

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO - USP
PROGRAMA INTERDISCIPLINAR DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA - PIPGE
(EP/FEA/IEE/IF)

**As implicações dos aspectos legais, econômicos e financeiros na
implementação de projetos de geração de energia a partir de biomassa no
Brasil: um estudo de viabilidade.**

CARLOS EDUARDO MACHADO PALETTA

São Paulo

2004

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO - USP
PROGRAMA INTERDISCIPLINAR DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA - PIPGE
(EP/FEA/IEE/IF)

**As implicações dos aspectos legais, econômicos e financeiros na
implementação de projetos de geração de energia a partir de biomassa no
Brasil: um estudo de viabilidade.**

CARLOS EDUARDO MACHADO PALETTA

Dissertação apresentada ao Programa
Interunidades de Pós-Graduação em Energia
– (EP, FEA, IEE, IF) da Universidade de São
Paulo para obtenção o título de Mestre em
Energia.

Orientadora: Profa. Dra. Suani Teixeira
Coelho

São Paulo

2004

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Paletta, Carlos Eduardo Machado

As implicações dos aspectos legais, econômicos e financeiros na implementação de projetos de geração de energia a partir de biomassa no Brasil: um estudo de viabilidade / Carlos Eduardo Machado Paletta. São Paulo, 2004.

170p.

Dissertação (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia (EP,FEA,IEE,IF) da Universidade de São Paulo, 2004.

Orientadora: Profa. Dra. Suani Teixeira Coelho

1. Biomassa 2. Bagaço 3. Cogeração 4. Cana-de-açúcar
5. Sucroalcooleiro 6. Custos 7. Energia 8. Leis
9. Eletricidade
I. Título

Era uma vez um jovem príncipe e um sábio. Quando o jovem príncipe completou 20 anos, todos os habitantes do reino lhe deram presentes. A maioria deu ouro e jóias, mas o sábio, como não tinha posses, deu ao príncipe apenas uma bolinha de papel e disse:

“Esse é um papel mágico. Quando precisar, abra-o, leia-o, e ele dirá o que vossa majestade precisa saber”.

Os anos passaram. O príncipe virou rei e entrou numa guerra contra um sultão. Quando estava perdendo uma importante batalha, ele lembrou-se da bolinha de papel. Sempre a trazia e desembulhou-a com pressa. Só então leu o que estava escrito: “As coisas vão mudar”.

A frase deixou-o animado, porque ele pensou: “Se estamos perdendo e as coisas vão mudar, é porque vamos vencer”. Então colocou sua armadura, chamou seus principais guerreiros e voltou à guerra com mais ânimo. E, depois de regar aquelas terras com sangue, venceu a luta. Na volta em agradecimentos, o rei mandou que dessem ao sábio o seu peso em ouro.

Os anos passaram e o reino ia próspero e feliz. Um belo dia, porém, o rei lembrou-se do papelzinho e disse para si mesmo: “Quero ver qual a mensagem que o papel mágico tem para mim agora. Deve ser algo como: Tu és o maior”, ou “Serás sempre feliz”.

Mas quando abriu o papel estava escrito apenas: “As coisas vão mudar”. Então pensou: “Se está tudo tão perfeito e as coisas vão mudar, é porque tudo ficará pior”. Ele ficou possesso, e mandou que cortassem a cabeça do sábio.

Os anos passaram e o reino caiu em desgraça. As colheitas não foram boas, e foram perdidas muitas batalhas. O rei, já velho, abriu novamente o papel e leu a frase mágica: “As coisas vão mudar”. E só então ele entendeu que tudo muda o tempo todo e que a única coisa que não muda é o fato de tudo estar mudando. Aí, ele deu o último sorriso e morreu em paz.

José Roberto Torero

Agradecimentos

A Deus

A Professora Suani Teixeira Coelho, que me ensinou muito do que sei, que orientou, que aconselhou, que incentivou, que sempre acreditou e que com certeza influenciou no que sou hoje.

Ao Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo – IEE/USP, que me recebeu, possibilitando a elaboração deste trabalho e a todos do Instituto que efetivamente colaboram.

A todos do Centro Nacional de Referência em Biomassa – CENBIO, pelos anos de convivência.

A todos da Destilaria Pindorama de Alagoas, em especial aos Srs. Luiz Antônio de Aguiar Simões e Klécio José dos Santos, os quais me receberam com carinho, fornecendo todos os dados aqui utilizados.

Ao todos do Instituto Eco Engenho de Maceió - AL, em especial aos Srs. David Cerqueira e José Roberto Fonseca, pela acolhida e pela amizade construída nestes últimos anos de convivência.

Ao WINROCK - International Institute for Agricultural Development e a USAID – United States Agency for International Development pelo apoio.

A MCE Engenharia, em especial ao Sr. José Campanari Neto, pelo auxílio nos cálculos das análises.

Ao Professor Sérgio Peres Ramos da Silva, da Universidade de Pernambuco, pelo auxílio nos primeiros cálculos.

Ao Professor Armando Catelli, da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo – FEA – USP, que me proporcionou condições de adquirir os conhecimentos aqui utilizados.

Ao Professor José Roberto Moreira, do Instituto de Eletrotécnica e Energia - IEE, pelo apoio e reconhecimento sempre expressados.

Ao Professor Isaias Carvalho de Macedo, da Universidade de Campinas – UNICAMP, pelas contribuições importantes ao trabalho.

A todos da União da Agroindústria Canavieira de São Paulo – ÚNICA, em especial ao Sr. Onório Kitayama que sempre incentivou e forneceu prontamente as informações necessárias e importantes.

Ao Centro de Tecnologia da Copersucar – CTC que sempre me forneceu prontamente as informações necessárias e importantes.

Ao meu amigo de todos os dias, Eng. Felipe Moreira Miranda que, sempre me ajudou e participou efetivamente deste trabalho.

A Professora Maria Thereza Pompa Antunes que colaborou efetivamente na elaboração deste trabalho.

A Maria Thereza, que dedicou tempo, compreensão, carinho, incentivo e muito amor.

Aos meus amigos, a minha família, aos meus pais, aos meus irmãos e a minha filha pelos momentos de ausência e pelo amor sempre presente.

Obrigado.

Resumo

O objetivo principal deste estudo foi o de verificar se as variáveis legais, tecnológicas, econômicas e financeiras interferem no uso eficiente da biomassa como fonte de energia no Brasil. Em um segundo momento, objetivou-se propor alternativas que favoreçam a produção e a comercialização da energia gerada a partir de biomassa com tecnologias eficientes.

Para tanto, o estudo foi dividido em duas partes. A primeira fase consistiu na apresentação e estudo da legislação específica existente que estabelecem as normas de geração e comercialização de energia a partir de biomassa no país, por meio do mapeamento, da análise das barreiras e da identificação dos seus pontos críticos.

Na segunda fase foi analisado o método do estudo de caso aplicado à Cooperativa de Colonização Agropecuária e Industrial Pindorama Ltda. - Destilaria Pindorama, localizada na Colônia Pindorama, no município de Coruripe no Estado de Alagoas. Especificamente, foi aplicado à realidade da Destilaria Pindorama a análise técnica da implementação de um projeto de geração de eletricidade excedente, que incluiu informações referentes a custos, oferta e demanda de energia e equipamentos comercialmente disponíveis no mercado, de acordo com a legislação pertinente existente. Para a análise econômico-financeira foram aplicados os conceitos do GECON - Sistema de Gestão Econômica que é um modelo de avaliação de empresas por resultados econômicos, realizados por áreas de responsabilidade e seus respectivos centros de resultado.

Abstract

The main objective of this study was to verify if the legal, technological, economic and financial variables interfere in the efficient use of biomass, as energy source in Brazil. Secondly, it was aimed to propose alternatives to incentivate the production and the commercialization of the electricity produced from biomass with more efficient technologies.

The study was divided in two parts. The first part is the presentation and analysis of the current legislation that established the generation and commercialization norms of electricity from biomass in the country, through the survey of the barriers and the identification of their critical points.

In the second part, a Case Study was applied to the Pindorama Cooperative of Agricultural Colonisation and Industrial Co. – Pindorama Distillery, located in Colônia Pindorama, in the municipality of Coruripe, in the State of Alagoas. Specifically, it was applied to Pindorama's project for the generation of surplus electricity. This study included the information regarding the equipment costs, as well as the supply and demand of energy, in agreement with the existent pertinent legislation. For the economic-financial analysis, the concepts of GECON - System of Economical Administration were applied. This is a model for the evaluation of enterprises based on economic results, accomplished by each area of responsibility and their respective result centers.

Sumário

1. Introdução	1
1.1 Contextualização do tema	1
1.2 Questão de pesquisa	7
1.3 Objetivos	7
1.4 Hipóteses	8
1.5 Justificativa	12
1.6 Procedimentos Metodológicos	22
1.7 Resultados esperados	26
2. Caracterização do Setor Sucroalcooleiro	27
2.1 Introdução	27
2.2 Evolução da moagem de cana-de-açúcar, da produção de açúcar e álcool	28
2.3 Custo da cana-de-açúcar	33
2.4 Período de safra	35
2.5 Frequência de paradas na produção	42
2.6 Produtividade agrícola	44
2.7 Mecanização da colheita de cana-de-açúcar	45
2.8 Características do setor sucroalcooleiro regiões Nordeste e Sudeste	48
2.9 Financiamentos específicos para o setor sucroalcooleiro	50
2.10 Investimento específico em equipamentos de geração de energia a partir de biomassa	53
3. Modelo conceitual de avaliação econômica	61
3.1 Introdução	61
3.2 Modelos tradicionais de avaliação de investimentos	61
3.3 Conceito e estrutura do GECON – Sistema de Gestão Econômica	62
3.3.1 Premissas	65
3.3.2 Requisitos	65
3.4 Modelo Conceitual de avaliação econômica aplicado à decisão	

para o desenvolvimento de produtos e clientes	66
3.4.1 Definições	70
3.5 Estrutura do modelo conceitual	72
3.6 Modelo de informação para o Departamento de Marketing	74
3.7 Modelo de informação para o Departamento de Desenvolvimento de Produtos	76
3.8 Modelo de mensuração	77
3.9 Considerações ao modelo proposto	77
4. Análise técnica da Destilaria Pindorama	79
4.1 Objetivo	79
4.2 Definições	80
4.3 Levantamento de dados da Destilaria Pindorama	81
4.4 Dados da Situação Atual	83
4.5 Dados da Situação de Expansão	84
4.6 Análise técnica	89
4.6.1 Situação Atual	90
4.6.2 Situação de Expansão	95
5. Parâmetros econômicos para a análise econômica	98
5.1 Introdução	98
5.2 Investimento específico em equipamentos de geração de energia a partir de biomassa	98
5.3 Depreciação dos equipamentos	99
5.4 Custo de desenvolvimento de produto	99
5.5 Custo de manutenção do desenvolvimento de produto	101
5.6 Juros para captação ou remuneração do montante do capital próprio	101
5.7 Aplicação de recursos provenientes do fluxo de caixa	102
5.8 Taxas de desconto de recursos projetados	102
5.9 Correção dos preços de venda de energia e custos variáveis	102

5.10 Prazo de amortização dos investimentos	105
5.11 Custo de O & M (operação e manutenção)	106
5.12 Custo da biomassa (bagaço de cana-de-açúcar)	106
5.13 Cálculo do custo do vapor de processo e valor da eletricidade para consumo próprio	107
5.14 Custo da interligação da central geradora ao sistema de distribuição	113
5.15 Taxa de Conexão e Uso do Sistema de Distribuição – CUSD	115
5.16 Impostos para a comercialização e condições de financiamento de projetos de geração de energia	117
5.17 Custos evitados	121
a) de manutenção da destilaria	121
b) de compra de eletricidade	122
c) de venda dos equipamentos atuais	122
d) de compra de novos equipamentos	123
5.18 Valor de venda da eletricidade excedente gerada	124
5.19 Custo de desenvolvimento de clientes	127
5.20 Custo de manutenção do desenvolvimento de clientes	128
6. Análise econômica e financeira do empreendimento da Destilaria Pindorama	129
6.1 Introdução	129
6.2 Avaliação do investimento por meio do cálculo da TIR, do VPL e do Payback	131
6.2.1 Primeira situação	132
6.2.2 Segunda situação	143
6.3 Considerações aos resultados obtidos	144
6.4 Contribuições do GECON para a análise econômica e financeira de empreendimentos	150
7. Conclusão	158

Apêndices

I. Análise técnica – Situação atual

II. Análise técnica – Situação de expansão

III. Cálculo do custo do vapor de processo e valor da eletricidade através do método da análise termoeconômica em base exergética

IV. Evolução da moagem de cana-de-açúcar, da produção de açúcar e álcool no Brasil

V. Fotos da Destilaria Pindorama

VI. Políticas atuais e perspectivas para a implementação da biomassa como fonte de energia na Matriz Energética Brasileira

Lista de Esquemas

Esquema 4.1: Situação Atual da Unidade	92
Esquema 4.2: Caldeira Seleccionada	93
Esquema 4.3: Ciclo Seleccionado para a Situação de Expansão	94
Esquema 4.4: Situação Futura da Unidade	97

Lista de Figuras

Figura 3.1: Visão sistêmica da empresa e seus subsistemas	63
Figura 3.2: Esquema de processo de decisão de viabilidade de produto	69

Lista de Gráficos

Gráfico 2.1: Produção total de cana-de-açúcar (Norte - Nordeste, Centro - Sul e Brasil)	28
Gráfico 2.2: Produção total de açúcar (Norte – Nordeste, Centro – Sul e Brasil)	29
Gráfico 2.3: Produção total de álcool (Região Norte-Nordeste, Centro-Sul e Brasil)	30
Gráfico 2.4: Produção total de álcool anidro (Região Norte-Nordeste, Centro-Sul e Brasil)	31
Gráfico 2.5: Produção total de álcool hidratado (Região Norte-Nordeste, Centro-Sul e Brasil)	32

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Dias corridos de safra – Unidades Cooperadas da Coopersucar	36
Tabela 2.2: Resumo da moagem de cana-de-açúcar na região Centro – Sul	37
Tabela 2.3: Dias efetivos de safra das usinas e destilarias de cana-de-açúcar, Estado de Alagoas – Safra 2000/2001.	38
Tabela 2.4: Dias efetivos de safra das usinas e destilarias de cana-de-açúcar, Estado de Alagoas – Safra 2001/2002.	39
Tabela 2.5: Dias efetivos de safra das usinas e destilarias de cana-de-açúcar, Estado de Alagoas – Safra 2002/2003.	40
Tabela 2.6: Freqüência de paradas na produção da Destilaria Pindorama	43
Tabela 2.7: Comparativo de atividades no setor sucroalcooleiro nas regiões Nordeste e Sudeste.	49
Tabela 2.8: Projetos de Cogeração Sucroalcooleira em carteiras no BNDES	54
Tabela 2.9: Resumo dos projetos em carteira no BNDES – Setor Sucroalcooleiro	56
Tabela 2.10: Investimentos específicos da carteira de projetos do BNDES – Setor Sucroalcooleiro	57
Tabela 2.11: Comparativo da evolução dos preços de materiais – Dedini S/A	58
Tabela 2.12: Evolução nos preços dos insumos básicos – Açúcar Guarani S/A	59
Tabela 2.13: Evolução do IGPM nos últimos 12 meses	60
Tabela 4.1: Dados da produção referente à safra atual 2001/2002	84

