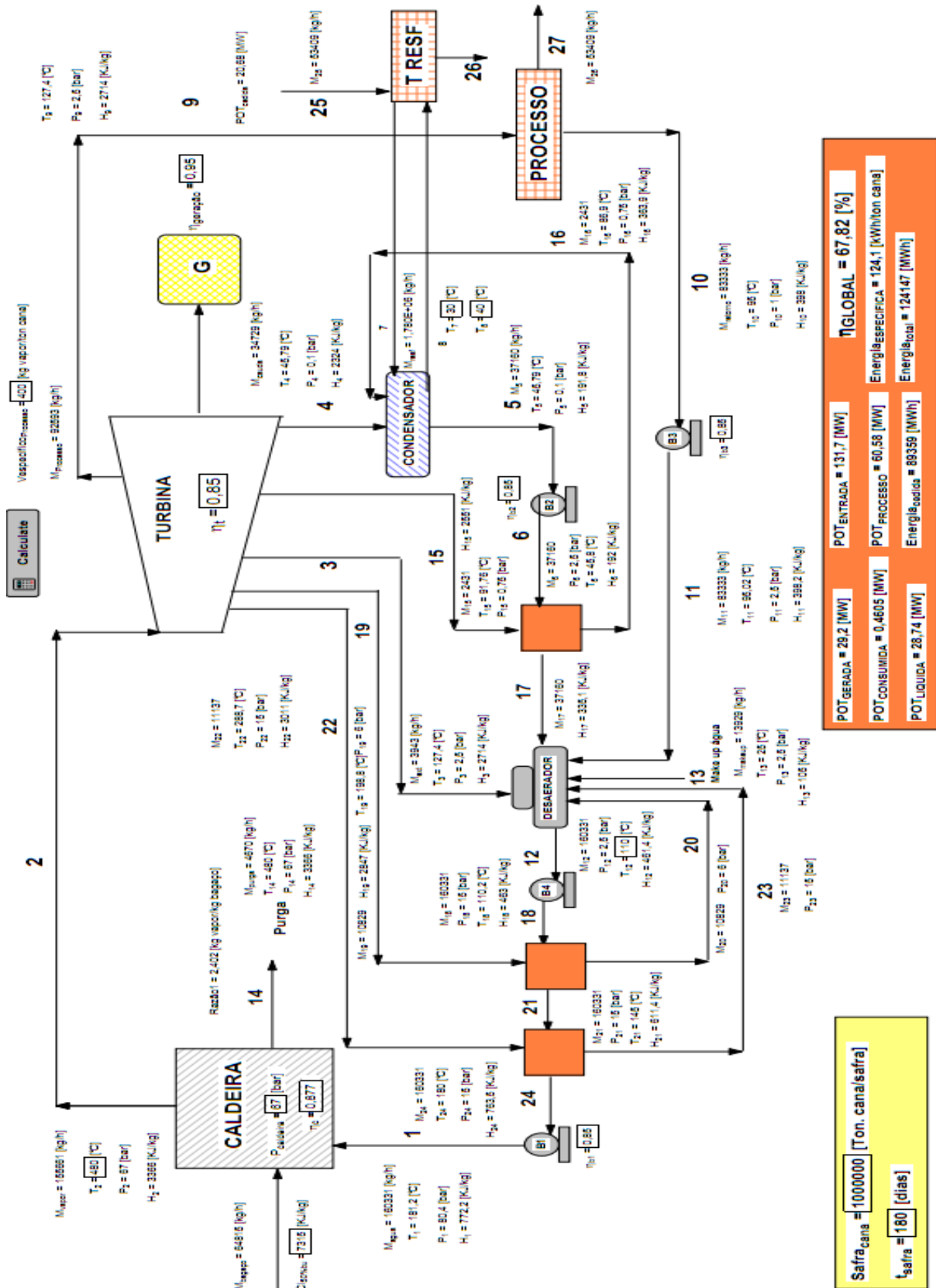
$Energia_cedida = POT_cedida * t_safra * 24$ "Energia cedida para a
torre de resfriamento"

ANEXO II – Fluxogramas dos cenários estudados

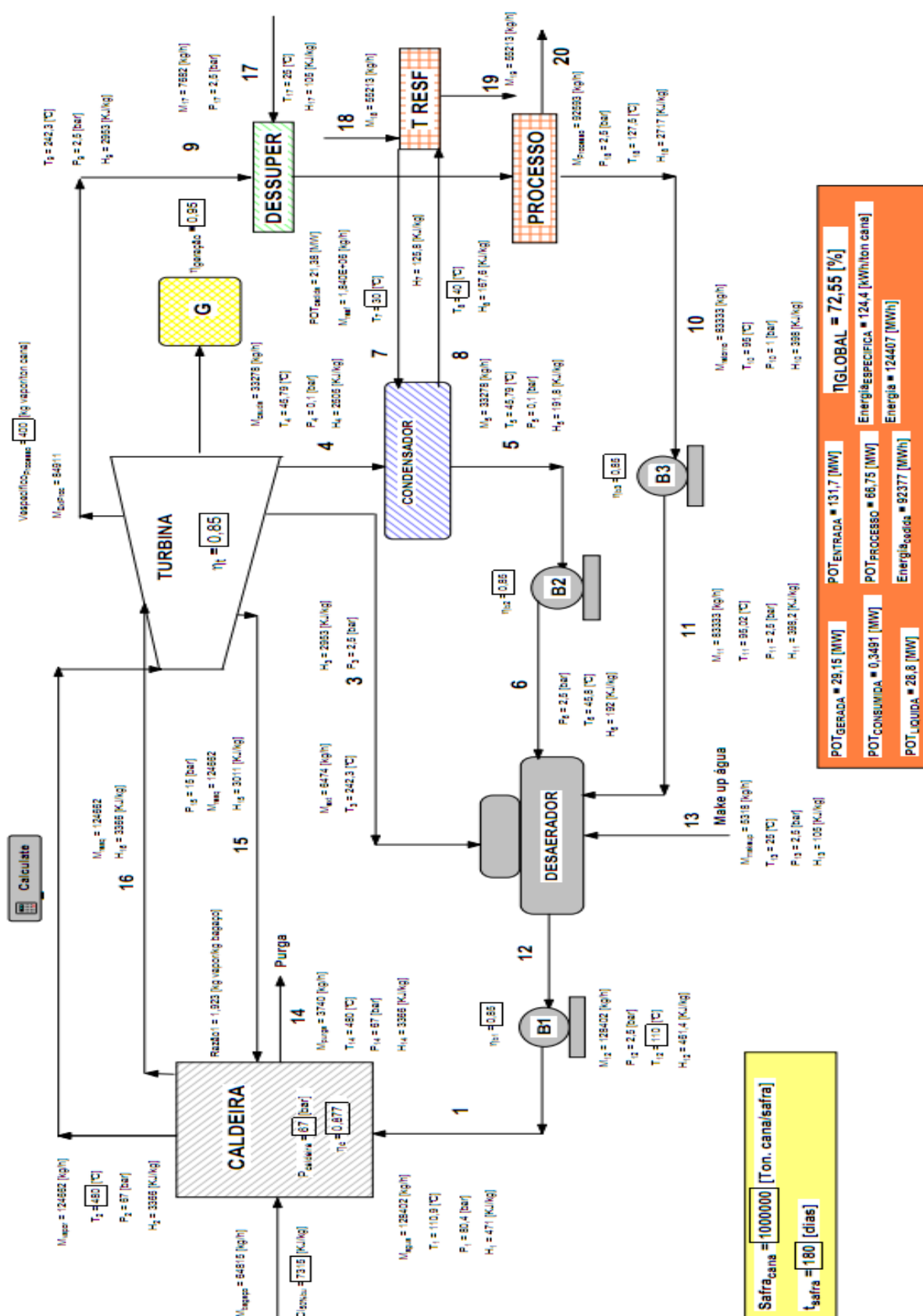
UNIDADE DE COGERAÇÃO: CENÁRIO CONVENCIONAL (480°C/67 bar.a)