Tabela 4.2: Dados da produção referente à situação de expansão	85
Tabela 5.1: Investimento necessário	99
Tabela 5.2: Variação mensal do IGPM – Índice Geral de Preços de Mercado	104
Tabela 5.3: Evolução do acumulado anual do IGPM	105
Tabela 5.4: Montantes anuais de bagaço, vapor de processo e eletricidade para consumo próprio	112
Tabela 5.5: Atualização do valor de venda da eletricidade para a 1ª Situação	126
Tabela 5.6: Atualização do valor de venda da eletricidade para a 2ª Situação	127
Tabela 6.1: Fluxo de caixa das atividades projetadas (dados técnicos e parâmetros econômicos projetados)	133
Tabela 6.2: Valores presentes líquidos de cada das atividades projetadas (dados técnicos e parâmetros econômicos projetados)	136
Tabela 6.3: Fluxo de caixa das atividades projetadas por recebimentos/desembolsos	139
Tabela 6.4: Valores presentes líquidos das atividades projetadas por recebimentos /desembolsos	141
Tabela 6.5: Cálculo da TIR, VPL e do Pay Back – 1º Situação	143
Tabela 6.6: Cálculo da TIR, VPL e do Pay Back – 2º Situação	144
Tabela 6.7: Venda da eletricidade excedente por dia	145
Tabela 6.8: Valor agregado por tonelada de cana-de-açúcar	147
Tabela 6.9: Estimativa dos créditos de carbono	149
Tabela 6.10: Fluxo de caixa projetado/ Margem de contribuição	153
Tabela 6.11: Valor presente líquido/ Margem de contribuição	155

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização do tema

A maior parte do sistema de geração e distribuição de energia no Brasil é interligado através de um extenso sistema de distribuição, permitindo planejar e operar a geração e distribuição de energia de forma ampla e eficiente. O Sistema Interligado Nacional – SIN possui uma capacidade instalada de 72.843 MW o que corresponde a 96,60% da capacidade instalada total do país. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica¹. Sendo assim, teoricamente, deveria ser possível atender uma demanda maior em uma certa região do país apenas aumentando a oferta em qualquer ponto do sistema.¹

Em contrapartida, qualquer distúrbio neste complexo sistema pode afetar não apenas a região na qual ocorreu o problema, mas todo o sistema interligado. Para tanto, investimentos em manutenção e ampliação da capacidade de transmissão, bem como na capacidade técnica quando da operação do sistema, sempre são necessários, para garantir a confiabilidade necessária no transporte dos grandes blocos de energia gerada.¹

O sistema interligado de geração e distribuição de energia no Brasil, desde que foi projetado e implementado, mostrou-se, de modo geral, razoavelmente adequado ao seu papel, com um número relativamente pequeno de falhas graves. Nos últimos anos, entretanto, esse sistema tornou-se mais frágil, provavelmente como resultado da falta do planejamento adequado e baixos investimentos.¹

¹ Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema, www.ons.org.br

Além das questões relativas ao sistema interligado, há o fato de que o sistema de geração de energia no Brasil, essencialmente baseado em hidráulidade de grande porte, está sujeito à sazonalidade, em função da disponibilidade de combustível primário existente (água), ocasionando variações periódicas na quantidade de energia disponibilizada anualmente na rede de distribuição existente. Isto significa que, num dado ano, pode-se ter uma disponibilidade de energia adequada ao consumo e, no ano subsequente, ter-se falta de energia.

Diante dessa conjuntura, a geração de energia descentralizada, em especial a partir de biomassa e de outras fontes renováveis, a partir do gás natural, bem como a geração descentralizada de pequeno e médio porte, vem aumentando sua participação e já contribui para a redução desta fragilidade, fortalecendo os blocos regionais de geração. Em consequência, podem contribuir para o aumento da confiabilidade do sistema interligado nos próximos anos.

Entretanto, faltaram políticas adequadas para atingir a este objetivo (COELHO, 1999). Por exemplo, verifica-se que os projetos de financiamento do BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social² ainda atingem apenas em torno de 40 das mais de 300 usinas sucroalcooleiras existentes no país (CENBIO, 2001).

Desde 2001, a busca por outras fontes de geração de eletricidade que não a proveniente da água, acelerou a implementação dos quase 40 projetos de geração de eletricidade (excedente) no setor sucroalcooleiro no país, pois existia na ocasião a necessidade de se atender à demanda crescente de energia e as perspectivas eram de déficit na época (CENBIO, 2001).

Por outro lado, durante os anos de 2002 e 2003 a escassez de energia não se confirmou ocasionando um excesso de oferta de energia no país. Segundo informações do Ministério de Minas e Energia - MME³, em 2003 há uma sobra de energia em torno de 7.000 MW no Sistema Interligado de Transmissão e Distribuição

² Fonte: BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, Carteira de Projetos, comunicação pessoal, 2002.

³ Fonte: MME – Ministério de Minas e Energia, www.mme.gov.br

de Energia. Diante desse fato, verificou-se uma desaceleração na implementação de projetos de geração de eletricidade excedente no setor sucroalcooleiro, em virtude da não necessidade de energia complementar proveniente de outras fontes que não a hidráulica.

Entretanto, no ano de 2004, de acordo com as projeções (otimistas) de reaquecimento da economia no país para os próximos anos, pode-se talvez inferir que haverá a necessidade da implementação de novos projetos de geração de energia⁴.

Antecipando-se a este fato, o Governo Federal sinalizou a intenção de incentivar as fontes renováveis de energia através da promulgação da Lei 10.438 no ano de 2002 que pretende implementar 3.300 MW de empreendimentos de geração de energia a partir de biomassa, PCH e eólica no país até o ano de 2006⁵.

A necessidade da implementação de novos projetos de geração de energia no país pode ser comprovada já no ano de 2004, com a entrada em operação de usinas térmicas emergenciais, movidas a óleo diesel, em alguns estados do país, especialmente nas regiões Norte e Nordeste⁶.

Diante dessa conjectura, o que se pode sugerir é que uma parte dos novos projetos necessários sejam implementados a partir de fontes renováveis, por todas as suas vantagens já amplamente discutidas em diversos trabalhos.

Para tanto, e devido às variações do cenário econômico e da disponibilidade existente de energia no país, verifica-se que políticas adequadas e de incentivo se fazem necessárias para a efetiva implementação de projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis, políticas estas capazes de propiciar as condições necessárias para tanto.

⁴ Fonte: Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S.A, www.eletrobras.gov.br

⁵ Fonte: Presidência da República, www.planalto.gov.br

⁶ Fonte: MME – Ministério de Minas e Energia, www.mme.gov.br

Este fato pode ser verificado quando se analisam os programas específicos de financiamento para projetos de geração de eletricidade a partir de biomassa criados pelo BNDES. O Programa de Apoio à Geração e Cogeração de Energia a Partir de Biomassa e do Bagaço da Cana-de-Açúcar, criado em 2001, foi responsável pela implementação da quase totalidade dos projetos existentes no país. O mesmo estabeleceu condições especiais no que se refere a prazos, juros e garantias para os respectivos projetos (BNDES, 2003).

Segundo estudos do ano de 2001 do CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa / IEE / USP, o potencial de energia excedente a partir do bagaço de cana no Brasil é de aproximadamente 4.000 MW, o qual pode ser implementado com tecnologia comercializada no país. Entretanto, com o término, em 2003, do Programa do BNDES, a soma de todos os projetos implementados, em implementação e em estudo totalizou apenas 1000 MW (CENBIO, 2001).

Como o mercado de energia no Brasil está sujeito às leis de oferta e demanda, e de acordo com o custo atual dos investimentos específicos de um sistema de geração de eletricidade excedente para a venda, são necessários no mínimo 10 anos de garantia de fornecimento da nova energia a ser gerada a um preço adequado e pré-estabelecido para a implementação de qualquer projeto. Vale ressaltar que, embora alguns projetos implementados no país apresentaram períodos de retorno do investimento em torno de 7 a 8 anos, a maioria dos projetos tende a apresentar o valor de 10 anos como período de retorno mais adequado (COELHO, 1999) (WALTER, 1994).

De acordo com os custos de implementação de novos projetos, ou os custos de repotenciação de unidades geradoras atualmente existentes, e pelos atuais preços ofertados pelo mercado comprador de energia, estes projetos (no setor privado) somente se viabilizarão com linhas de créditos adequadas e contratos de compra de energia assegurados pelo menos durante o período acima citado.

Outro aspecto importante a se destacar é o fato de que o fornecimento de energia a partir de fontes renováveis não está sujeito às variações das condições climáticas existentes em cada período no Brasil. Dessa forma, o mesmo deve ter a sua importância reconhecida para a diversificação da matriz energética brasileira (CENBIO, 2001)

Como a demanda por energia elétrica no Brasil é em geral crescente, as medidas tomadas para fomentar este setor ainda não foram suficientes, abrindo-se um espaço para a geração de energia proveniente de fontes alternativas e renováveis⁷.

Por outro lado, é imperioso que as empresas se adaptem a essa realidade, otimizando os recursos disponíveis, ao custo de verem a sua continuidade comprometida. Nesse panorama, o setor sucroalcooleiro no Brasil se conscientizou da vantagem de utilizar o bagaço de cana-de-açúcar para geração e venda de energia excedente (COELHO, 1999).

A proposta *Brazilian Energy Initiative*⁸ apresentada pelo Governo Federal Brasileiro no *World Summit on Sustainable Development*, em *Johannesburg*, em 2002, se apoiou (além da experiência do álcool combustível) nas políticas introduzidas por meio da Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, que criou o PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica e no Decreto n^o 4.541, de 23 de dezembro de 2002, da Presidência da República, que regulamentou o PROINFA, estabelecendo as metas deste tipo para o Brasil.

A referida lei e o decreto correspondente estabeleceram que até o ano de 2006 haverá a compra de eletricidade, no sistema interligado, de 3.300 MW provenientes de biomassa, eólica e PCHs. Após 2006, ficou estabelecido que as fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no país⁹.

⁷ Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema, www.ons.org.br

⁸ BEI – Brazilian Energy Initiative = Proposta Brasileira de Energia que propôs que 10 % de toda energia consumida no mundo seja proveniente de fontes renováveis, até 2010. (GOLDEMBERG, 2002)

⁹ Fonte: Presidência da República, www.planalto.gov.br

Entretanto, a criação desta Lei e a sua regulamentação não foram suficientes para acabar com todas as barreiras existentes para a efetiva implementação das fontes renováveis de energia, em virtude da indefinição do valor pelo qual será remunerada a energia a ser gerada e das condições que regerão os contratos de financiamento dos projetos.

Com relação a efetiva implementação da Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, somente em 30 de março de 2004, por meio do Decreto 5.025, da Presidência da República e da Portaria 45, do MME – Ministério de Minas e Energia é que foram regulamentados os parâmetros da compra da energia gerada pela Eletrobrás e definidos os valores econômicos específicos das fontes eólica, biomassa e PCH.

Também nesta ocasião, o BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, lançou um programa específico para os empreendimentos do PROINFA, com condições especiais de financiamento em relação a juros e prazos de amortização¹⁰.

Esses fatos aliados à necessidade, segundo a lei mencionada, da contratação da energia ter que ser firmada até abril de 2004, prazo este considerado curto pelos investidores para a realização dos projetos executivos necessários para implementação do projeto total, praticamente paralisou todos os investimentos em geração de energia a partir de fontes renováveis no país a espera do PROINFA.

Embora pudesse ser constatado uma demora na regulamentação definitiva do PROINFA e da divulgação dos valores econômicos de cada fonte de energia, o prazo para a contratação foi mantido como sendo o mês de abril de 2004, e para a entrada em operação dos novos empreendimentos o prazo foi mantido como sendo até 2006.

¹⁰ Fonte: BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômica e Social, www.bndes.gov.br

1.2 Questão de pesquisa

O Brasil possui uma vasta regulamentação do setor energético, regulamentação esta estabelecida através de leis, decretos e resoluções, os quais definem os parâmetros que hoje norteiam a geração, transmissão e distribuição de energia no país¹¹.

Analogamente, as fontes renováveis, especificamente a biomassa e o bagaço da cana-de-açúcar, estão incluídas nesta regulamentação¹¹.

Aliado ao fato da regulamentação, está a tecnologia comercialmente disponível para a geração de eletricidade a partir de biomassa. A variedade de tecnologias disponíveis permite a escolha da configuração mais adequada para cada projeto de geração em questão, atendendo às características típicas de cada um (CENBIO, 2001).

Entretanto, para a viabilização de um projeto de geração de energia a partir de fontes renováveis é ainda necessário que essas questões legais e tecnológicas estejam inseridas no cenário econômico e financeiro do país. Têm-se, assim, variáveis que interferem diretamente ao longo do processo de implementação de um projeto de geração de energia a partir de fontes renováveis que devem ser analisadas e combinadas adequadamente para que se tenha a eficiência desejada (COELHO, 1999 e WALTER, 1994).

Diante do exposto, a questão que se formula é: as variáveis legais, tecnológicas, econômicas e financeiras, existentes atualmente no Brasil, dificultam ou colaboram para a geração e o uso adequado dos recursos energéticos provenientes de fontes renováveis?

1.3 Objetivos

No contexto discutido acima, o objetivo principal desta pesquisa é o de verificar se as variáveis legais, tecnológicas, econômicas e financeiras, existentes no Brasil,

¹¹ Fonte: ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, diversas resoluções, www.aneel.gov.br

dificultam ou colaboram para o uso adequado dos recursos energéticos provenientes de fontes renováveis.

Especificamente, na dissertação proposta, pretende-se:

- ✓ Levantar e analisar a legislação do setor elétrico, específica para a geração de energia a partir de biomassa.
- ✓ Analisar as barreiras existentes e suas conseqüências na implementação das fontes renováveis de energia. Tais barreiras incluem os aspectos: legais, tecnológicos, econômicos e financeiros que serão discutidos.
- ✓ Identificar os pontos críticos que afetam a comercialização de energia a partir de biomassa bem como os pontos positivos.
- ✓ Propor alternativas que estimulem a produção e a comercialização da energia gerada a partir de biomassa com tecnologias eficientes, por meio da apresentação de um estudo de caso em uma usina do setor sucroalcooleiro, na região Nordeste, onde há maior dificuldade para implementação.

1.4 Hipóteses

Segundo Silva (2003, p. 54) hipótese é a provável resposta à questão de pesquisa proposta, não consistindo, portanto, na solução do problema carente de investigação.