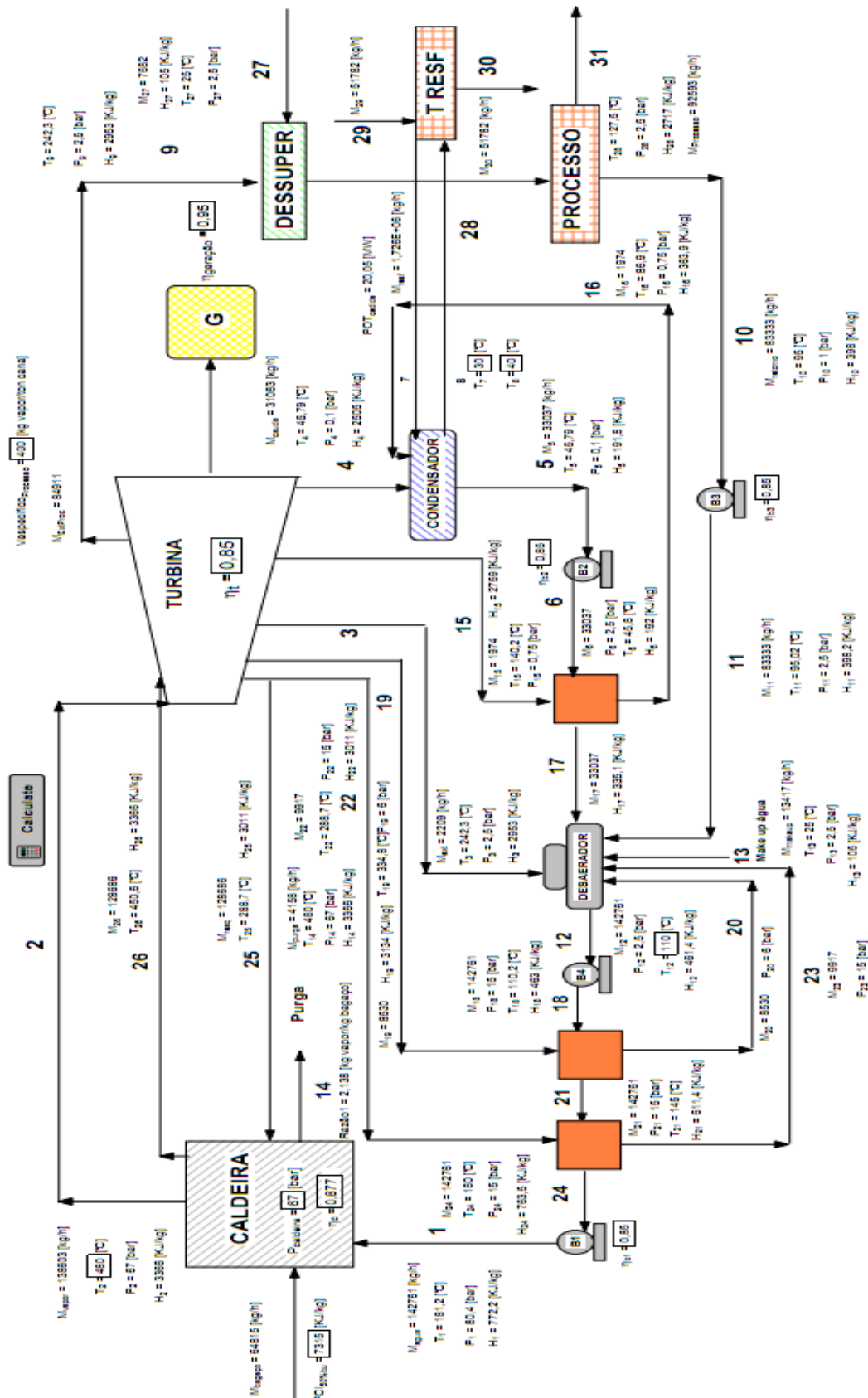
UNIDADE DE COGERAÇÃO: CENÁRIO REGENERATIVO (480°C/67 bar.a)



UNIDADE DE COGERAÇÃO: CENÁRIO REAQUECIMENTO (480°C/67 bar.a)



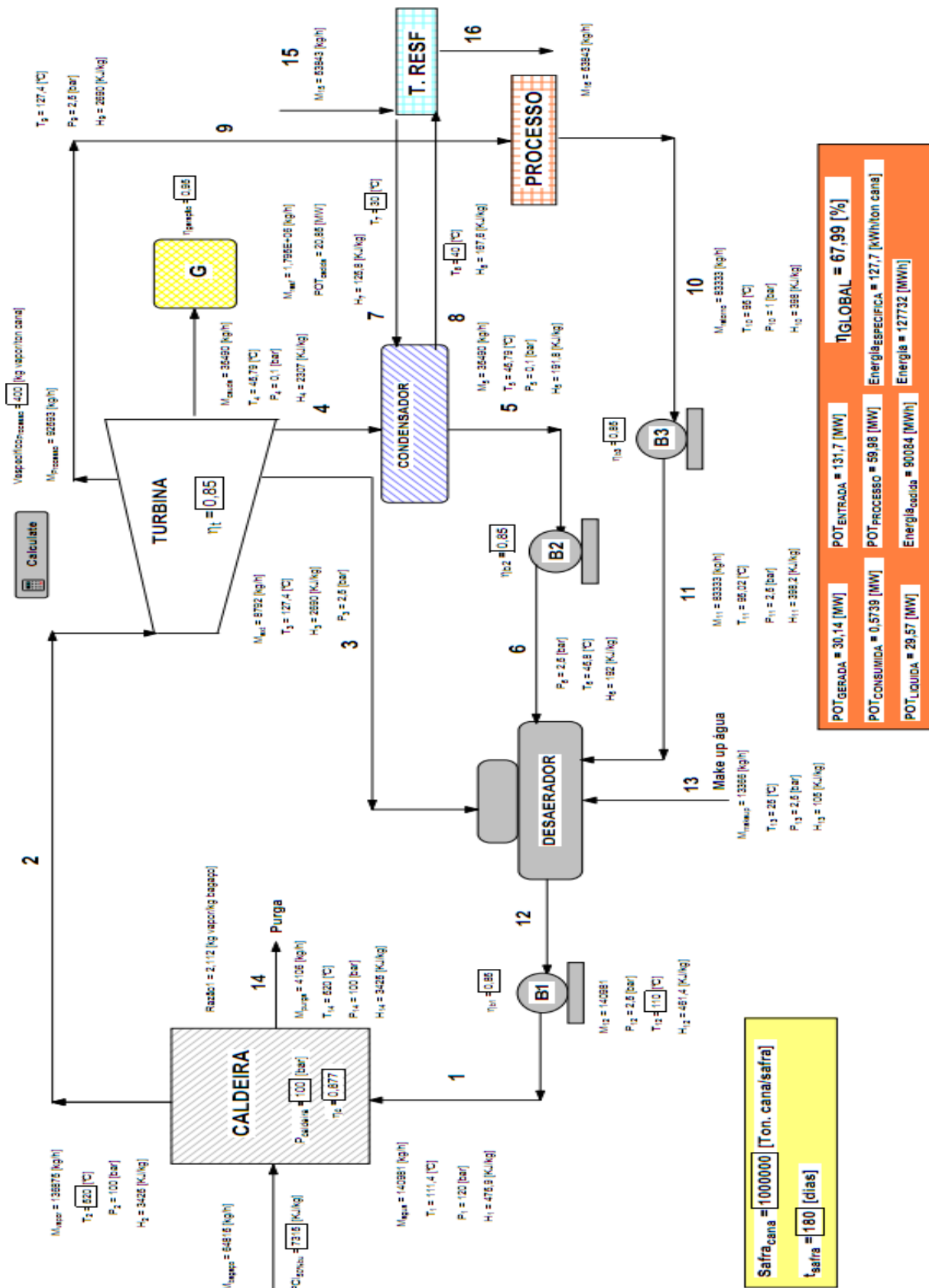
UNIDADE DE COGERAÇÃO: CENÁRIO FINAL (480°C/67 bar.a)



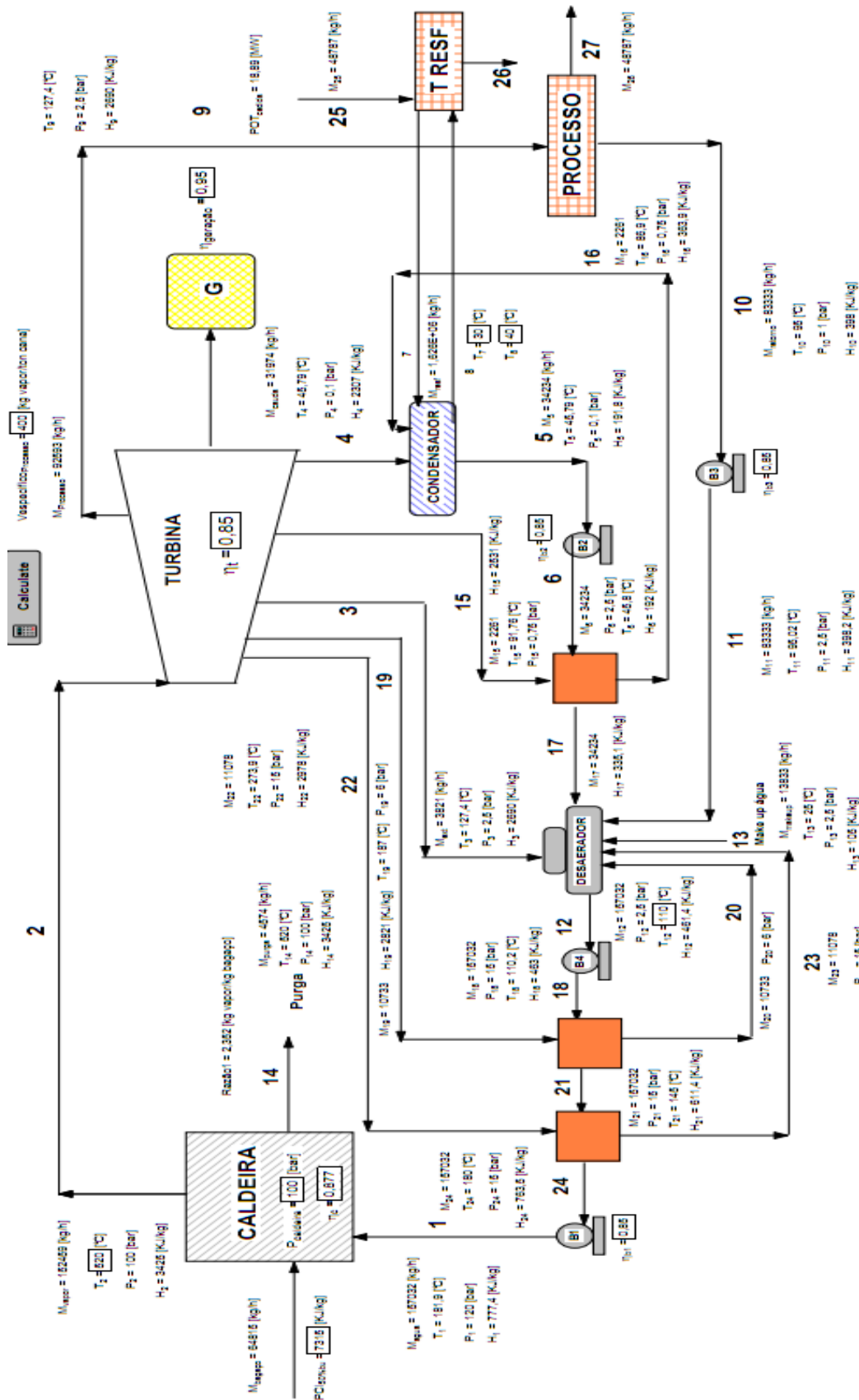
POT _{GERADA} = 30,32 [MW]	POT _{ENTRADA} = 131,7 [MW]	η _{GLOBAL} = 73,39 [%]
POT _{CONSUMIDA} = 0,4105 [MW]	POT _{PROCESSO} = 66,75 [MW]	Energia _{ESPECIFICA} = 129,2 [kWh/ton cana]
POT _{LIQUIDA} = 29,91 [MW]	Energia _{ADICIA} = 86637 [MWh]	Energia = 129212 [MWh]

Safricana = 1000000 [Ton. cana/safr]
t _{safr} = 180 [dias]

UNIDADE DE COGERAÇÃO: CENÁRIO CONVENCIONAL (520°C/100 bar.a)