De acordo com os aspectos abordados na contextualização do tema, ou seja, a existência de variáveis legais, tecnológicas, econômicas e financeiras que podem ou não interferir na implementação de um projeto de geração de eletricidade excedente em uma usina do setor sucroalcooleiro, pode-se dizer que:

Em relação às variáveis legais, tem-se:

- Uma vasta regulamentação existente para o setor energético no país, por meio de diversas leis, decretos e resoluções e especificamente nas mudanças impostas na legislação a partir da promulgação da Lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996, da Presidência da República, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (Apêndice VI)

- A criação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, foi um marco do setor elétrico. Sendo ela uma autarquia sob regime especial, foi instituída com a missão de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal e ainda promover a articulação com os Estados e o Distrito Federal. A agência regulamenta ainda o aproveitamento energético dos cursos de água e a compatibilização com a política nacional de recursos hídricos, além de disciplinar o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica entre outras providências.
- A Lei nº 9648, de 27 de maio de 1998, da Presidência da República, que autorizou o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS.
- A Lei nº 9648 é considerada como outro marco para o início da reformulação das atribuições da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica no que se refere a ser o agente regulador e fiscalizador da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A mesma também propiciou o início da privatização e reestruturação do setor elétrico no país.

A partir desta data, a ANEEL teve as suas atribuições valorizadas e possibilitou ao Poder Executivo promover, com vistas a privatização, a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias a Centrais Elétricas Sul do Brasil S/A - ELETROSUL, a Centrais Elétricas Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE, a Cia. Hidroelétrica do São Francisco - CHESF e a Furnas Centrais Elétricas S/A, mediante operações de cisão, fusão, incorporação, redução de capital, ou constituição de subsidiárias integrais.

Em relação às variáveis tecnológicas, tem-se:

- A existência do potencial de geração de eletricidade excedente nas usinas e destilarias do setor sucroalcooleiro no Brasil (CENBIO, 2001) (COELHO, 1992) (COELHO, 1999) (WALTER 1984) e das diversas opções tecnológicas

existentes para a implementação desse potencial com tecnologias eficientes e comercialmente disponíveis.

Em relação às variáveis econômicas e financeiras, tem-se:

As constantes mudanças na economia no país, a inexistência de contratos de longo prazo para a compra de eletricidade, a inexistência de um valor de compra competitivo para a eletricidade gerada e ainda a inexistência de condições de financiamento específicas, que considerem a implementação das tecnologias mais eficientes e que favoreçam os investimentos em geração de energia no país.

Conforme já mencionado anteriormente, somente em 30 de março de 2004, é que foi concretizada a implementação da Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, por meio do Decreto 5.025, da Presidência da República e da Portaria 45, do MME – Ministério de Minas e Energia, ambos de 30 de março de 2004 que regulamentaram os parâmetros da compra da energia gerada pela Eletrobrás e definiram os valores econômicos específicos das fontes eólica, biomassa e PCH.¹²

Também nesta ocasião, o BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, lançou um programa específico para os empreendimentos do PROINFA, com condições especiais de financiamento em relação a juros e prazos de amortização.¹³

Diante do exposto, neste estudo adota-se como primeira hipótese:

Hipótese 1: Considera-se que as variáveis legais, tecnológicas, econômicas e financeiras que atualmente interferem no processo de implementação de projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis, dificultam a geração e o uso adequado dos recursos energéticos provenientes de fontes de energia renováveis.

Além disso, o ambiente internacional em seus diversos aspectos vem-se modificando e tornando-se mais competitivo e exigente. As empresas, em resposta

¹² Fonte: Presidência da República, www.planalto.gov.br

¹³ Fonte: BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômica e Social, www.bndes.gov.br

às novas exigências ambientais, estão passando por mudanças profundas, e como não poderia deixar de acontecer, os processos de mudança têm impactado a economia brasileira e as empresas de forma geral.

Um grande número de métodos, técnicas, abordagens e preocupações desafiam os gestores em suas realidades empresariais (FIPECAFI, 2001) no que diz respeito à decisão do que é ou não relevante, e principalmente, a como implementar as mudanças a fim de se obter resultados concretos. Esse fato pode ser comprovado por meio do crescente número de cursos e especializações em nível de pós-graduação que o mercado vem oferecendo aos gestores de forma a contribuir para minimizar esta questão, considerando-se, ainda, que em muitos desses cursos são oferecidas soluções e diversas novas tecnologias ainda em estudo.

Assim sendo, é de supor que os gestores busquem implementar metodologias/tecnologias adequadas de forma a atingir os seus objetivos e, desta forma, não se voltando somente para a eficiência, mas sobretudo para a eficácia empresarial, ou seja, a efetiva implementação de um novo produto ou um novo projeto que traga benefícios para as empresas considerando a realidade econômica subjacente da qual depende o sucesso ou o fracasso da empresa.

Desta forma, o resultado global da empresa é formado pelos resultados analíticos das diversas transações que correspondem à materialização das ações dos gestores. Fica claro, portanto, que o nível de qualidade ou excelência da ação do gestor é fator decisivo para o grau de otimização do resultado global da empresa (FIPECAFI, 2001).

Diante do exposto, neste estudo adota-se como segunda hipótese:

Hipótese 2: Considera-se que havendo uma adequada gestão das variáveis legais, tecnológicas, econômicas e financeiras essas contribuem para a implementação dos referidos projetos e ainda ter-se comprovada a sua viabilidade, por meio de análise econômico-financeira.

1.5 Justificativa

Conforme já mencionado, verifica-se que o Brasil possui, hoje, grande parte do seu sistema de geração e distribuição de energia interligada o que permite planejar e operar a geração e distribuição de energia de forma ampla e eficiente. Sendo assim, é possível atender uma demanda maior em uma certa região do país apenas aumentando a oferta em qualquer ponto do sistema.

Em contrapartida, há perdas elevadas no sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica e a geração de energia descentralizada pode contribuir para minimizar perdas na transmissão de energia através das linhas de transmissão existentes no país. A energia gerada pode ser consumida perto dos locais de geração, não sendo necessário o transporte da mesma para outra localidade e contribuindo, assim, para desobstruir as linhas de transmissão existentes e garantir uma maior confiabilidade necessária no transporte dos grandes blocos de energia de uma região a outra do país.

Diante dessa conjuntura, a geração de energia a partir de biomassa, de outras fontes renováveis e a pequena geração descentralizada, podem vir também a contribuir para o fortalecimento dos blocos regionais de geração e consumo (CENBIO, 2001 e COELHO, 1999).

Apesar das vantagens ambientais, sociais e estratégicas das renováveis elas apresentam duas grandes dificuldades: o investimento inicial elevado e, em alguns casos, a intermitência como no caso da energia eólica e solar. No caso da biomassa, entretanto, não há o problema da intermitência e mesmo o custo de geração de energia a partir de biomassa é inferior a várias outras fontes de energia renovável (GOLDEMBERG, 2003).

Em vista disso, vários estudos foram desenvolvidos ao longo dos últimos anos no Brasil visando contribuir com metodologias aplicáveis à utilização de biomassa para a geração de energia. Muitos desses trabalhos versam sobre a cogeração de energia a partir da cana-de-açúcar no setor sucroalcooleiro, outros a partir dos

resíduos de madeira, casca de arroz, óleos vegetais, resíduos agrícolas e urbanos, dentre outras formas de biomassa.

Assim sendo, é de se destacar alguns estudos de extrema contribuição ao entendimento do tema, dentre eles:

HORTA NOGUEIRA (1987), um dos pioneiros estudos nesta área, em “Análise da Utilização de Energia na Produção de Álcool de Cana-de-Açúcar”, analisou a situação atual do setor sucroalcooleiro e suas perspectivas, sob o ponto de vista de aumento da eficiência energética. O autor também determinou a efetiva relação produção/consumo na obtenção de energia da cana-de-açúcar, estudou e modelou o processo industrial, avaliando os insumos materiais e energéticos, dentro de condições estabelecidas para o projeto e operação dos sistemas. De posse desse ferramental analítico foi possível avaliar o efeito da alteração de parâmetros variáveis na procura de incrementos de produtividade energética, em uma acepção abrangente para a otimização do setor produtivo.

O autor, dentre várias conclusões, verificou que a evolução tecnológica na indústria canavieira tem provocado seguidas alterações em termos de métodos, processos e equipamentos, cujas conseqüências energéticas podem ser investigadas através de modelos de simulação. A maior conseqüência dessas alterações é a possibilidade de na disponibilidade de vapor de escape, impondo um acompanhamento do balanço térmico, reduzindo a demanda de vapor vivo nos acionadores primários e elevando a produtividade energética.

Em uma de suas inúmeras publicações, o IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas (1990), no Manual de Recomendações: Conservação de Energia na Indústria do Açúcar e Álcool, mostrou os problemas e peculiaridades do setor sucroalcooleiro e ainda elaborou um manual com uma fonte de dados atualizados e um ferramental adequado para auxiliar as decisões na área de conservação de energia.

Em função da importância socio-econômica que o setor sucroalcooleiro representa, o referido manual foi elaborado com o propósito de atender às necessidades do setor, dando ênfase à criação de programas de conservação de energia em

empresas, cujas conseqüências redundem também em redução dos custos de produção.

COELHO (1992), em “Avaliação da Cogeração de Eletricidade a Partir de Cana de Açúcar em Sistemas de Gaseificação e Turbina a Gás”, avaliou as possibilidades dos sistemas de gaseificador/turbinas a gás com a utilização do gás de bagaço de cana-de-açúcar do setor sucroalcooleiro no Estado de São Paulo e no Brasil.

No mesmo estudo, a autora calculou os custos de geração de eletricidade a partir do gás de bagaço, analisou a influência da venda de excedente de eletricidade sobre o custo da produção de álcool para diferentes custos de oportunidade de bagaço de cana-de-açúcar e avaliou os impactos ambientais e sociais, em particular o custo do carbono evitado, em relação à substituição de combustíveis fósseis pelo bagaço de cana-de-açúcar em usinas termelétricas.

A autora concluiu que a implementação do processo de cogeração de eletricidade a partir do bagaço de cana-de-açúcar com sistemas de gaseificador/turbina a gás aparece como uma possibilidade viável, a médio prazo, em vista da experiência atual do setor operando com turbinas a vapor.

Além disso, a autora afirma também que a produção de eletricidade a partir do bagaço de cana-de-açúcar aparece como uma solução realista e, além disso, contribui para a redução dos custos de produção de álcool.

WALTER (1994), em “Viabilidade e Perspectivas da Co-geração e da Geração Termelétrica junto ao Setor Sucro-Alcooleiro”, estudou a cogeração e a produção independente de eletricidade e, em especial, da viabilidade e das perspectivas dessas tecnologias junto ao setor sucroalcooleiro no Brasil.

O autor, também identificou as principais características, as razões pelas quais essas alternativas têm sido valorizadas e como que as mesmas têm sido tratadas, no contexto internacional, nos processos de reformulação da base institucional do setor elétrico.

Com relação ao Brasil, o autor ainda estudou os setores elétrico e sucroalcooleiro. No caso do setor elétrico, foram analisadas a sua estrutura organizacional, as origens de sua crise institucional e financeira e algumas propostas de reestruturação. Já para o setor sucroalcooleiro, o autor fez uma análise da expansão da agroindústria canavieira nos últimos anos. Com destaque para as questões relativas à concentração da produção, para o problema dos custos de produção do álcool etílico e para as razões e opções de diversificação da produção.

No mesmo trabalho, as várias alternativas de geração elétrica em larga escala foram analisadas e a partir dos procedimentos de simulação desenvolvidos pelo autor, foram determinadas as principais características de cada sistema, tais como a capacidade de geração, a produção de energia elétrica, a disponibilidade de excedentes e os requerimentos de biomassa.

Na obra, o autor conclui que a produção de energia elétrica em larga escala a partir dos sub-produtos da cana-de-açúcar, em sistemas de cogeração ou de geração termelétrica, como produção independente, é uma alternativa de potencial expressivo. Entretanto, muitas barreiras ainda precisam ser superadas para que uma fração mais significativa desse potencial possa ser viabilizada dentro de um horizonte de 10 a 20 anos.

MACEDO (1996), em “A Tecnologia para o Setor Sucro-alcooleiro: Situação Atual e Perspectivas in Perspectivas do Álcool Combustível no Brasil”, constatou que nos últimos vinte anos, o desenvolvimento e a implementação de novas tecnologias no setor sucroalcooleiro foram os grandes responsáveis pela redução de custos de produção de álcool. O autor ainda afirmou que esta redução deve continuar a médio e longo prazo, tanto com as tecnologias existentes atualmente como com as tecnologias mais avançadas e passíveis de implementação num período de até dez anos.

A mesmo autor concluiu que na área de tecnologia agrícola está o maior potencial para a introdução de novas tecnologias e subsequente redução de custos. Já na área industrial, os pontos principais em que houve aumento da produtividade, com tecnologia brasileira, foram na extração, no tratamento do caldo e fermentação e na

destilação. Com relação a energia , embora em algumas usinas os sistemas chamados avançados, como secadores de bagaço e unidades de cogeração de lata pressão, já sejam utilizados, até agora não houve maior interesse em investimentos nessa área porque não havia incentivos com a legislação existente em 1995.

BOLOGNINI (1996), em “Externalidades na Produção de Álcool Combustível no Estado de São Paulo”, conceituou e identificou os custos externos ou externalidades na produção e uso de uma energia proveniente de biomassa, isto é o álcool combustível.

A autora ainda demonstrou que as externalidades positivas e negativas que ocorrem na produção do álcool combustível podem ser identificadas e, com algum esforço e com o auxílio de técnicas variadas, pode-se chegar a algum tipo de quantificação, que mesmo imperfeito pode servir de base para ações de internalização nos custos, que irão sendo aperfeiçoadas.

SILVA (1997), em “*Catalytic Indirectly Heated Gasification of Bagasse*”, abordou as tecnologias existentes para a conversão energética a partir de biomassa, os aspectos relevantes que afetam a utilização de biomassa como fonte de energia e ainda elaborou um estudo detalhado sobre o processo de gaseificação de biomassa para a geração de energia.

CORTEZ e LORA (1997), em “Tecnologias de Conversão Energética da Biomassa, Série Sistemas Energéticos II”, retrataram a visão global dos fundamentos teóricos e principais tecnologias de conversão energética. Na referida obra ainda foram abordados aspectos de caracterização e disponibilidade da biomassa e as tecnologias envolvidas nas etapas prévias à conversão energética propriamente dita, as questões tecnológicas decorrentes da conversão energética como a produção de energia elétrica, a cogeração e o impacto ambiental.

MOREIRA e GOLDEMBERG (1999), em “*The Alcohol Program*”, verificaram que o programa brasileiro do álcool combustível, o PROALCOOL pode vir a ser a solução para a crise do petróleo e ainda a solução para a flutuação dos preços do açúcar no mercado internacional.