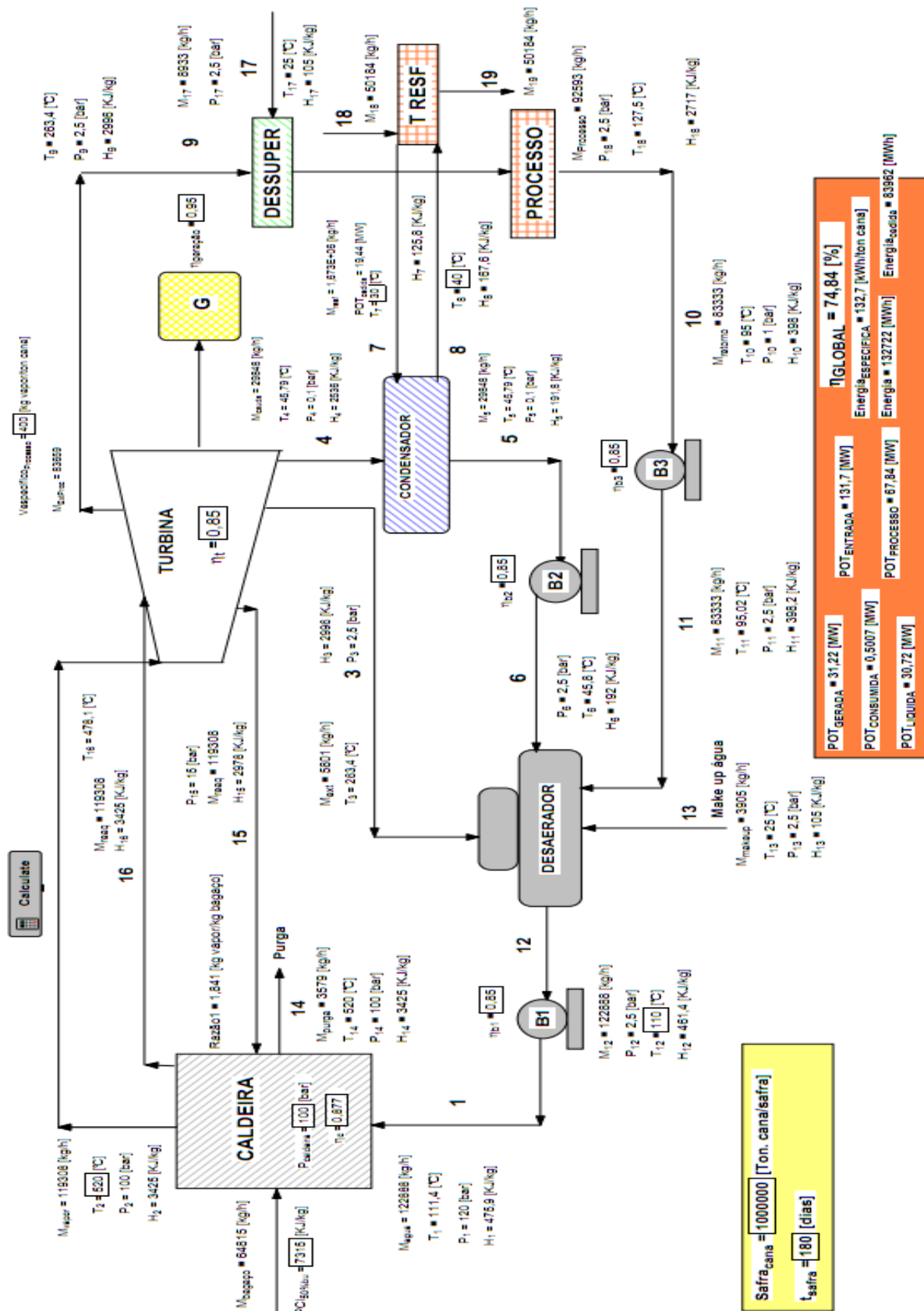


UNIDADE DE COGERAÇÃO: CENÁRIO REGENERATIVO (520°C/100 bar.a)

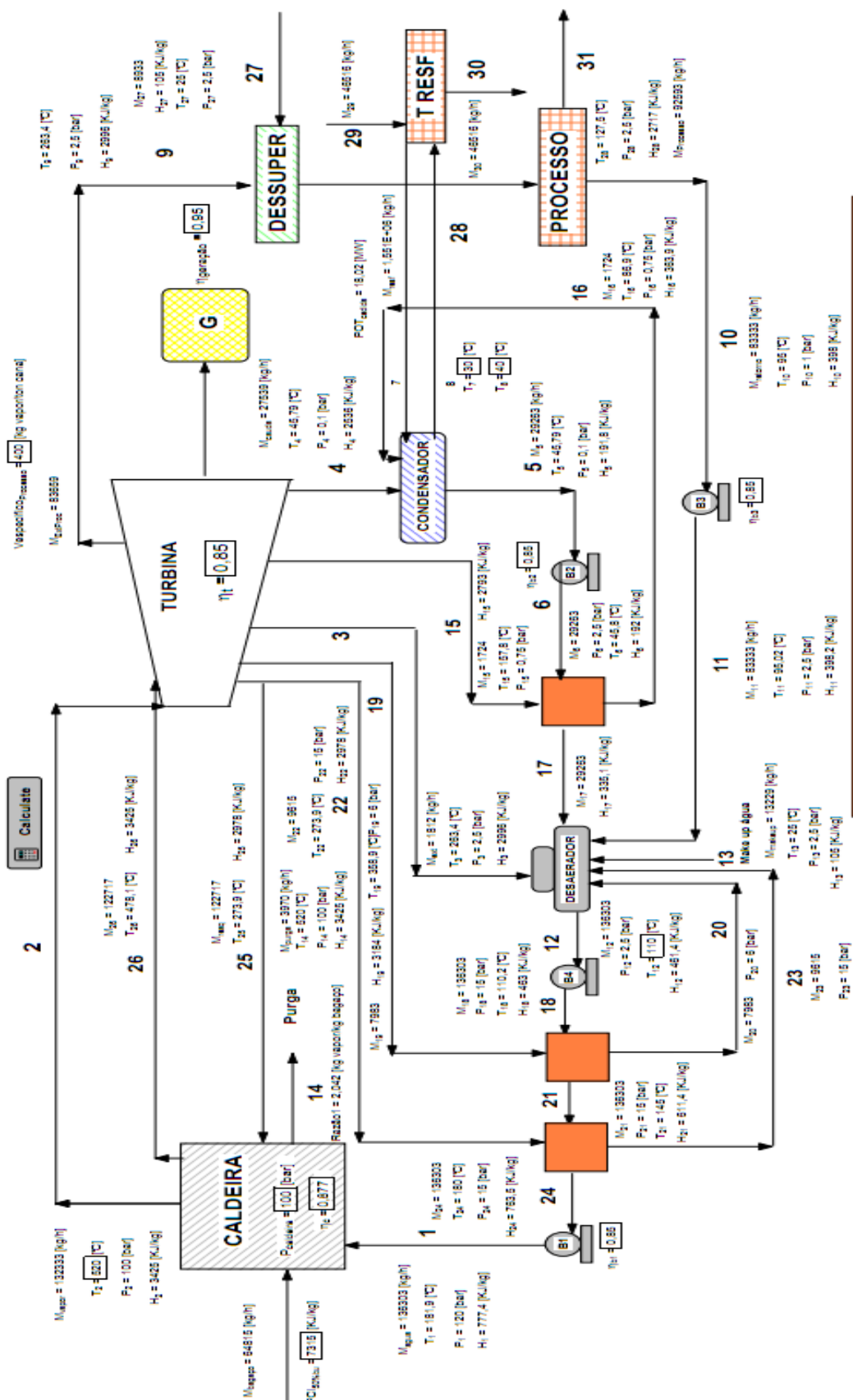


Safra _{cana} = 1000000 [Ton. cana/safra]	POT _{GERADA} = 31.69 [MW]	POT _{ENTRADA} = 131.7 [MW]	η _{GLOBAL} = 69.09 [%]
t _{safra} = 180 [dias]	POT _{CONSUMIDA} = 0.6789 [MW]	POT _{PROCESSO} = 59.98 [MW]	Energia _{especifica} = 134 [kWh/ton cana]
		Energia _{liquida} = 81625 [MWh]	Energia _{total} = 133976 [MWh]

UNIDADE DE COGERAÇÃO: CENÁRIO REAQUECIMENTO (520°C/100 bar.a)



UNIDADE DE COGERAÇÃO: CENÁRIO FINAL (520°C/100 bar.a)



POT _{GERADA} ■ 32,56 [MW]	POT _{EXTRADA} ■ 131,7 [MW]	η _{GLOBAL} ■ 75,79 [%]
POT _{CONSUMIDA} ■ 0,3898 [MW]	POT _{PROCESSO} ■ 67,84 [MW]	Energia _{ESPECIFICA} ■ 138,1 [kWh/ton cana]
POT _{LÍQUIDA} ■ 31,97 [MW]	Energia _{EXTRADA} ■ 77825 [MWh]	Energia _{IN} ■ 138174 [MWh]

Safra_{cens} = 1000000 [Ton. cana/safra]
t_{safra} = 180 [dias]

ANEXO III – Visita à usina Costa Pinto

No dia 16 de maio de 2012, os integrantes deste grupo de Trabalho de Conclusão de Curso, José Roberto e Luiza, visitaram a Usina Costa Pinto, produtora de açúcar e álcool de cana-de-açúcar.

A usina está localizada na cidade de Piracicaba, cerca de 160 quilômetros da capital paulista e faz parte do grupo Raízen, *join venture* formada há um ano pelas empresas Cosan e Shell.



A Raízen é a maior produtora brasileira de etanol, contando 23 unidades produtoras, sendo a Usina Costa Pinto a quinta maior, com produção de 124 milhões de litros na safra 2010/2011. Este valor equivale a 0,49% da produção nacional de etanol e 5,9% da produção total da Raízen. A estimativa de moagem para a safra 2012/2013 é de 3,5 milhões de toneladas de cana em seis meses de safra.