Para tanto, os autores sugeriram duas alternativas para a solução desses problemas. A primeira seria o aumento do consumo interno de álcool combustível. A segunda seria a exportação do álcool brasileiro para os países industrializados para ser utilizado como combustível.

Além do exposto, os autores ressaltaram que a maior atratividade do PROALCOOL é a redução nas emissões de CO₂ em comparação às emissões dos combustíveis fósseis e que este fato poderia colaborar com os países industrializados no cumprimento das metas de redução de emissões de GEE – Gases de Efeito Estufa assumidas pelos mesmos.

COELHO (1999), em “Mecanismos para Implementação da Cogeração de Eletricidade a partir de Biomassa. Um Modelo para o Estado de São Paulo”, discutiu os mecanismos para a viabilização de um programa amplo de venda de excedentes de eletricidade a partir de biomassa, como no caso das usinas de açúcar e álcool. Estes mecanismos incluem ainda a avaliação econômica da geração de excedentes em termos tecnicamente rigorosos (análise termoeconômica), propostas de modificações e na regulamentação atualmente em vigor, mas também a proposta de estudos visando a inclusão dos custos ambientais e taxaço de carbono – dentro das perspectivas do Protocolo de Quioto – no planejamento integrado para o setor elétrico.

A autora concluiu que em vista das vantagens estratégicas, ambientais e sociais, seria importante a implementação de políticas adequadas para viabilizar o processo de cogeração a partir de biomassa em larga escala, em especial no Estado de São Paulo, pelo potencial de participação na matriz energética.

Entretanto, a autora verificou a existência de barreiras que impossibilitavam a efetiva implementação do programa amplo de venda de excedentes de eletricidade a partir de biomassa. Desta forma, e através da análise das barreiras existentes, mecanismos que possibilitavam a efetiva implementação do programa foram propostos.

VELÁZQUEZ (2000), em “A Cogeração de Energia no Segmento de Papel e Celulose: Contribuição à Matriz Energética do Brasil” abordou o segmento de papel e celulose e analisou um grupo de indústrias correspondendo a aproximadamente a 45% da produção do segmento, avaliando a situação atual dos sistemas de cogeração e o potencial de geração de eletricidade com a introdução de tecnologias mais eficientes e com menor impacto ambiental.

Por meio dos resultados obtidos, a autora concluiu que se mantida a atual política de preços das concessionárias de energia elétrica (tarifas reduzidas para os grandes consumidores de energia), a cogeração (e muito menos a auto-suficiência) com tecnologias mais eficientes, dificilmente se viabilizará, apesar dos benefícios estratégicos para todos os setores envolvidos e das vantagens ambientais para a sociedade.

Tendo em vista os trabalhos mencionados, pode-se concluir que o tema da utilização da biomassa e, mais especificamente, o bagaço da cana-de-açúcar para a geração de energia já foi amplamente discutido.

Entretanto, o que se propõe nesta dissertação é, tendo como base os conhecimentos mencionados anteriormente, discutir os aspectos ainda pendentes em 2004 e elaborar um estudo de caso aplicado a uma destilaria de álcool, situada na região Nordeste do país, que corresponde a uma região pouco estudada.

Especificamente o estudo de caso nesta dissertação será realizado na Cooperativa de Colonização Agropecuária e Industrial Pindorama Ltda. - Destilaria Pindorama, localizada na Colônia Pindorama, no município de Coruripe, no Estado de Alagoas. Este estudo pretende analisar a realidade do setor sucroalcooleiro na região Nordeste, em relação às demais regiões do país e, dessa forma, discutir as diferenças, particularidades e dificuldades na implementação de um projeto de geração de eletricidade excedente na região em questão.

No caso específico da cana-de-açúcar, sabe-se que a mesma gera energia renovável e tem elevado potencial de geração de excedente elétrico. O potencial para a produção de cana-de-açúcar no Brasil é elevado, pois se domina a tecnologia

agrícola e industrial, tem-se terra, clima apropriados e mão de obra disponível. E, ainda, como é sabido, no caso do bagaço proveniente da cana-de-açúcar, a sua maior disponibilidade ocorre entre os meses de maio e outubro (safra), como é o caso da região Centro Sul, exatamente o período de escassez de chuvas na maior parte do Brasil (CENBIO, 2001).

Na região Nordeste, o período de safra da cana-de-açúcar acontece também no período seco, entre os meses de setembro a janeiro (CENBIO, 2001).

O bagaço de cana é um resíduo do processo da fabricação do açúcar e álcool. Aproximadamente 28 % da cana moída (140 quilos em base seca) é convertida em bagaço. Como já discutido, através de inúmeros trabalhos citados, a cogeração de energia através do bagaço de cana-de-açúcar não é uma atividade recente. A utilização da queima do bagaço em caldeiras já é uma prática utilizada pelas usinas para suprir as necessidades básicas de vapor que o processo necessita e de energia, e em algumas usinas o excedente da energia já é comercializado desde 1987, conforme analisado em diferentes estudos citados (IPT, 1990).

O processo de produção de energia elétrica consiste basicamente na queima do bagaço de cana, que resulta do esmagamento da cana-de-açúcar nas moendas. O bagaço, que tem um teor de umidade da ordem de 50%, é levado até a caldeira, onde é queimado, produzindo vapor a alta pressão e alta temperatura. Esse vapor alimenta um turbo gerador, que irá produzir a energia elétrica. Parte deste vapor é extraído a uma pressão menor, para acionamento das moendas e outros equipamentos. O vapor resultante, em baixa pressão, é utilizado no processo de fabricação de açúcar e álcool e posteriormente retorna à caldeira na forma de condensado.

Para o setor sucroalcooleiro, essa opção pela cogeração é estratégica, pois usando resíduos de seu processo, as usinas têm confiabilidade e segurança no suprimento de energia e de vapor.

A utilização do bagaço de cana-de-açúcar para produção de energia traz também benefícios sociais, e provoca um desenvolvimento na economia da região, gerando

empregos, não só pela dinamização do setor de equipamentos, mas também na área rural, fixando e aumentando o número de empregos no campo, evitando a migração para cidades.

O setor canavieiro do Brasil é líder mundial na fabricação e exportação de açúcar, na produção de álcool e na cogeração de energia a partir do bagaço de cana. É um setor que fatura entre 7 e 8 bilhões de dólares por ano e tem crescido significativamente, principalmente a partir de 2000¹⁴.

Este setor compreende aproximadamente 300 usinas e destilarias no país, sendo 140 apenas no Estado de São Paulo. O setor gera mais de 1.000.000 empregos diretos, sendo 500.000 deles em São Paulo, e mais de 3,5 milhões de empregos indiretos, sendo dois milhões apenas em São Paulo¹⁴.

Devido à produção do álcool combustível que é misturado na gasolina, o setor canavieiro vem garantindo uma economia anual de cerca de US\$ 2 bilhões com importação de petróleo¹⁴.

Na safra 2002/2003 o setor produziu 314,4 milhões de toneladas de cana-de-açúcar e nas safras anteriores esse valor foi de 293,1 e 257,6 respectivamente para 2001/2002 e 2000/2001¹⁴.

Além da maior produção de cana-de-açúcar, o setor sucroalcooleiro no Estado de São Paulo destaca-se pelo seu maior estágio de desenvolvimento em relação aos demais estados do país. A maioria das usinas de açúcar e álcool (60%)³ está localizada neste estado, pois as condições climáticas são mais favoráveis em relação às condições encontradas nas regiões Norte e Nordeste, que por isso apresenta menor produtividade agrícola que, em alguns casos, pode atingir o nível de 55 toneladas de cana-de-açúcar por hectare. Com relação à região Centro Sul este valor pode atingir até 82 toneladas de cana-de-açúcar por hectare em alguns casos (COELHO, 1992).

¹⁴ Dados fornecidos pela UNICA – União da Agroindústria Canavieira de São Paulo - 2003

O fator climático permite que as usinas localizadas na região Centro Sul possam efetivamente operar num período de safra de até 7 (sete) meses por ano, entre os meses de maio a novembro, totalizando até 210 dias por ano de operação. Ao mesmo tempo, as usinas localizadas nas regiões Norte e Nordeste operam somente 5 (cinco) meses por ano, entre os meses de setembro a janeiro, totalizando, em certos casos, não mais que 160 dias de operação por ano. Vale ressaltar que exceções em relação aos períodos de safra são encontradas nas diversas regiões do país.

Entretanto, mesmo tendo o Estado de São Paulo as mais favoráveis condições, o nível tecnológico encontrado nas usinas deste Estado ainda não permitiu atingir-se a eficiência de conversão energética desejada e tecnicamente possível. Isto significa que pode-se encontrar na maioria das instalações existentes, equipamentos como caldeiras e turbinas a vapor, os quais ainda utilizam tecnologias ultrapassadas, isto é caldeiras que operam em condições de 21 bar de pressão e temperatura em torno de 300 °C.

Situação semelhante pode ser verificada nos demais estados e nas regiões Norte e Nordeste, as quais, além das dificuldades tecnológicas, ainda convivem com as condições climáticas desfavoráveis anteriormente citadas.

A situação no Estado de São Paulo está mudando, pois no setor sucroalcooleiro existem alguns projetos novos de geração de eletricidade excedente com tecnologias mais modernas e eficientes, isto é, com caldeiras que operam em condições de 65 bar de pressão e temperatura em torno de 480 °C (Cenbio, 2001). Já nas regiões Norte e Nordeste, a situação continua a mesma.

Dessa forma, o Estudo de Caso proposto é sobre uma usina localizada na região Nordeste que retratará as condições mais desfavoráveis à implementação de um projeto de geração de eletricidade excedente e na disponibilização na rede de distribuição de energia local.

Vale ressaltar o fato de que a biomassa apresenta uma grande vantagem para o país em relação às alternativas energéticas, pois sendo o combustível (biomassa) e

a tecnologia nacionais, o impacto na economia é positivo. Além disso, graças à redução nas importações de petróleo há economia de divisas, bastante oportuna para aliviar a balança de pagamentos do Brasil. Isto quer dizer que, investindo na geração de energia a partir da biomassa, o país poderia reduzir suas dívidas externas, tornando esta opção ainda mais indispensável. Sem contar, ainda, que na implementação de um projeto de geração de eletricidade a partir de biomassa, um dos maiores impactos positivos é a geração direta e indireta de empregos.

1.6 Procedimentos Metodológicos

A análise a ser realizada em relação às variáveis legais, tecnológicas, econômicas e financeiras no que se refere ao uso adequado dos recursos energéticos provenientes de fontes renováveis no Brasil é de cunho Exploratório, pois visa retratar uma realidade com a finalidade de proporcionar maiores informações sobre o assunto objeto de investigação, segundo Martins e Pinto (2001).

Para tanto, o presente estudo será realizado em duas fases distintas.

Na primeira fase será utilizada a metodologia de pesquisa bibliográfica. Segundo Martins e Pinto (2001, p.41), “a Pesquisa Bibliográfica procura explicar um problema e propor soluções a partir de referências teóricas publicadas em documentos e contribuições científicas existentes e bibliografia específica”.

Esta fase consiste no levantamento de estudos na área bem como na apresentação e análise da legislação específica existente e, mais recentemente, das opções introduzidas no mercado de energia pelo Programa do BNDES e pela Lei 10.438 de 23 de abril de 2002 da Presidência da República que introduziu o PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, pelo Decreto nº. 5.025, de 30 de março de 2004, da Presidência da República, que regulamentou o PROINFA, pela Portaria 45, de 30 de março de 2004, do MME – Ministério de Minas e Energia, que estabeleceu os valores econômicos e pisos correspondentes às tecnologias específicas das fontes eólica, biomassa e PCH e pelas diversas resoluções da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica que estabelecem as normas de geração e comercialização de energia no país.

Os resultados desta fase encontram-se no Apêndice 6 deste trabalho.

Na segunda fase, será utilizado o método do estudo de caso aplicado à Cooperativa de Colonização Agropecuária e Industrial Pindorama Ltda. - Destilaria Pindorama, localizada na Colônia Pindorama, no município de Coruripe no Estado de Alagoas, a fim de verificar a viabilidade econômico-financeira da implementação de um projeto de geração de eletricidade excedente a partir do bagaço da cana-de-açúcar.

Estudo de Caso, segundo Martins e Lintz (2000, p. 36), “trata de uma técnica de pesquisa cujo objetivo é o estudo de uma unidade que se analisa profunda e intensamente, dentro do seu contexto real.”

Em síntese, será aplicada, à realidade da Destilaria Pindorama, a análise técnica da implementação de um projeto de geração de eletricidade excedente, que incluirá informações referentes a custos, oferta e demanda de energia e equipamentos comercialmente disponíveis no mercado, de acordo com a legislação pertinente existente.

Com relação à análise econômico-financeira, na decisão sobre investimentos em projetos de geração de energia a partir da biomassa para a Destilaria Pindorama serão utilizados os conceitos do GECON - Sistema de Gestão Econômica.

O Sistema de Gestão Econômica (GECON) é um modelo conceitual de administração baseado em resultados econômicos que tem sido desenvolvido nos últimos anos pela FIPECAFI – Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras, órgão de apoio institucional ao Departamento de Contabilidade e Atuária da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo.

Em linhas gerais, o GECON é um modelo de avaliação de empresas por resultados econômicos, realizados por áreas de responsabilidade e seus respectivos centros de resultados espelhando em termos econômico-financeiros o que ocorre nas atividades operacionais da empresa (FIPECAFI. 2001).

Dessa forma, o sistema empresa é decomposto em diversos módulos tais como: vendas, produção, compras, manutenção, investimento, finanças, desenvolvimento de produtos, desenvolvimento de clientes (marketing) etc.

Por considerar que o sistema empresa está voltado para a eficácia e não somente para a eficiência, o GECON mensura os eventos das atividades relevantes da empresa por receitas e custos, os quais geram resultados econômicos. Dessa forma, a figura tradicional do centro de custos é substituída pelo centro de resultado e área de responsabilidade.

Para o entendimento do modelo a ser tratado nesta dissertação, necessário se faz expor os conceitos a serem utilizados:

Eficácia: grau com que uma organização atinge os seus objetivos. Pode ser medido entre os resultados desejados e os obtidos.

Eficiência: minimização dos recursos consumidos.

Centro de resultado: unidade de identificação e acumulação de receitas, custos e despesas, em razão de suas atividades, eventos, produtos, bens ou serviços, consumidos ou gerados. Não considera ativos e passivos. Ativos e passivos são considerados apenas para efeito da área financeira cobrar um porcentual desses valores de um determinado departamento. Está contido em cada área de responsabilidade. As áreas de responsabilidade serão tratadas como centros de resultados.

Centros ou áreas de responsabilidades: são centros administrativos que possuem gestores que deverão tratar as áreas sob sua responsabilidade como centros de resultados, investimentos ou centro de custos.

Centro de investimento: unidade de identificação e acumulação de receitas, custos, despesas, ativos e passivos.

Centro de custo: unidade de identificação e acumulação onde são computados apenas os custos a cada área de responsabilidade.

O resultado econômico pode ser entendido como a variação positiva de sua riqueza em dois momentos. A riqueza, por sua vez, representa a variação do patrimônio da empresa ao longo do tempo. Já o patrimônio é conceitualmente definido pelo conjunto de bens, direitos e obrigações de uma empresa. Portanto, o resultado econômico representa o lucro (variação positiva do patrimônio em um intervalo de tempo) corretamente mensurado.

Essa mensuração é contemplada pelo Modelo GECON, pois o mesmo é estruturado dentro de uma concepção holística e compreende a integração dos seguintes elementos segundo GUERREIRO (1996, p.77):

- ✓ Modelo de gestão (princípios, crenças e valores que orientam e impactam as diversas variáveis empresariais, notadamente o processo de tomada de decisão);
- ✓ Modelo de decisão (modelo relativo ao processo de tomada de decisão);
- ✓ Modelo de mensuração do resultado (modelo relativo ao processo de mensuração física e monetária dos eventos decorrentes de decisão);
- ✓ Modelo de informação (modelo relativo ao processo de geração de informações gerenciais).

Dessa forma, o resultado econômico da empresa será alcançado pelos resultados econômicos das áreas que a compõem.

Este modelo visa contribuir para minimizar as deficiências encontradas nos modelos de gestão empresarial tradicionais, que consideram as áreas das empresas apenas como centros de custos, e não como centros de responsabilidades, bem como das técnicas tradicionais de avaliação de investimentos.

Na realidade atual, pode-se verificar que, quando da avaliação de projetos de investimentos em geração de eletricidade excedente a partir de biomassa, utilizam-se as metodologias tradicionais de avaliação de investimentos, tais como TIR – Taxa

Interna de Retorno, VPL – Valor Presente Líquido e Período de Pay Back. Com a aplicação do GECON, nos parâmetros em que está baseado e pretende-se contribuir, dentro do contexto da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis no Brasil, com uma nova ferramenta de análise da viabilidade de projetos e, também, com um modelo conceitual de gestão empresarial que possibilita aos gestores dos projetos dados os quais, se analisados com critérios, poderão melhorar a eficácia da empresa e a sua eficiência.

1.7 Resultados esperados

Pretende-se, ao término deste estudo, verificar por meio conceitual e numérico a viabilidade tecnológica, econômica e financeira da geração de energia a partir de biomassa no Brasil e, dessa forma, contribuir para minimizar um problema de extrema relevância e complexidade, cuja falta de estudos que visem solucioná-lo pode conduzir o país e o resto do mundo a um colapso de energia comprometendo a economia e o desenvolvimento social.

Capítulo 2

Caracterização do Setor Sucroalcooleiro

Neste capítulo serão discutidas as características do setor sucroalcooleiro no Brasil e também serão abordados os fatores comuns e as principais diferenças dessas características existentes entre as regiões Nordeste e Sudeste.

Além disso, serão discutidos temas como a evolução da moagem de cana-de-açúcar, da produção de açúcar e de álcool no Brasil, o custo da cana-de-açúcar, o período de safra e as variáveis que podem interferir no número efetivo de horas trabalhadas em uma safra, a produtividade agrícola, a mecanização da colheita de cana-de-açúcar e os financiamentos específicos para o setor sucroalcooleiro.

2.1 Introdução

O setor canavieiro do Brasil é líder mundial na fabricação e exportação de açúcar, na produção de álcool e na cogeração de energia a partir do bagaço de cana. É um setor que fatura entre 7 e 8 bilhões de dólares por ano e tem crescido significativamente, principalmente a partir de 2000 (UNICA, 2004).

Este setor compreende aproximadamente 300 usinas e destilarias no país, sendo 140 apenas no Estado de São Paulo. O setor gera mais de 1.000.000 empregos diretos, sendo 500.000 deles em São Paulo, e mais de 3,5 milhões de empregos indiretos, sendo dois milhões apenas em São Paulo (UNICA, 2004).

Informações dessa natureza em relação ao setor sucroalcooleiro para a região Nordeste não foram encontradas.

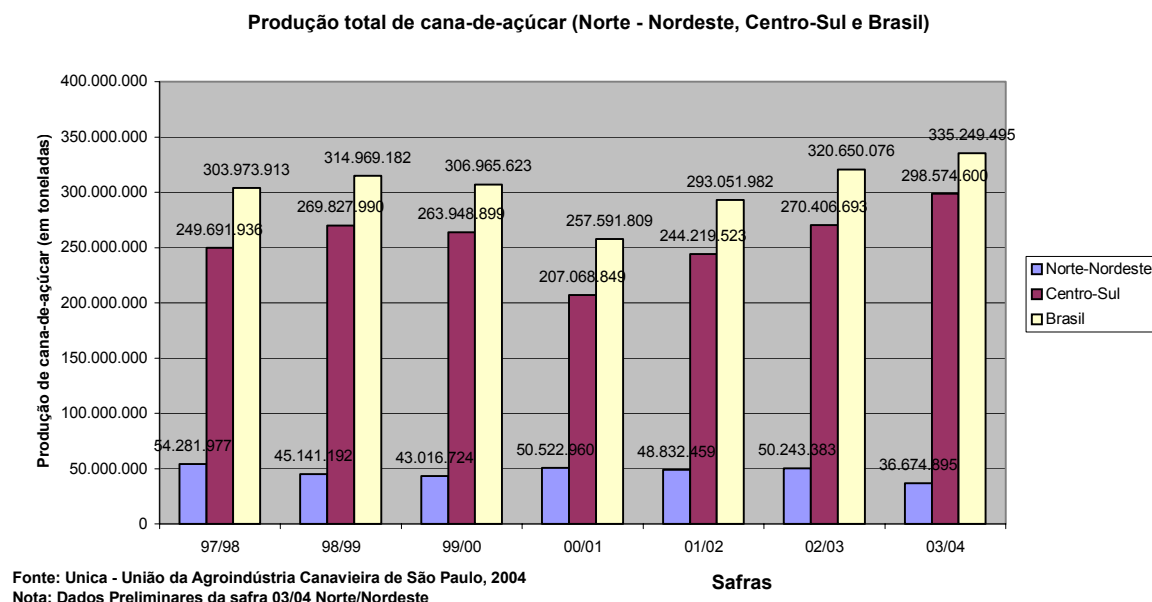
Devido à produção do álcool combustível que é misturado na gasolina, o setor canavieiro vem garantindo uma economia anual de cerca de US\$ 2 bilhões com importação de petróleo (UNICA, 2004).

A seguir, alguns tópicos característicos do setor sucroalcooleiro serão abordados e discutidos, a fim de possibilitar um maior entendimento.

2.2 Evolução da moagem de cana-de-açúcar, da produção de açúcar e álcool

Na última safra (2002/2003) o setor produziu aproximadamente 7% a mais do que na safra anterior, e a moagem de cana-de-açúcar nas usinas vem crescendo nas últimas safras, como mostra o gráfico a seguir:

Gráfico 2.1: Produção total de cana-de-açúcar (Norte - Nordeste, Centro - Sul e Brasil)



No Apêndice 4, encontram-se a base de dados referente ao gráfico acima.

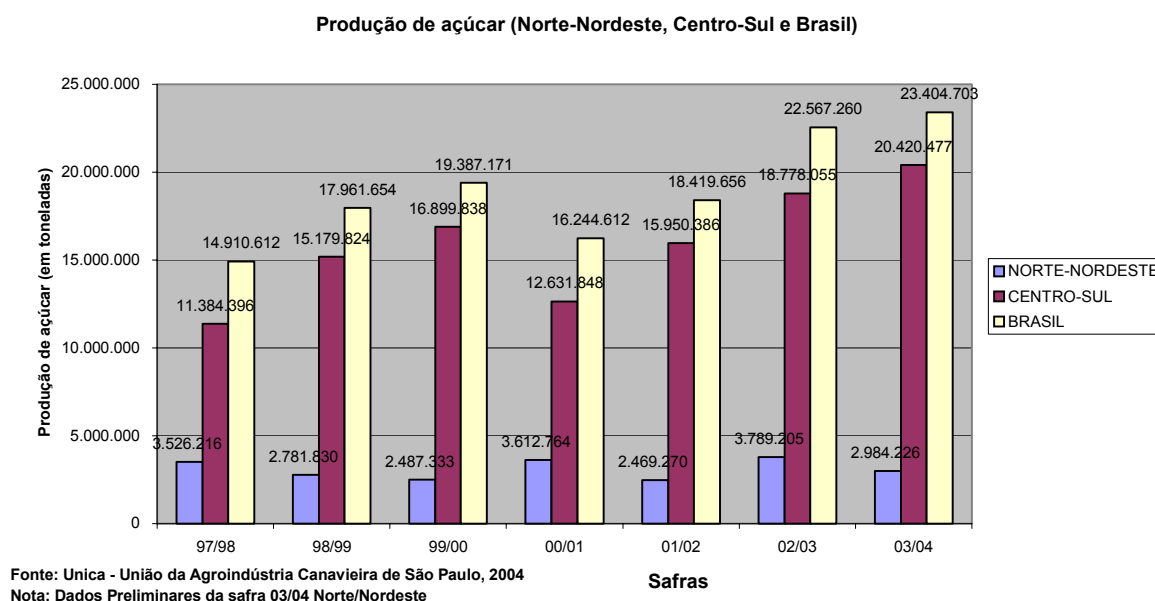
Como se pode observar no gráfico, nas últimas 3 safras o crescimento foi de aproximadamente, 15% e a expectativa é que a próxima safra seja no mínimo igual a anterior ou ainda maior.

O setor sucroalcooleiro tem características que o distingue dos outros segmentos de cogeração no país. Em primeiro lugar, é o único que pode ser considerado como auto-suficiente em termos de geração de energia elétrica para consumo próprio. Isto porque a grande maioria das usinas de açúcar e álcool produz a eletricidade que é consumida nos seus processos.

Em segundo lugar, é o setor que pode gerar maiores excedentes de energia, embora o aumento da produção de energia elétrica excedente para a venda seja sempre considerado pelo setor como um subproduto da produção de açúcar e álcool que é a missão básica do setor no Brasil.

O gráfico abaixo, mostra a produção de açúcar nas últimas safras no Brasil

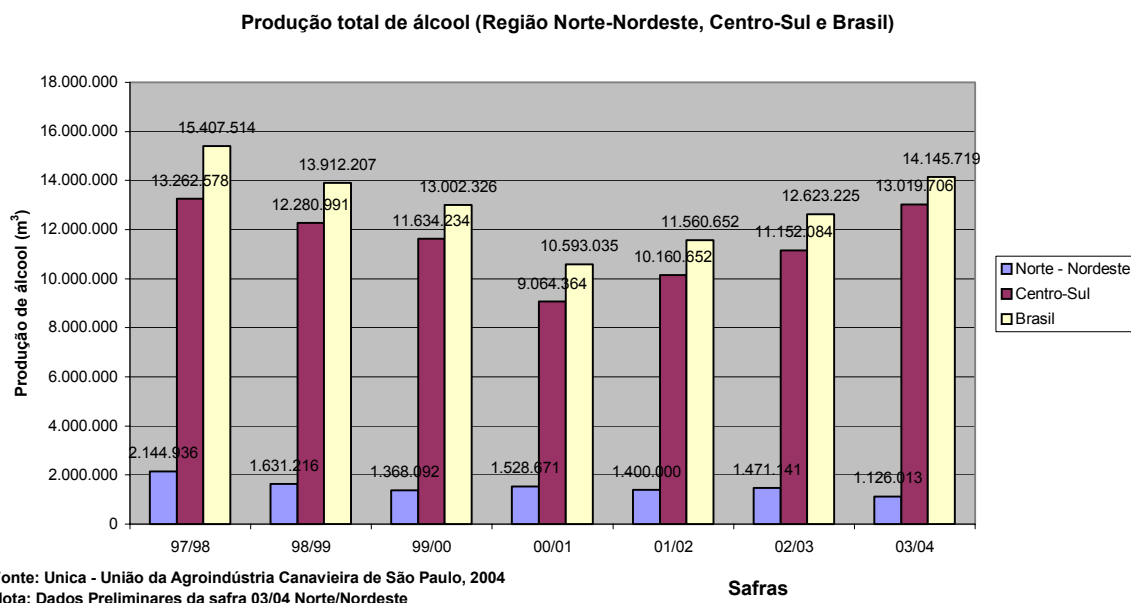
Gráfico 2.2: Produção total de açúcar (Norte – Nordeste, Centro – Sul e Brasil)



No Apêndice 4, encontra-se a base de dados referente ao gráfico acima.

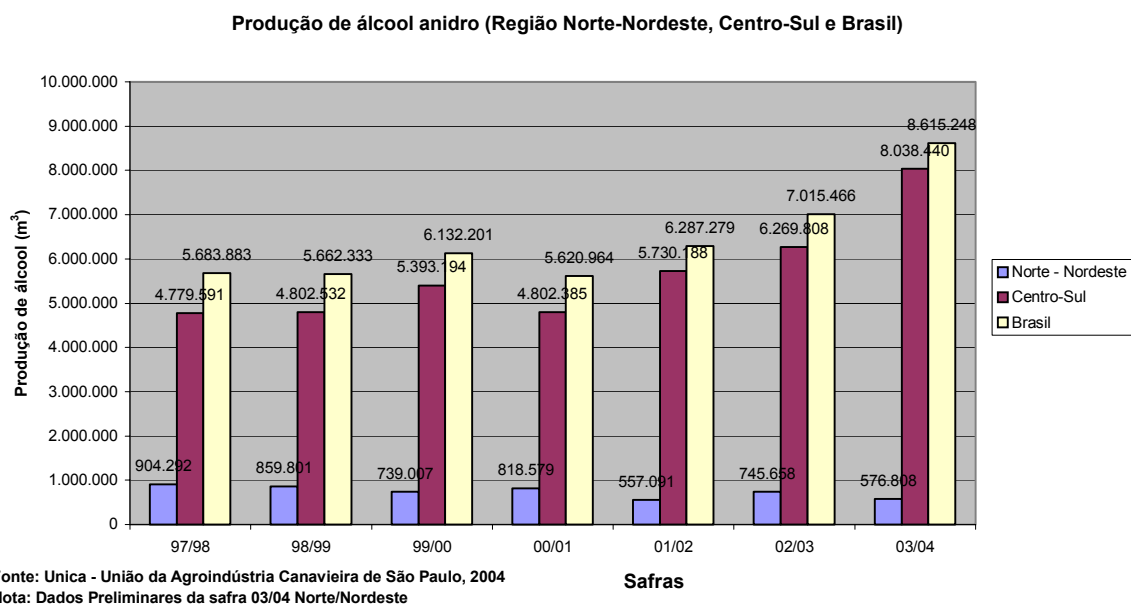
Nos gráficos a seguir, encontra-se a produção de total de álcool, álcool anidro e hidratado no Brasil nas últimas safras.