O objetivo inicial era coletar todos os dados de processo e de cultivo da cana em uma usina, no entanto, devido à dificuldade de obtenção e a imprecisão desses dados, principalmente os referentes ao cultivo de cana, resolveu-se utilizar em grande parte dados médios das usinas do estado de São Paulo obtidos junto ao CTBE. Apesar disso, a visita foi bastante relevante para o desenvolvimento deste trabalho, tanto para

complementar o conjunto de dados da modelagem, quanto para entendimento das variáveis envolvidas processo de produção de açúcar e álcool.

A visita foi guiada pelo Sr. Felipe Albo, assistente técnico de planejamento industrial e pelo Sr. Walter Brito, operador do setor de cogeração. Também foi possível conversar e esclarecer dúvidas com engenheiros dos setores de cogeração, produção de açúcar e destilaria ao longo da visita.

No dia da visita, devido ao período de chuvas intensas na região, a unidade não estava moendo cana-de-açúcar, porém foi possível visitá-la e conhecer a Usina, os equipamentos e processos envolvidos.

O sistema de cogeração de energia da Usina é um sistema de ciclo a vapor (Ciclo Rankine), que se enquadra no cenário denominado Convencional neste trabalho. A cogeração opera somente no período de moagem, sendo que cerca de 15.000 toneladas de bagaço são armazenadas do final de um ano safra para iniciar a operação da caldeira no ano safra seguinte.

Nesta unidade, todo o bagaço derivado da moagem de cana é utilizado para alimentar as caldeiras, sendo também aproveitadas palhas e folhas trazidas do campo, entre 15 e 20% da biomassa queimada nas caldeiras. Muitas vezes as usinas do grupo remanejam o bagaço entre si, caso haja necessidade por parte de uma e sobra por parte da outra.

Levando em conta a estimativa de produção de cana para a safra 2012, temos os seguintes valores:

A usina Costa Pinto possui 2 caldeiras, cada uma com capacidade de operação de 275 toneladas de vapor por hora, totalizando 550 toneladas de vapor por hora. Cada caldeira gera vapor a 67 bar de pressão absoluta e a temperatura de 515 °C. No processo é consumido vapor de 21 e 1,5 bar de pressão absoluta.

Parte da energia elétrica produzida é consumida na planta (13 a 14 MW na safra) e o restante é vendido para a concessionária, cerca de 60 MW no período de safra.

Na unidade, todo o caldo proveniente do esmagamento de cana-de-açúcar é utilizado para a produção de açúcar. O caldo é filtrado e purificado, sendo usados como aditivos nestes processos cal, enxofre e polímeros floculantes.

O caldo filtrado é passado por evaporadores de múltiplo efeito, nos quais o mesmo é concentrado e irá alimentar os cristalizadores.

Nos cristalizadores, o caldo concentrado é alimentado juntamente com o mel de cristalização, também conhecido como semente de cristalização, que é preparado com uma pequena quantidade do açúcar e álcool produzido. Separados os cristais, o açúcar é seco e embalado para transporte e comercialização.

O processo fermentativo para obtenção de etanol é feito a partir do melaço final da produção de açúcar, diluído com o condensado dos evaporadores do caldo. Não há nenhuma medição do gás carbônico emitido no processo de fermentação, sendo que todo CO₂ que é liberado passa por uma torre de gás carbônico, na qual se recupera parte do etanol arrastado no processo (0,48%), antes de ser descartado no meio.

Nesta unidade são produzidos quatro tipos de etanol (porcentagens em INPM):

- Hidratado para uso como combustível (92,5%);
- Anidro (99,8%);
- Hidratado industrial (93,8%);
- Hidratado neutro (94%);

De maneira geral, pode-se dizer que 40% da produção de etanol corresponde ao anidro e 60% ao hidratado.

Quanto ao fermento empregado no processo de produção de etanol, o mesmo é alimentado no começo da produção e normalmente substituído no meio da safra, uma vez que as leveduras selvagens da cana-de-açúcar tendem a se proliferar e diminuir a quantidade de álcool produzido ao longo do tempo.

O fermento é recuperado por centrifugação e tratado com antibióticos e ácidos para normalizar seu pH no ideal. Conforme as leveduras se reproduzem, parte delas é descartada na destilação (a concentração não deve ser maior que 12% no fermentado).

Utiliza-se uma quantidade inicial de 400 kg de fermento, que são multiplicados para 1000 kg antes do início da operação na safra.

As colunas de destilação são fervidas com soda periodicamente para evitar a incrustação de levedura nas paredes da coluna, comprometendo a troca de calor e a eficiência de operação da coluna.

Toda vinhaça produzida no processo, cerca de 12 a 13 litros para cada litro de álcool produzido, juntamente com a flag massa, são concentrados de 3% de sólidos para 22%. Esta é a primeira usina do grupo Raízen a concentrar a vinhaça antes de mandá-la de volta para o campo. Após concentrada, os produtores buscam-na para utilização como fertilizante.

A torta de filtro produzida passa por um processo de lavagem, para melhor aproveitamento dos açúcares contidos ainda no lodo, cerca de 4% dos açúcares totais extraídos no caldo. Após este processo, faz-se um tratamento com cal e a torta é enviada para o campo para ser utilizada com adubo. São produzidas entre 35-40 kg de torta por tonelada de cana-de-açúcar moída. A quantidade de torta produzida varia dependendo da quantidade de chuvas, quanto mais chuvas maior o arraste de terra e maior a quantidade de lodo.

Para a obtenção de etanol anidro, é utilizado um solvente extrator na última coluna de destilação. Antigamente, este extrator era o ciclohexano, que foi substituído em todas as usinas da Raízen pelo “brainsolve” – nome comercial. Esta substituição não trouxe alterações no processo, no entanto, devido a perdas menores e, conseqüentemente, menor necessidade de reposição, houve significativa redução dos custos. São repostos de 0,9 a 1,2 kg de extrator por m³ de álcool produzido.

Quanto ao sistema de utilidades, a água utilizada no processo industrial provém de duas fontes principais: o rio Corumbataí e o próprio caldo da cana-de-açúcar, desidratado nos evaporadores durante a produção de açúcar.

A água captada do rio passa por tratamento e quando têm como destino a caldeira por um processo de desmineralização, enquanto a água proveniente do processo de evaporação do caldo é aproveitada no processo de fermentação para dissolver o melaço junto com o fermento.

A água é tratada antes de ser usada, podendo ser desmineralizada ou somente tratada na ETA. A usina também dispõe de uma ETE para tratamento dos efluentes do processo.