Gráfico 2.3: Produção total de álcool (Região Norte-Nordeste, Centro-Sul e Brasil)



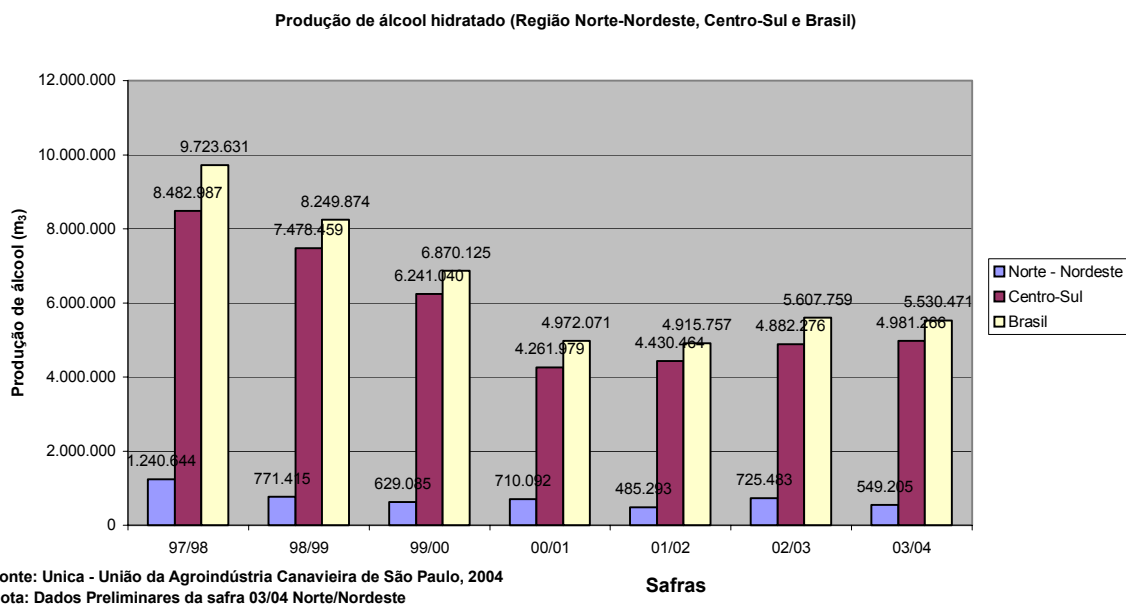
No Apêndice 4, encontra-se a base de dados referente ao gráfico acima.

Gráfico 2.4: Produção total de álcool anidro(Região Norte-Nordeste, Centro-Sul e Brasil)



No Apêndice 4, encontra-se a base de dados referente ao gráfico acima.

Gráfico 2.5. – Produção total de álcool hidratado (Região Norte-Nordeste, Centro-Sul e Brasil)



No Apêndice 4, encontra-se a base de dados referente ao gráfico acima.

De acordo com os dados preliminares da ÚNICA – União da Agro Indústria Canaveira de São Paulo, a produção de cana brasileira na safra 2003/2004 foi além das expectativas iniciais. A previsão da ÚNICA é de que a produção de cana seja de 350,3 milhões de toneladas, volume 8,9% superior aos 320,6 milhões de toneladas apurados na temporada anterior. Também foram produzidos 14,4 bilhões de litros de álcool, 13,9% a mais que os 12,6 bilhões da safra passada.

Com relação à região Centro Sul, a produção de cana chegou a 298 milhões de toneladas apresentando um aumento de 10,2% em relação a safra anterior. Também foram produzidos 12,9 bilhões de litros de álcool, 15,7% acima dos 11,2 bilhões da safra 2002/2003.

Com relação à região Nordeste, e de acordo com os dados fornecidos pelo Sindi açúcar de Pernambuco, a produção de cana estimada para a safra

2003/2004 chegará a 52,3 milhões de toneladas o que representará um aumento de 4,2% em relação a safra anterior. Também estima-se a produção de 1,5 bilhões de litros de álcool, 2% acima dos 1,47 bilhões da safra 2002/2003.

Entretanto, verifica-se que permanecem as dificuldades da região Nordeste quando comparadas à região Sudeste, em particular na parte agrícola, devido às condições climáticas desfavoráveis (COELHO, 1999).

2.3 Custo de produção da cana-de-açúcar

Quando se aborda o assunto custo da cana-de-açúcar, deve-se ter o cuidado ao distinguir o custo efetivo de produção de uma tonelada de cana-de-açúcar do valor pago aos produtores pela mesma, quando a produção é de terceiros.

Neste estudo, trata-se como custo de produção o valor atribuído a uma tonelada de cana-de-açúcar produzida pela própria usina, em terras ou áreas próprias com mão de obra própria ou terceirizada e colocada na usina.

No caso do valor de uma tonelada de cana-de-açúcar, este será definido como o valor pago aos produtores terceirizados por uma tonelada de cana-de-açúcar posta na usina.

Admitindo-se que os custos de produção sejam conhecidos, pode-se obter o valor a ser pago por uma tonelada de cana-de-açúcar, pois ao custo de produção deve-se somente acrescentar a margem de lucro de cada produtor terceirizado.

Entretanto, observa-se que, ao longo das safras de cana-de-açúcar, a remuneração aos produtores é feita com base nos preços dos mercados internacionais de açúcar e do mercado nacional de álcool.

Este fato é facilmente constatado devido à variação dos preços ofertados aos produtores ao longo dos anos, o que afeta diretamente a margem de lucro de cada produtor, visto que os custos de produção são conhecidos e praticamente equivalentes quando se analisam diferentes produtores com o mesmo nível de desenvolvimento tecnológico aplicado em suas produções. Desta forma, o que se observa ainda é que quando os preços do açúcar ou do álcool sofrem queda no mercado internacional ou no mercado nacional, os preços pagos aos produtores terceirizados são reduzidos independente dos custos de produção permitirem ou não estas reduções.

Atualmente, os custos de produção estão em torno de R\$ 35,00 a R\$ 40,00 por tonelada dependendo dos locais e condições de produção típicas de cada produtor ou usina. Os valores pagos aos produtores terceirizados na safra de 2004/2005 na região Sudeste estão cotados a, aproximadamente, R\$ 30,00, pois os produtores terceirizados são muitas vezes obrigados a se sujeitar às exigências impostas pelas usinas, visto que o prejuízo financeiro poderia ser superior se a cana-de-açúcar não fosse colhida na época certa, isto é, o período no qual a cana-de-açúcar possui o maior teor de açúcar, pois é por meio deste teor, que as usinas remuneram os produtores.

Este valor deve-se ao fato que, segundo a ÚNICA – União da Agroindústria Canavieira de São Paulo, de que em fevereiro de 2003, os preços do álcool anidro terem sido comercializados em todo o Brasil, pela maioria das usinas e destilarias a R\$ 1,108 por litro na porta das usinas (preços a vista sem impostos) e, em fevereiro de 2004, o mesmo litro de álcool anidro ter sido comercializado a R\$ 0,427, nas mesmas condições.

Embora este desalinhamento de preços não seja uma regra, o mesmo retrata as variações e, às vezes, distorções de preços que podem ocorrer no setor sucroalcooleiro ao longo de algumas safras.

Informações dessa natureza em relação ao setor sucroalcooleiro para a região Nordeste não foram encontradas.

2.4 Período de safra

O setor sucroalcooleiro apresenta períodos de safras distintos ao longo do ano.

Assim sendo, a safra de cana-de-açúcar na região Centro – Sul ocorre durante os meses de maio a novembro e a safra na região Norte – Nordeste ocorre durante os meses de setembro a abril.

Desta forma, o período efetivo de safra em cada região pode ser estabelecido como sendo:

- Região Norte – Nordeste: de aproximadamente do dia 15 de setembro ao dia 15 de março, o que equivale a aproximadamente a 180 dias.
- Região Sul – Sudeste: de aproximadamente do dia 01 de maio ao dia 01 de novembro, o que equivale a aproximadamente a 180 dias.

Entretanto, o que de fato ocorre é que o período efetivo de safra, isto é, o número de horas efetivas trabalhadas em uma referida safra, é diferente de 180 dias, pois deve ser considerado o número de horas perdidas durante uma safra, ou melhor, o número de horas efetivamente não trabalhadas.

Especificamente, na região Centro Sul, algumas usinas podem até operar durante um período de safra superior ao de 180 dias, isto é, operar até 210 dias por safra.

Entretanto, este fato não serve de base para todas as usinas da região Centro – Sul.

De acordo com o Centro de Tecnologia da Copersucar (CTC), o qual mantém registro das informações técnicas de um conjunto de unidades filiadas que aderiram ao programa de troca mútua de informações, o número médio de dias

trabalhados pelas usinas desta região é de 182 dias por safra, o correspondente a cerca de 62% do total de cana moída pelas usinas filiadas, nas últimas três safras.

A tabela abaixo mostra a realidade nas usinas cooperadas da Copersucar na região Centro Sul, por meio do resultado consolidado desse conjunto de unidades, no período analisado.

Tabela 2.1: Dias corridos de safra – Unidades Cooperadas da Copersucar

Tabela: Dias corridos de Safra - Unidades Cooperadas da Copersucar				
Safras	2000/2001	2001/2002	2002/2003	Média
Dias corridos de moagem	166,00	192,00	189,00	182,00
Unidades amostradas	17	15	18	17
Cana moída (milhões ton)	30,17	31,77	34,41	32,12

Fonte: CTC - Centro de Tecnologia da Copersucar, 2003

Por outro lado, a fim de reunir o maior número de informações no que se refere ao período efetivo da safra na região Centro Sul, a UNICA – União da Agroindústria Canavieira de São Paulo elaborou um trabalho que contempla informações de uma amostragem de 72,64% da cana-de-açúcar total moída na região Centro Sul, relacionadas ao período de Safra 2002/2003. De acordo com esse relatório, a média simples desse período de safra é de 189 dias.

A tabela abaixo apresenta os resultados consolidados deste relatório, para o período analisado.

Tabela 2.2: Resumo da moagem de cana-de-açúcar na região Centro – Sul

Tabela: Resumo da moagem de cana-de-açúcar na região Centro - Sul		
Estados	Moagem	Dias corridos de moagem
	(toneladas de cana-de-açúcar)	(dias)
Espírito Santo	1.521.039	155,33
Goiás	9.504.871	186,33
Mato Grosso do Sul	3.985.757	178,00
Minas Gerais	11.047.872	176,33
Paraná	14.567.082	192,80
Rio de Janeiro	2.872.401	188,75
São Paulo	143.245.264	193,14
Total	186.744.286	189,52

Fonte: UNICA - União da Agroindústria Canavieira de São Paulo, 2003

Com relação à região Norte – Nordeste, a falta de informações confiáveis impede que se possa ter um panorama geral da região. Entretanto, e para exemplificar o que foi exposto, a tabela abaixo mostra os reais dias de safra de todas as usinas e destilarias de cana-de-açúcar no Estado de Alagoas para as últimas safras.

Tabela 2.3: Dias efetivos de safra das usinas e destilarias de cana-de-açúcar, Estado de Alagoas – Safra 2000/2001.

Tabela: Produção de cana-de-açúcar no estado de Alagoas - Safra 2000/2001								
Unidade produtora	Entradas de cana-de-açúcar					Cana-de-açúcar moída		
	Total	Própria	Acionistas	Fornecedores	Outras origens	Total	Para fabricação de açúcar	Para fabricação de álcool
	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)
1 CACHOEIRA	1.097.069	733.299		363.770		1.097.069	946.677	150.392
2 CAETÉ	1.666.468	1.225.038		441.060	370	1.666.468	1.467.751	198.717
3 CAMARAGIBE (usd)	553.473	294.134	50.101	209.016	222	553.473	553.473	
4 CAPRICO (usd)	508.248	228.881	174	279.193		508.248	508.248	
5 LEÃO	1.191.131	1.043.416		147.715		1.191.131	1.010.397	180.734
6 MARITUBA	733.745	500.335		233.410		733.745	584.760	148.985
7 PENEDO (da)	491.460	321.514		169.946		491.460		491.460
8 PORTO ALEGRE (da)	506.312	237.691	145.902	122.719		506.312		506.312
9 PORTO RICO	1.584.233	1.148.255	120.090	315.888		1.584.233	1.212.432	371.801
10 ROÇADINHO	1.166.847	718.420	10.297	80.833	357.297	1.166.847	917.341	249.506
11 ROTEIRO (da)	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
12 SANTA CLOTILDE	1.138.178	810.707	153.535	173.936		1.138.178	970.831	167.347
13 SANTO ANTÔNIO	1.469.905	972.320	172.436	325.149		1.469.905	1.275.461	194.444
14 SERESTA	876.699	636.553		240.146		876.699	747.156	129.543
15 SERRA GRANDE	907.841	719.010		188.831		907.841	907.841	
16 SERRANA	236.859	57.168	14.531	16.426	148.734	236.859	236.859	
17 SINIMBÚ	1.166.512	837.958	121.151	207.403		1.166.512	914.927	251.585
18 SUMAÚMA	845.665	430.342		201.625	213.898	845.665	700.652	145.013
19 TERRA NOVA	20.304	20.340				20.304	20.304	
20 TRIUNFO	1.612.800	1.140.520	39.211	223.242	209.627	1.612.800	1.140.845	471.955
Total filiadas	17.773.749	12.075.901	827.428	3.940.308	930.148	17.773.749	14.115.955	3.657.794
21 CORURIFE	2.331.377	1.706.197		625.180		2.331.377	2.130.515	200.862
22 GUAXUMA	1.578.285	539.021		1.039.264		1.578.285	1.182.972	395.313
23 JOÃO DE DEUS (usd)	387.805	80.477		387.328		387.805	387.805	
24 LAGINHA	646.511	208.065		438.446		646.511		646.511
25 PINDORAMA (da)	321.537	11.221	310.316			321.537		321.537
26 SANTANA	466.858	51.293		346.768	68.797	466.858	210.020	256.838
27 SÃO GONÇALO (da)	351.839	95.693	165.916	90.230		351.839		351.839
28 TAQUARA (usd)	347.861			347.861		347.861	347.861	
29 URUBA (usd)	992.427	262.981		729.446		992.427		992.427
Total não filiadas	7.424.500	2.954.948	476.232	3.924.523	68.797	7.424.500	5.251.600	2.172.900
Total geral	25.198.249	15.030.849	1.303.660	7.864.831	998.945	25.198.249	19.367.555	5.830.694

Fonte: Sindicato da Indústria do Açúcar e do Alcool, no Estado de Alagoas

Notas:

(da) = Destilaria autônoma

(usd) = Usina sem destilaria

Tabela 2.4: Dias efetivos de safra das usinas e destilarias de cana-de-açúcar, Estado de Alagoas – Safra 2001/2002.

Tabela: Produção de cana-de-açúcar no estado de Alagoas - Safra 2001/2002								
Unidade produtora	Entradas de cana-de-açúcar					Cana-de-açúcar moída		
	Total	Própria	Acionistas	Fornecedores	Outras origens	Total	Para fabricação de açúcar	Para fabricação de álcool
	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)
1	CAMARAGIBE (usd)	597.061	294.422	56.621	245.888	130	597.061	597.061
2	CAPRICO (usd)	363.559	200.496		163.063		363.559	363.559
3	LEÃO	1.063.820	943.844		119.976		1.063.820	900.492
4	PENEDO (da)	623.389	340.304		283.085		623.389	623.389
5	PORTO ALEGRE (da)	432.784	210.032	149.926	72.826		432.784	432.784
6	PORTO RICO	1.200.226	825.274	110.783	264.169		1.200.226	1.108.761
7	ROÇADINHO	899.589	579.285	5.848	70.997	243.459	899.589	852.276
8	ROTEIRO (da)	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
9	SANTA CLOTILDE	854.811	659.777	121.506	73.528		854.811	854.811
10	SANTO ANTÔNIO	1.602.233	1.026.795	196.119	379.319		1.602.233	1.416.224
11	SERESTA	932.632	638.460		294.145	27	932.632	792.867
12	SERRA GRANDE	788.935	615.093		173.842		788.935	788.935
13	SERRANA	91.153	19.819	2.432	4.049	64.853	91.153	91.153
14	SINIMBÚ	1.161.732	777.876	69.571	314.285		1.161.732	991.955
15	SUMAÚMA	802.513	426.509		216.608	159.396	802.513	650.118
16	TERRA NOVA	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
17	TRIUNFO	1.326.546	879.289	97.747	185.081	164.429	1.326.546	1.139.846
Total filiadas		12.740.983	8.437.275	810.553	2.860.861	632.294	12.740.983	10.548.058
18	CACHOEIRA	1.026.594	91.160		935.434		1.026.594	970.889
19	CAETÉ	1.429.982	212.381		1.217.575	26	1.429.982	1.402.170
20	CORURIBE	2.830.522	2.066.583		763.939		2.830.522	2.464.238
21	GUAXUMA	1.728.070	1.019.535		708.535		1.728.070	1.279.556
22	JOÃO DE DEUS (usd)	382.677	48.900		333.777		382.677	382.677
23	LAGINHA	606.989	354.126		252.863		606.989	606.989
24	MARITUBA	814.300	99.720		714.580		814.300	628.925
25	PINDORAMA (da)	456.763	9.886	446.877			456.763	456.763
26	SANTANA	206.754	9.046		180.718	16.990	206.754	108.628
27	SÃO GONÇALO (da)	425.001	94.697	167.563	162.741		425.001	425.001
28	TAQUARA (usd)	380.281			380.281		380.281	380.281
29	URUBA (usd)	776.222	348.533		427.689		776.222	776.222
Total não filiadas		11.064.155	4.354.567	614.440	6.078.132	17.016	10.164.155	8.393.586
Total geral		23.805.138	12.791.842	1.424.993	8.938.993	649.310	22.905.138	18.941.644

Fonte: Sindicato da Indústria do Açúcar e do Alcool, no Estado de Alagoas

Notas:

(da) = Destilaria autônoma

(usd) = Usina sem destilaria

Tabela 2.5: Dias efetivos de safra das usinas e destilarias de cana-de-açúcar, Estado de Alagoas – Safra 2002/2003.

Tabela: Produção de cana-de-açúcar no estado de Alagoas - Safra 2002/2003								
Unidade produtora	Entradas de cana-de-açúcar					Cana-de-açúcar moída		
	Total	Própria	Acionistas	Fornecedores	Outras origens	Total	Para fabricação de açúcar	Para fabricação de álcool
	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)
1 CAMARAGIBE (usd)	598.068	272.902	50.610	274.065	491	598.068	598.068	
2 CAPRICO (usd)	463.308	244.809		218.499		463.308	463.308	
3 LEÃO	853.670	734.886		118.784		853.670	776.971	76.699
4 PENEDO (da)	672.494	331.938		340.556		672.494	512.442	160.052
5 PORTO ALEGRE (da)	521.746	231.615	169.818	117.825	2.488	521.746		521.746
6 PORTO RICO	1.401.804	929.890	121.119	350.801		1.401.804	1.282.827	118.977
7 ROÇADINHO	992.211	514.083	15.696	146.987	315.445	992.211	901.026	91.185
8 ROTEIRO (da)	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
9 SANTA CLOTILDE	888.248	616.102	112.140	156.885	3.121	888.248	883.874	4.374
10 SANTA MARIA	499.175	219.292		279.883		499.175	420.538	78.637
11 SANTO ANTÔNIO	1.351.616	834.362	174.258	342.996		1.351.616	1.202.464	149.152
12 SERESTA	874.455	542.789		331.666		874.455	721.555	152.900
13 SERRA GRANDE	910.969	684.689		226.280		910.969	910.969	
14 SERRANA	229.254	209.640	10.671	8.943		229.254	229.254	
15 SINIMBÚ	1.165.469	770.095	136.065	259.309		1.165.469	878.896	286.573
16 SUMAÚMA	640.845	314.576		184.190	142.079	640.845	613.164	27.681
17 TERRA NOVA	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
18 TRIUNFO	1.243.627	755.115	122.278	229.356	136.878	1.243.627	1.027.034	216.593
Total filiadas	13.306.959	8.206.783	912.655	3.587.025	600.502	13.306.959	11.422.390	1.884.569
19 CACHOEIRA	838.790	525.386		313.404		838.790	822.444	16.346
20 CAETÉ	1.326.351	921.914		404.437		1.326.351	1.303.817	22.534
21 CORURIFE	2.554.132	1.818.706		735.426		2.554.132	2.399.420	154.712
22 GUAXUMA	1.524.159	869.181		654.978		1.524.159	1.524.159	
23 JOÃO DE DEUS (usd)	447.054	99.451		347.603		447.054	447.054	
24 LAGINHA	600.345	378.538		221.807		600.345		600.345
25 MARITUBA	869.886	338.347		531.539		869.886	669.316	200.570
26 PINDORAMA (da)	558.964	24.261	534.703			558.964		558.964
27 TAQUARA (usd)	522.677			522.677		522.677	522.677	
28 URUBA (usd)	847.832	409.580		438.252		847.832	847.832	
Total não filiadas	10.090.190	5.385.364	534.703	4.170.123		10.090.190	8.536.719	1.553.471
Total geral	23.397.149	13.592.147	1.447.358	7.757.148	600.502	23.397.149	19.959.109	3.438.040

Fonte: Sindicato da Indústria do Açúcar e do Alcool, no Estado do Alagoas

Notas:

(da) = Destilaria autônoma

(usd) = Usina sem destilaria

Como pode-se observar, a média de dias corridos de safra das usinas do Estado de Alagoas, na safra 2002/2003, que é 153 dias é inferior à média da região Centro Sul.

Outra constatação é que a frequência de horas trabalhadas é também inferior ao valor de 85% das usinas da região Centro Sul do país. Assim sendo, pode-se concluir que o valor de 75% até 85% para a média da frequência de horas trabalhadas das usinas do Nordeste é um valor que pode ser considerado adequado e extremamente conservador quando utilizado em análises econômicas e financeiras de projetos no setor sucroalcooleiro para a região Nordeste.

Entretanto, também vale ressaltar o número de dias de safra, número de horas corridas de moagem, frequência de horas trabalhadas e o número de horas efetivas de moagem da Usina Coruripe, a título de exemplo.

Estes números para a safra 2001/2002 foram:

- número de dias de safra: 219
- número de horas corridas de moagem: 5.256 horas
- frequência de horas trabalhadas: 99,66%
- número de horas efetivas de moagem: 5.238 horas

Para a safra 2002/2003 estes dados foram:

- número de dias de safra: 193
- número de horas corridas de moagem: 4.632 horas
- frequência de horas trabalhadas: 94,82%
- número de horas efetivas de moagem: 4.392 horas

De fato, os números apresentados destacam-se quanto à eficiência e colocam a Usina Coruripe entre as melhores do país, podendo ser comparada com qualquer usina da Região Centro Sul.

2.5 Freqüência de paradas na produção

Um dos maiores desafios enfrentados pelo setor sucroalcooleiro é a redução da freqüência de paradas na produção.

Estas paradas referem-se às horas perdidas durante o período de safra e significam perdas de horas importantes, as quais poderiam ser utilizadas para o aumento da quantidade de cana-açúcar moída e, em consequência, aumentando a produção de açúcar, álcool e energia elétrica.

Cada usina monitora a freqüência de paradas de forma própria e desenvolve meios e processos para a minimização das paradas durante o período de safra. Em geral, as paradas na produção ocorrem por causa de:

- ✓ Dias obrigatórios parados, isto é, domingos, feriados oficiais
- ✓ Limpeza de equipamentos
- ✓ Falta de vapor de processo
- ✓ Falta de energia
- ✓ Defeito elétrico
- ✓ Falta de água
- ✓ Falta de cana-de-açúcar
- ✓ Defeito mecânico
- ✓ Outros motivos

Com relação à região Centro – Sul, o valor atribuído aos dias parados na produção é de 15% do total de dias corridos de safra. Já em relação à região Norte Nordeste, o valor atribuído aos dias parados na produção é de 25% do total de dias corridos de safra.

A diferença encontrada no valor atribuído aos dias parados de produção entre as duas regiões deve-se ao fato de que na região Centro – Sul a safra ocorre praticamente durante o período seco, ou período considerado de baixa

pluviosidade, isto é, do mês de maio, em geral, até o mês de novembro, a ocorrência de chuvas na região Centro – Sul é baixa.

Ao se analisar a região Norte - Nordeste, e a safra ocorrendo entre os meses de setembro, em geral, até março do próximo ano, constata-se que o período chuvoso inicia-se logo no mês de janeiro ou fevereiro. Desta forma, o final da safra de cana-de-açúcar coincide com a chegada das chuvas, o que, em certos casos, dificulta a colheita e transporte da cana-de-açúcar.

Como exemplo deste fato, a tabela abaixo mostra os valores da freqüência de paradas na produção da Destilaria Pindorama nas últimas duas safras, 2001/2002 e 2002/2003, e na safra atual 2003/2004, em processo de finalização.

Tabela 2.6: Freqüência de paradas na produção da Destilaria Pindorama

Tabela: Freqüência de paradas na produção da Destilaria Pindorama				
	Safra 2001/2002	Safra 2002/2003	Safra 2003/2004 ¹	Safra 2003/2004 ²
Número de dias corridos de safra (em dias)	163	168	128	152
Número de horas corridas de safra (em horas)	3.912	4.032	3.072	3.648
Eficiência de horas efetivamente trabalhadas	75,71%	87,07%	87,85%	85,37%
Número efetivo de horas trabalhadas (em horas)	2.961,78	3.510,66	2.698,75	3.114,30
Número de horas perdidas por safra (em horas)	950,22	521,34	373,25	533,70
Ocorrências de horas paradas				
Domingos e feriados obrigatórios	32:45:00	40:30:00	nd	nd
Limpeza	95:25:00	99:20:00	nd	nd
Falta de vapor	0:15:00	18:40:00	nd	nd
Falta de energia	0:00:00	3:45:00	nd	nd
Defeito elétrico	42:05:00	26:50:00	nd	nd
Falta de água	0:00:00	3:25:00	nd	nd
Falta de cana-de-açúcar	593:40:00	138:50:00	nd	nd
Defeitos mecânicos	82:55:00	88:45:00	nd	nd
Outros motivos	103:17:00	101:29:00	nd	nd
Total	950:22:00	521:34:00	nd	nd

Fonte: Destilaria Pindorama, 2004

Cálculos do autor

Nota:

1. Os dados referentes a safra 2003/2004, foram computados até a data de 24/01/2004. Neste dia, começou a ocorrência de chuvas fortes na região da Destilaria Pindorama, localizada no Município de Coruripe, no Estado de Alagoas.

2. Os dados referentes a safra 2003/2004, foram computados até a data de 17/02/2004.

Ao se observar a Tabela 2.6, nota-se que ganhos na eficiência de horas trabalhadas ocorreram entre as safras 2001/2002 e 2002/2003, pois o número de horas efetivas trabalhadas aumentou de 2961,78 horas para 3510,66 horas, respectivamente.

Ao se analisar a safra 2003/2004, ainda não finalizada até o mês de março de 2004, pode-se verificar que a eficiência de horas trabalhadas até o dia 24/01/2004 foi de 87,85% do total de horas corridas na mesma safra. Este ganho deve-se ao fato de que foram feitos investimentos expressivos no transporte (modernização da frota existente) da cana-de-açúcar colhida do campo para a usina¹.

Entretanto, no dia 24/01/2004, iniciou o período chuvoso na região com a chegada de chuvas consideradas fortes. Após este dia específico, nota-se um declínio na eficiência de horas efetivamente trabalhadas devido ao aumento das dificuldades para colher e transportar cana-de-açúcar na região.

Segundo informações da Destilaria Pindorama, para a próxima safra, novos investimentos estão planejados para que as condições climáticas não interfiram de maneira expressiva na colheita e transporte da cana-de-açúcar.

Outros investimentos, tais como manutenção preventiva, melhoria de equipamentos, etc. sempre são preocupações constantes da destilaria no que se refere a melhoria da frequência de paradas na produção.

2.6 Produtividade agrícola

Segundo levantamento do setor sucroalcooleiro (UNICA, 2003), a produtividade agrícola da região Sudeste na Safra (2002/2003) foi de 78 toneladas de cana-de-açúcar por hectare. Já segundo MACEDO et al. (2004), a produtividade agrícola média das últimas 5 safras (da Safra 1998/99 a Safra 2002/03) foi de 82,4 toneladas por hectare.

Na região Nordeste, segundo dados do setor sucroalcooleiro do Estado de Alagoas, a média de produtividade agrícola nas últimas 3 safras, da safra 2001/2002 à safra

¹ Fonte: Destilaria Pindorama, comunicação pessoal, 2004

2003/2004, foi de 55 toneladas de cana-de-açúcar por hectare, fato este devido a má distribuição de chuvas ao longo do ano e demais condições climáticas².

É sabido que para que a cana-de-açúcar atinja o máximo de produtividade é preciso que a oferta de chuvas seja abundante e suficiente. Entretanto, essa oferta deve rigorosamente ocorrer no período correto, pois a falta ou o excesso de água em um determinado período pode fazer com que a cana-de-açúcar, no momento do corte, não contenha a quantidade de açúcar desejada em cada tonelada.

2.7 Mecanização da colheita de cana-de-açúcar

A produção de cana-de-açúcar demanda anualmente a retirada de, aproximadamente, 80 t/ha de colmos, quantidade essa 20 vezes superior a qualquer dos cereais mais plantados no Brasil cujos índices de mecanização da colheita estão próximos de 100% (BRAUNBECK et al., 1999).