ANEXO V – Inventário Agrícola para Produção de Cana-de-açúcar no Estado de São Paulo

Inventário da Cana-de-Açúcar

Yield			
Sugarcane	70300,0	kg/(ha.ano)	Produtos
Setts	2919,8	kg/(ha.ano)	
Straw	5877,0	kg/(ha.ano)	
Inputs			
From nature			
Occupation, arable, non-irrigated	1,00	ha a	
Transformation, from pasture and meadow, extensive	2,19E-02	ha	
Transformation, from arable, non-irrigated	5,20E-03	ha	
Transformation, from permanent crop	0,00E+00	ha	
Transformation, from shrub land, sclerophyllous	2,74E-04	ha	
Transformation, from florest	0,00E+00	ha	
Transformation, to arable, non-irrigated	2,74E-02	ha	
From technosphere			
Vinasse	56,99	m³/(ha.ano)	Resíduos industriais
Filter cake	558,9	kg(bs)/(ha.ano)	
Setts	2919,8	kg/(ha.ano)	Mudas
Ammonia, as N, at regional storehouse	6,84	kg/(ha.ano)	Fertilizantes
Urea, as N, at regional storehouse	62,72	kg/(ha.ano)	
Ammonium sulphate, as N, at regional storehouse	0,00	kg/(ha.ano)	
Ammonium nitrate, as N, at regional storehouse	9,45	kg/(ha.ano)	
Monoammonium phosphate, as P2O5, at regional storehouse	0,00	kg/(ha.ano)	
Monoammonium phosphate, as N, at regional storehouse	0,00	kg/(ha.ano)	
Diammonium phosphate, as P2O5, at regional storehouse	0,00	kg/(ha.ano)	
Diammonium phosphate, as N, at regional storehouse	0,00	kg/(ha.ano)	
Single superphosphate, as P2O5, at regional storehouse	34,22	kg/(ha.ano)	
Triple superphosphate, as P2O5, at regional storehouse	0,00	kg/(ha.ano)	
Potassium chloride, as K2O, at regional storehouse	76,14	kg/(ha.ano)	
Potassium sulphate, as K2O, at regional storehouse	0,00	kg/(ha.ano)	
Potassium nitrate, as K2O, at regional storehouse	0,00	kg/(ha.ano)	
Potassium nitrate, as N, at regional storehouse	0,00	kg/(ha.ano)	
Limestone, milled, loose, at plant	456,22	kg/(ha.ano)	
Gypsum, mineral, at mine	228,11	kg/(ha.ano)	
Glyphosate, at regional storehouse	0,2602	kg/(ha.ano)	Defensivos
Diuron, at regional storehouse	0,1113	kg/(ha.ano)	
Carbofuran, at regional storehouse	0,4790	kg/(ha.ano)	
Antrazine, at regional storehouse	0,0000	kg/(ha.ano)	
2,4 - D, at reginal storehouse	0,0000	kg/(ha.ano)	
Growth regulators, at regional storehouse	0,0965	kg/(ha.ano)	
Insecticides, at regional storehouse	0,0456	kg/(ha.ano)	
Herbicides, at regional storehouse	0,2815	kg/(ha.ano)	
Harvester, production	3,078	kg/(ha.ano)	Maquinário

Tractor, production	6,341	kg/(ha.ano)	Transporte*
Agricultural machinery, general, production	9,100	kg/(ha.ano)	
Diesel, at regional storehouse	191,774	kg/(ha.ano)	
Sugarcane and trash transport	1,00	ha	
Vinasse transport	1,00	ha	
Inputs transport	1,00	ha	Aplicação de vinhaça
Vinasse transport channel	5,175E-05	km/(ha.ano)	
Vinasse pumping and storage system operation	35,91	m³/(ha.ano)	
Vinasse aspersion system operation	53,57	m³/(ha.ano)	
Emissions			
To air			
Volatile organic compounds (VOC)	20,91105962	kg VOC/(ha.ano)	Queima da palha
Carbon monoxide (biogenic)	274,83	kg CO/(ha.ano)	
Nitrogen oxides	7,468235579	kg NOx /(ha.ano)	
Particulates, <10um	23,301	kg PM 10/(ha.ano)	
Particulates, <2,5um	11,650	kg PM 2,5/(ha.ano)	
Sulfur dioxide	1,195	kg SOx /(ha.ano)	
Dinitrogen monoxide	0,209	kg N2O/(ha.ano)	
Methane (biogenic)	8,066	kg CH4/(ha.ano)	
N2O - Nitrogen fertilizer	1,394	kg N2O/(ha.ano)	Fertilizantes e resíduos
NH3 - Nitrogen fertilizer	22,961	kg NH3/(ha.ano)	
CO2 - Urea	98,55	kg CO2/(ha.ano)	
CO2 - Lime	217,46	kg CO2/(ha.ano)	
N2O - Vinasse	0,395	kg N2O/(ha.ano)	
N2O - Filtercake	0,134	kg N2O/(ha.ano)	
N2O - Unburned Trash	0,844	kg N2O/(ha.ano)	
N2O - Sugarcane roots	0,766	kg N2O/(ha.ano)	
Carbon dioxide (fossil)	598,334	kg/(ha.ano)	Combustão do diesel
Methane (fossil)	24,739	g/(ha.ano)	
Dinitrogen monoxide	23,013	g/(ha.ano)	
Ammonia	3,835	g/(ha.ano)	
Sulfur dioxide	193,691	g/(ha.ano)	
Benzene	1,400	g/(ha.ano)	
Cadmium	0,002	g/(ha.ano)	
Chromium	0,010	g/(ha.ano)	
Copper	0,326	g/(ha.ano)	
Nickel	0,013	g/(ha.ano)	
Lead	0,000	g/(ha.ano)	
Selenium	0,002	g/(ha.ano)	
Zink	0,192	g/(ha.ano)	
Benzo(a)pyrene	0,006	g/(ha.ano)	
PHA, polycyclic aromatic hydrocarbons	0,631	g/(ha.ano)	
Carbon monoxide (fossil)	1035,6	g/(ha.ano)	
Nitrogen oxides	8150,4	g/(ha.ano)	

NMVOC, non-methane volatile organic compounds	575,3	g/(ha.ano)	
Particulates, < 2.5 µm	1013,8	g/(ha.ano)	
2,4 - D	0,00E+00	kg/(ha.ano)	Emissões de pesticidas
Ametryn	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Atrazine	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Carbofuran	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Chlorpyrifos	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Diflubenzuron	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Diuron	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Fipronil	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Glyphosate	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Hexazinone	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Imazapic	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Imazapyr	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Simazine	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Tebuthiuron	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Trinexapac-ethyl	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
To water (groundwater)			
N leaching - Nitrogen fertilizer	13,89	kg NO3-/ha.ano)	Fertilizantes
2,4 - D	0,00E+00	kg/(ha.ano)	Emissões de pesticidas
Ametryn	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Atrazine	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Carbofuran	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Chlorpyrifos	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Diflubenzuron	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Diuron	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Fipronil	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Glyphosate	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Hexazinone	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Imazapic	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Imazapyr	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Simazine	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Tebuthiuron	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Trinexapac-ethyl	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
To water (river)			
2,4 - D	0,00E+00	kg/(ha.ano)	Emissões de pesticidas
Ametryn	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Atrazine	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Carbofuran	7,19E-03	kg/(ha.ano)	
Chlorpyrifos	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Diflubenzuron	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Diuron	1,67E-03	kg/(ha.ano)	
Fipronil	6,84E-04	kg/(ha.ano)	
Glyphosate	3,90E-03	kg/(ha.ano)	
Hexazinone	4,86E-04	kg/(ha.ano)	

Imazapic	2,03E-03	kg/(ha.ano)	
Imazapyr	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Simazine	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Tebuthiuron	1,71E-03	kg/(ha.ano)	
Trinexapac-ethyl	1,45E-03	kg/(ha.ano)	
To soil			
2,4 - D	0,00E+00	kg/(ha.ano)	Emissões de pesticidas
Ametryn	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Atrazine	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Carbofuran	4,72E-01	kg/(ha.ano)	
Chlorpyrifos	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Diflubenzuron	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Diuron	1,10E-01	kg/(ha.ano)	
Fipronil	4,49E-02	kg/(ha.ano)	
Glyphosate	2,56E-01	kg/(ha.ano)	
Hexazinone	3,19E-02	kg/(ha.ano)	
Imazapic	1,33E-01	kg/(ha.ano)	
Imazapyr	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Simazine	0,00E+00	kg/(ha.ano)	
Tebuthiuron	1,12E-01	kg/(ha.ano)	
Trinexapac-ethyl	9,50E-02	kg/(ha.ano)	
Cadmium	5,33E-04	kg/(ha.ano)	Emissões de metais do uso de fertilizantes e corretivos
Copper	5,37E-03	kg/(ha.ano)	
Zinc	4,68E-03	kg/(ha.ano)	
Lead	2,61E-03	kg/(ha.ano)	
Nickel	1,47E-03	kg/(ha.ano)	
Chromium	7,13E-03	kg/(ha.ano)	
Zink	20,5696	g/(ha.ano)	Emissões dos pneus (maquinário)
Lead	3,3426	g/(ha.ano)	
Cadmium	0,7714	g/(ha.ano)	

Inventários de Transporte

Sugarcane and trash transport		
Product		
Sugarcane and trash transport	1	ha
Materials from technosphere		
Diesel, at regional storehouse	7,251E+01	kg/(ha.ano)
Lorry, 16t	0,000E+00	kg/(ha.ano)
Lorry, 28t	1,642E-05	kg/(ha.ano)
Lorry, 40t	8,383E-05	kg/(ha.ano)
Maintenance, lorry 16t	0,000E+00	kg/(ha.ano)
Maintenance, lorry 28t	1,642E-05	kg/(ha.ano)
Maintenance, lorry 40t	8,383E-05	kg/(ha.ano)
Disposal, lorry 16t	0,000E+00	kg/(ha.ano)
Disposal, lorry 28t	1,642E-05	kg/(ha.ano)
Disposal, lorry 40t	8,383E-05	kg/(ha.ano)
Emissions to air		
Ethane, 1,1,1,2-tetrafluoro-, HFC-134a	2,290E-03	g/(ha.ano)
Carbon dioxide, fossil	2,295E+02	kg/(ha.ano)
Sulfur dioxide	7,251E+01	g/(ha.ano)
Cadmium	7,701E-04	g/(ha.ano)
Copper	1,485E-01	g/(ha.ano)
Chromium	5,650E-03	g/(ha.ano)
Nickel	6,489E-03	g/(ha.ano)
Zinc	1,181E-01	g/(ha.ano)
Lead	9,201E-03	g/(ha.ano)
Selenium	7,251E-04	g/(ha.ano)
Mercury	1,450E-06	g/(ha.ano)
Chromium VI	7,251E-06	g/(ha.ano)
Carbon monoxide, fossil	1,272E+02	g/(ha.ano)
Nitrogen oxides	6,211E+02	g/(ha.ano)
Particulates, < 2.5 um	9,347E+00	g/(ha.ano)
Particulates, > 10 um	5,600E-02	g/(ha.ano)
Particulates, > 2.5 um, and < 10um	6,200E-02	g/(ha.ano)
NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	1,247E+01	g/(ha.ano)
Methane, fossil	6,199E+00	g/(ha.ano)
Benzene	8,799E-06	g/(ha.ano)
Toluene	1,247E-06	g/(ha.ano)
Xylene	1,100E-04	g/(ha.ano)
Formaldehyde	1,099E-03	g/(ha.ano)
Acetaldehyde	5,866E-04	g/(ha.ano)
Ammonia	4,066E-01	g/(ha.ano)
Dinitrogen monoxide	2,439E+00	g/(ha.ano)
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	8,131E-05	g/(ha.ano)

Heat, waste	3,097E+03 MJ/(ha.ano)
Emissions to water	
Zinc, ion	1,887E-03 kg/(ha.ano)
Copper, ion	4,471E-05 kg/(ha.ano)
Cadmium, ion	6,681E-07 kg/(ha.ano)
Chromium, ion	3,186E-06 kg/(ha.ano)
Nickel, ion	8,634E-06 kg/(ha.ano)
Lead	2,749E-05 kg/(ha.ano)
Emissions to soil	
Zinc	1,887E-03 kg/(ha.ano)
Copper	4,471E-05 kg/(ha.ano)
Cadmium	6,681E-07 kg/(ha.ano)
Chromium	3,186E-06 kg/(ha.ano)
Nickel	8,634E-06 kg/(ha.ano)
Lead	2,749E-05 kg/(ha.ano)

Vinasse transport	
Product	
Vinasse transport	1 ha
Materials from technosphere	
Diesel, at regional storehouse	7,626E+00 kg/(ha.ano)
Lorry, 16t	0,000E+00 kg/(ha.ano)
Lorry, 28t	0,000E+00 kg/(ha.ano)
Lorry, 40t	8,375E-06 kg/(ha.ano)
Maintenance, lorry 16t	0,000E+00 kg/(ha.ano)
Maintenance, lorry 28t	0,000E+00 kg/(ha.ano)
Maintenance, lorry 40t	8,375E-06 kg/(ha.ano)
Disposal, lorry 16t	0,000E+00 kg/(ha.ano)
Disposal, lorry 28t	0,000E+00 kg/(ha.ano)
Disposal, lorry 40t	8,375E-06 kg/(ha.ano)
Emissions to air	
Ethane, 1,1,1,2-tetrafluoro-, HFC-134a	2,290E-03 g/(ha.ano)
Carbon dioxide, fossil	2,413E+01 kg/(ha.ano)
Sulfur dioxide	7,626E+00 g/(ha.ano)
Cadmium	8,202E-05 g/(ha.ano)
Copper	1,619E-02 g/(ha.ano)
Chromium	6,406E-04 g/(ha.ano)
Nickel	7,148E-04 g/(ha.ano)
Zinc	1,347E-02 g/(ha.ano)
Lead	1,179E-03 g/(ha.ano)
Selenium	7,626E-05 g/(ha.ano)
Mercury	1,525E-07 g/(ha.ano)
Chromium VI	7,626E-07 g/(ha.ano)
Carbon monoxide, fossil	1,569E+01 g/(ha.ano)
Nitrogen oxides	7,511E+01 g/(ha.ano)
Particulates, < 2.5 um	1,135E+00 g/(ha.ano)

Particulates, > 10 um	5,600E-02	g/(ha.ano)
Particulates, > 2.5 um, and < 10um	6,200E-02	g/(ha.ano)
NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	1,314E+00	g/(ha.ano)
Methane, fossil	7,981E-01	g/(ha.ano)
Benzene	9,271E-07	g/(ha.ano)
Toluene	1,314E-07	g/(ha.ano)
Xylene	1,158E-05	g/(ha.ano)
Formaldehyde	1,155E-04	g/(ha.ano)
Acetaldehyde	6,181E-05	g/(ha.ano)
Ammonia	5,208E-02	g/(ha.ano)
Dinitrogen monoxide	3,125E-01	g/(ha.ano)
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	1,042E-05	g/(ha.ano)
Heat, waste	3,257E+02	MJ/(ha.ano)

Emissions to water

Zinc, ion	1,926E-04	kg/(ha.ano)
Copper, ion	4,563E-06	kg/(ha.ano)
Cadmium, ion	6,818E-08	kg/(ha.ano)
Chromium, ion	3,252E-07	kg/(ha.ano)
Nickel, ion	8,811E-07	kg/(ha.ano)
Lead	2,806E-06	kg/(ha.ano)

Emissions to soil

Zinc	1,926E-04	kg/(ha.ano)
Copper	4,563E-06	kg/(ha.ano)
Cadmium	6,818E-08	kg/(ha.ano)
Chromium	3,252E-07	kg/(ha.ano)
Nickel	8,811E-07	kg/(ha.ano)
Lead	2,806E-06	kg/(ha.ano)

Inputs transport

Product

Inputs transport	1 ha
------------------	------

Materials from technosphere

Diesel, at regional storehouse	1,439E+01	kg/(ha.ano)
Lorry, 16t	0,000E+00	kg/(ha.ano)
Lorry, 28t	0,000E+00	kg/(ha.ano)
Lorry, 40t	1,056E-05	kg/(ha.ano)
Maintenance, lorry 16t	0,000E+00	kg/(ha.ano)
Maintenance, lorry 28t	0,000E+00	kg/(ha.ano)
Maintenance, lorry 40t	1,056E-05	kg/(ha.ano)
Disposal, lorry 16t	0,000E+00	kg/(ha.ano)
Disposal, lorry 28t	0,000E+00	kg/(ha.ano)
Disposal, lorry 40t	1,056E-05	kg/(ha.ano)

Emissions to air

Ethane, 1,1,1,2-tetrafluoro-, HFC-134a	2,290E-03	g/(ha.ano)
Carbon dioxide, fossil	4,555E+01	kg/(ha.ano)

Sulfur dioxide	1,439E+01	g/(ha.ano)
Cadmium	1,526E-04	g/(ha.ano)
Copper	2,931E-02	g/(ha.ano)
Chromium	1,109E-03	g/(ha.ano)
Nickel	1,279E-03	g/(ha.ano)
Zinc	2,316E-02	g/(ha.ano)
Lead	1,770E-03	g/(ha.ano)
Selenium	1,439E-04	g/(ha.ano)
Mercury	2,878E-07	g/(ha.ano)
Chromium VI	1,439E-06	g/(ha.ano)
Carbon monoxide, fossil	2,503E+01	g/(ha.ano)
Nitrogen oxides	1,236E+02	g/(ha.ano)
Particulates, < 2.5 um	1,912E+00	g/(ha.ano)
Particulates, > 10 um	5,600E-02	g/(ha.ano)
Particulates, > 2.5 um, and < 10um	6,200E-02	g/(ha.ano)
NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	2,659E+00	g/(ha.ano)
Methane, fossil	1,189E+00	g/(ha.ano)
Benzene	1,877E-06	g/(ha.ano)
Toluene	2,659E-07	g/(ha.ano)
Xylene	2,346E-05	g/(ha.ano)
Formaldehyde	2,346E-04	g/(ha.ano)
Acetaldehyde	1,251E-04	g/(ha.ano)
Ammonia	7,820E-02	g/(ha.ano)
Dinitrogen monoxide	4,692E-01	g/(ha.ano)
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	1,564E-05	g/(ha.ano)
Heat, waste	6,146E+02	MJ/(ha.ano)
Emissions to water		
Zinc, ion	2,837E-04	kg/(ha.ano)
Copper, ion	6,722E-06	kg/(ha.ano)
Cadmium, ion	1,004E-07	kg/(ha.ano)
Chromium, ion	4,790E-07	kg/(ha.ano)
Nickel, ion	1,298E-06	kg/(ha.ano)
Lead	4,134E-06	kg/(ha.ano)
Emissions to soil		
Zinc	2,837E-04	kg/(ha.ano)
Copper	6,722E-06	kg/(ha.ano)
Cadmium	1,004E-07	kg/(ha.ano)
Chromium	4,790E-07	kg/(ha.ano)
Nickel	1,298E-06	kg/(ha.ano)
Lead	4,134E-06	kg/(ha.ano)

Inventários da distribuição de Vinhaça

Vínasse storage tank		
Nome	Valor	Unidade

Products		
Vinasse storage tank		1 p
Materials/fuels		
Excavation, hydraulic digger	5876	m3
Concrete, normal, at plant	476	m3
Steel, low alloyed, at plant	36925	kg
Bitumen sealing V60, at plant	14040	kg
Transport, lorry 7.5-16t, EURO3	102952	tkm
Vinasse transport channel		
Nome	Valor	Unidade
Products		
Vinasse transport channel		1 km
Materials/fuels		
Excavation, hydraulic digger	378	m3
Concrete, normal, at plant	118	m3
Bitumen sealing V60, at plant	8400	kg
Transport, lorry 7.5-16t, EURO3	11124	tkm
Vinasse pumping to distribution system		
Nome	Valor	Unidade
Products		
Vinasse pumping to distribution system		1 p
Materials/fuels		
Iron-nickel-cromium alloy, at plant	57989	kg
Transport, lorry 7.5-16t, EURO3	1160	tkm
Vinasse aspersion system		
Nome	Valor	Unidade
Products		
Vinasse aspersion system		1 p
Materials/fuels		
Aluminium, primary, at plant	12600	kg
Iron-nickel-cromium alloy, at plant	1800	kg
Steel, low alloyed, at plant	3516	kg
Polyethylene, LDPE, granulate, at plant	39729	kg
Tractor, production	24509	kg
Transport, lorry 7.5-16t, EURO3	1643	tkm
Vinasse pumping and storage system operation		
Nome	Valor	Unidade
Products		
Vinasse pumping and storage system operation		1 m3
Materials/fuels		
Electricity, medium voltage, production BR, at grid	0,686	kWh
Vinasse storage tank	1,54686E-07	p
Vinasse pumping to distribution system	1,03124E-07	p
Vinasse aspersion system operation		
Nome	Valor	Unidade
Products		

Vinasse aspersion system operation	1	m3
Materials/fuels		
Diesel, burned in diesel-eletric generating set	0,20076	kg
Diesel, at reginal storage	0,032205	kg
Vinasse aspersion system	5,1562E-08	p
Emissions to air		
Carbon dioxide, fossil	1,038E-01	kg
Dinitrogen monoxide	2,613E-06	kg
Methane, fossil	5,776E-06	kg
Sulfur dioxide	1,650E-04	kg
Particulates, unspecified	5,639E-05	kg
Nitrogen oxides	1,224E-03	kg
Carbon monoxide, fossil	4,401E-04	kg
Hydrocarbons, unspecified	1,169E-04	kg

**ANEXO VI – Inventário do Processo de
Produção de Etanol de Cana-de-açúcar no
Estado de São Paulo**

Inventários da Produção de Energia Elétrica

		ICV	Alocação
Products			
Anhydrous Ethanol	kg	64,7	75,19%
Electricity	MWh	0,094147	24,81%
Vinasse	kg	888	0,00%
Filter cake mud	kg	25,6	0,00%
Ashes	kg	5,8	0,00%
Resources			
Occupation, industrial area, built up	m2a	0,0051	
Transformation, from arable, non-irrigated	m2	0,0001	
Transformation, to industrial area, built up	m2	0,0001	
Materials/fuels			
Sugarcane	kg	1000	
Straw	kg	0	
Sulphuric acid, liquid, at plant	g	491	
Lime, hydrated, packed, at plant	kg	0,81	
Chemicals inorganic, at plant	g	7,8	
Steel product manufacturing, average metal working	kg	0,046533	
Lubricating oil, at plant	kg	0,0134	
Cyclohexane, at plant/RER U	kg	0,069	
Tap water, at user	m3	1,5	
Sodium hydroxide, at plant	kg	0	
Água desmineralizada	kg		
Emissions to air			
Ethanol	kg	0,13	
Carbon dioxide, biogenic (fermentação)	kg	65,9	
Carbon dioxide, biogenic (bagasse combustion)	kg	167,7	
Carbon monoxide (bagasse combustion)	kg	0,1528632	
Nitrogen oxides (bagasse combustion)	kg	0,1520904	
Dinitrogen monoxide (bagasse combustion)	kg	0,0084	
Sulfur oxides (bagasse combustion)	kg	0,008162	
Methane (bagasse combustion)	kg	0,0629972	
Volatile organic compounds (bagasse combustion)	kg	0,0106316	
Particulates (10µm) (bagasse combustion)	kg	0,172368	
Particulates (2.5µm) (bagasse combustion)	kg	0,086184	