No entanto, desde a introdução da cana-de-açúcar no país, como atividade econômica, a colheita manual tem predominado e continua sendo aplicada em 75% dos canaviais brasileiros, preponderantemente com auxílio da queima para eliminação da palha.

O Brasil teve, nas décadas de 1970 e 1990, dois surtos de crescimento da colheita mecânica que pareciam dar início a um processo rápido e contínuo de implantação do corte mecânico. Em ambos os casos, o processo perdeu força e apenas estabilizou a mecanização num patamar mais elevado. A mecanização, parcial ou total, representa a opção que viabiliza a colheita da cana sem queima prévia (BRAUNBECK et al., 1999).

Os dois fatores mais freqüentemente apontados para justificar o adiamento da colheita mecanizada são: o aproveitamento da mão-de-obra disponível e a inadequação dos canaviais à tecnologia de colheita existente. Quanto ao primeiro fator, não parece ser este determinante já que no Brasil, no decorrer dos séculos

² Fonte: Destilaria Pindorama, comunicação pessoal, 2004

XIX e XX, observou-se um processo contínuo de substituição da mão-de-obra por processos mecanizados ou robotizados, na medida em que estes foram se tornando suficientemente eficientes e competitivos em relação aos processos manuais.

Este é o caso da colheita de cereais cuja tecnologia encontra-se consolidada por mais de meio século. A adequação das lavouras às colhedoras tem sido amplamente debatida e melhorada durante os últimos 25 anos de operação no Brasil, do que se pode concluir que os esforços nesse sentido não deverão conseguir ganhos significativos, além dos já conseguidos.

Por outro lado, a legislação do Estado de São Paulo tem-se mostrado bastante dinâmica, com sucessivas alterações, visando compatibilizar os interesses dos produtores de cana e a proteção ao ambiente, uma vez que são conhecidos os problemas da queimada da cana-de-açúcar (COELHO, 1999).

A lei estadual N^o 11.241, de 19 de setembro de 2002, estabelece uma redução gradativa da queima prévia nas áreas mecanizáveis, com eliminação total deste procedimento até o ano 2021. Nas áreas não mecanizáveis, com extensão superior a 150 ha, a queima deve ser eliminada até o ano 2031.

Cabe destacar que, até então, a falta de uma tecnologia apropriada para a colheita de cana sem queima prévia e os elevados investimentos requeridos pela colheita mecanizada, vinha contribuindo nesse processo de sucessivos adiamentos da data limite para a eliminação total das queimadas.

Os dois processos de colheita atualmente consolidados no Brasil, como alternativas operacionalmente exeqüíveis, são o corte manual de colmos inteiros e a colheita mecanizada de colmos picados em rebolos. Entretanto, é necessário explicar que palhiço constitui-se de ponteiros, folhas verdes e palha. O caule é um órgão vegetativo, geralmente aéreo, cuja função é de sustentação estrutural e reserva nutritiva à planta. Nele se inserem as folhas laterais e as apicais em formação, as quais configuram um cartucho de folhas verdes enroladas, denominado ponteiro. As

folhas laterais dividem-se em duas partes: bainha e folha propriamente dita; estas se fixam ao colmo através da bainha.

Ambos processos não foram inicialmente concebidos para a colheita integral da planta de cana-de-açúcar, ou seja, visam somente à colheita dos colmos. O desempenho dos dois sistemas fica prejudicado quando aplicados à colheita de canaviais sem queima prévia. No caso do corte manual o rendimento da mão-de-obra inviabiliza economicamente a operação e no caso da colheita mecanizada a necessidade de investimentos iniciais elevados, a baixa qualidade do produto colhido e as perdas significativas de matéria-prima têm contribuído para que o processo de adoção da colheita sem queima prévia seja lento.

Os processos de colheita atualmente em uso, manual ou mecânico, visam apenas o aproveitamento dos colmos, sendo que os ponteiros e as folhas são separados e despejados no campo, ou eliminados antes mesmo da colheita através da queima do canavial em pé.

De acordo com o estudo realizado, MACEDO et. al. (2004), a colheita de cana-de-açúcar no Brasil tem avançado no sentido da mecanização das lavouras.

Com base no mesmo estudo, com dados referentes ao ano de 2002, para as usinas associadas a Copersucar, na região Centro - Sul, a colheita de cana-de-açúcar pode ser resumida da seguinte forma: 65,2% da cana-de-açúcar é feita por meio de colheita manual e somente 36,2% é feita por meio de colheita mecânica. De toda cana-de-açúcar colhida, 79,1% é queimada previamente e, somente, 20,9% é colhida crua ou sem queima prévia.

Com relação à região Norte – Nordeste, e segundo levantamento de campo, pode-se dizer que os dados referentes a colheita de cana-de-açúcar mecanizada são reduzidos e insuficientes para se chegar a uma conclusão. Entretanto, pode-se afirmar que o percentual de colheita mecanizada e crua é pequeno ou inexistente em certas regiões se comparada a colheita manual e queimada. Isto ocorre principalmente à topografia desfavorável da região (COELHO, 1999).

Este fato pode ser comprovado em função de que grupos empresariais do setor sucroalcooleiro nordestino, em virtude das adversidades de topografia e clima pouco favorável da região, estão comprando ou construindo novas usinas em estados de terras e relevo mais atraentes e que propiciem a colheita mecanizada (SIMÕES, 2003, pg 8).

Apesar das dificuldades, sabe-se que duas tentativas de introdução da colheita mecanizada na região Nordeste foram realizadas pela Usina Cururipe e pela Usina Caeté. Entretanto, as experiências acima citadas foram abandonadas devido às condições das áreas no Nordeste serem muito acidentadas, o que dificultada a mecanização. Outro fatores atribuídos foram os acordos junto aos governos estaduais no que se refere a priorização da utilização da mão de obra braçal local existente em vez mecanização minimizando, assim, a carência de oferta de trabalho na região.

2.8 Características do setor sucroalcooleiro regiões Nordeste e Sudeste

A Tabela 2.7 mostra um comparativo entre as características do setor sucroalcooleiro entre a região Nordeste e a região Sudeste, resumindo os itens abordados anteriormente.

Tabela 2.7: Comparativo de atividades no setor sucroalcooleiro nas regiões Nordeste e Sudeste

Tabela: Comparativo de atividades no setor sucroalcooleiro nas regiões Nordeste e Sudeste		
	Centro Sul	Norte - Nordeste
Período de safra	(dias/safra)	(dias/safra)
	180	160
Frequência de paradas na produção industrial	(%)	(%)
	15	25
Período de safra efetivo	(horas/safra)	(horas/safra)
	3.672	2.880
Produtividade agrícola	(tc/hectare)	(tc/hectare)
	82,40	55,00
Colheita de cana-de-açúcar	(%)	(%)
Colheita mecanizada	65,20	1
Colheita manual	34,80	1
Cana colhida queimada	79,10	1
Cana colhida crua	20,90	1
Pol% cana	(%)	(%)
	14,53	14,22
Fibra % cana	(%)	(%)
	13,46	16,00
Fibra % bagaço (umidade)	(%)	(%)
	48,00-52,00	50,00
Quantidade de bagaço na cana-de-açúcar	(kg/tc)	(kg/tc)
	280	320
Valor da cana-de-açúcar própria	(R\$/tc)	(R\$/tc)
	30,00-35,00	nd
Valor da cana-de-açúcar de terceiros	(R\$/tc)	(R\$/tc)
	29,00	30,00

Fontes:

Levantamento de dados

UNICA - União da Agroindústria Canavieira de São Paulo

NIPE/UNICAMP, Campinas

CTC, Copersucar, Piracicaba

Cálculos do autor

Notas:

1. Na região Nordeste os dados referentes a colheita de cana-de-açúcar mecanizada são insuficientes para se chegar a uma conclusão. Entretanto, pode-se afirmar que a percentagem de colheita mecanizada e crua é pequena ou inexistente em certas regiões se comparada a colheita manual e queimada.

Com relação ao desenvolvimento tecnológico existente na parte industrial das usinas e destilarias do Centro Sul em relação ao Norte Nordeste, pode-se dizer que não há diferenças expressivas, pois a tecnologia é comercialmente disponível variando somente em relação a capacidade de investimento de cada empresa.

2.9 Financiamentos específicos para o setor sucroalcooleiro

Além dos financiamentos existentes no BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social e em outros bancos que atuam como agentes de repasse das verbas disponibilizados pelo BNDES, os quais serão abordados e discutidos no Capítulo 5, deve ser destacada a atuação do BNB – Banco do Nordeste do Brasil, pois banco este atua na região Nordeste e no Norte do Estado de Minas Gerais a fim de estimular o desenvolvimento regional.

Para tanto, o BNB possui diversos programas especiais voltados para o desenvolvimento de atividades produtivas. Dentre eles pode-se destacar:

✓ **Programa Industrial - Programa de Apoio ao Setor Industrial do Nordeste**

Destinado a empresas industriais privadas brasileiras de qualquer porte, inclusive cooperativas/associações.

Tem como objetivo implantação, expansão, modernização e realocização de empresas industriais

✓ **Programa Nordeste Competitivo - Financiamento à Indústria, ao Comércio, à Prestação de Serviços, ao Turismo e à Infra-estrutura**

Destinado a empresas industriais privadas brasileiras, de controle nacional.

Tem como objetivo implantação, expansão, modernização e realocização de empresas industriais, comerciais, de prestação de serviços, de turismo, de agropecuária.

✓ **Programa Nordeste Competitivo - Financiamento à Agropecuária**

Destinado a produtores rurais (pessoas físicas ou jurídicas), suas associações e cooperativas.

Tem como objetivo apoiar empreendimentos do setor agropecuário, visando sua modernização e elevação dos níveis de produtividade, de forma a serem competitivos em custo e qualidade.

✓ **FNE Verde - Programa de Financiamento à Conservação e Controle do Meio Ambiente**

Destinado a empresas industriais, rurais e agroindustriais (pessoas físicas e jurídicas), inclusive cooperativas e associações.

Tem como objetivo promover o desenvolvimento de atividades ambientais produtivas e das demais atividades apoiadas pelo Banco do Nordeste no que se refere ao financiamento de itens de conservação e controle do meio ambiente.

✓ **PRODETEC - Programa de Apoio Ao Desenvolvimento Tecnológico**

Destinado a empresas privadas; produtores rurais e suas associações/cooperativas.

Tem como objetivo acelerar o processo de desenvolvimento tecnológico regional, com ênfase na difusão tecnológica e na promoção da eficiência e da competitividade das empresas industriais e rurais nordestinas.

✓ **AGRIN - Programa de Apoio ao Desenvolvimento da Agroindústria do Nordeste**

Destinado a empresas Agroindustriais (pessoas físicas e jurídicas), cooperativas e associações.

Tem como objetivo fomentar a implantação, ampliação, modernização e realocação de unidades agroindustriais no Nordeste, visando elevar a competitividade, aumentar as oportunidades de emprego, promover uma melhor distribuição de renda e induzir a interiorização do desenvolvimento.

Os prazos de amortização, carência, taxa de juros etc, podem variar de acordo com cada programa e empreendimento específico. Geralmente, as bases normais com as quais o banco opera são:

- Amortização: até 12 anos
- Carência: até 4 anos (somente para o montante principal)
- Juros: de 6% a 10 % ao ano
- Bônus de inadimplência (descontos na taxa de juros para pagamentos em dia).

Esses bônus para os empreendimentos localizados na região do semi-árido são de 25% e, para empreendimentos localizados na região fora do semi-árido, 15 %. As garantias exigidas são os próprios equipamentos financiados ou de 120 a 130 % do valor financiado em outras garantias. Existe, ainda, a possibilidade de financiamento dos juros durante o prazo de carência.

Diante do exposto, o que pode-se concluir é que o Banco do Nordeste do Brasil possui uma vasta linha de financiamentos específicos para a região Nordeste e a região do norte de Minas Gerais. Entretanto é necessário ressaltar que essas linhas de créditos são específicas para atividades produtivas, isto é, deve-se, obrigatoriamente, ser o financiamento destinado à implementação e desenvolvimento de atividades produtivas.

Informações disponibilizadas pelo próprio BNB demonstram uma ativa participação do banco na sua área de atuação (somente Nordeste e norte de Minas Gerais), entretanto, informações específicas do montante destinado ao setor sucroalcooleiro não são disponibilizadas.

Embora a falta de informações impeça uma análise mais rigorosa sobre atuação do BNB no setor sucroalcooleiro, pode-se verificar que as condições ofertadas pelo banco são atraentes e se diferenciam da maioria dos bancos que atuam no país, uma vez que oferecem taxas de juros diferenciadas e períodos de carência e amortização mais atrativos. Esses fatores esses vão ao encontro da missão do

banco que é o desenvolvimento de regiões menos favorecidas no país, por meio da disponibilização de benefícios a custos diferenciados aos pequenos agricultores.

2.10 Investimento específico em equipamentos de geração de energia a partir de biomassa

Segundo dados do BNDES, no ano de 2003, a carteira dos projetos de geração de energia a partir da cana-de-açúcar, atingem o montante de 933 MW, sendo que deste total, 575 MW destinaram-se à venda para a rede das concessionárias locais de distribuição de energia.

O montante de 933 MW está dividido em três situações distintas no Banco, sendo 413 MW para projetos aprovados e contratados, 382 MW para projetos em análise e 136 MW para projetos em consulta, enquadrados e em perspectiva.

Da carteira de projetos, constam projetos com equipamentos de geração de energia que utilizam caldeiras a vapor nas pressões na faixa de 42 bar e 65 bar, na sua maioria, e apenas um projeto com caldeira de 70 bar e um projeto com caldeira de 87 bar.

Na Tabela 2.8 constam todos os projetos em carteiras no BNDES até março de 2003.

Tabela 2.8: Projetos de Cogeração Sucroalcooleira em carteiras no BNDES

Tabela: Situação do Programa de Cogeração Sucroalcooleira - Projetos em carteira, março de 2003							
Nome da Empresa	Situação do Projeto	PPA	Localização	Total do Investimento (10 ⁶ R\$)	Total do Financiamento (10 ⁶ R\$)	Potência Total (MW)	
Projetos Aprovados/Contratados							
1	Usina Alto Alegre S/A - Açúcar e Alcool	Contratada-SP2/GEOP1 (em utilização)	Em negociação (CPFL/CEMIG)	Presidente Prudente, SP	40,00	24,20	44,00
2	Usina Cerradinho Açúcar e Alcool S/A	Contratada (em utilização)	Assinado (CPFL)	Catanduva, SP	22,20	17,77	29,00
3	CESE - Cia. Energética Santa Elisa	Contratada (em utilização)	Assinado (Eletropaulo)	Sertãozinho, SP	44,00	35,20	58,00
4	Usina Caeté S/A (total)	Contratada (em utilização)	-	-	60,67	46,60	75,05
	Caeté		Assinado (CEMIG)	São Miguel dos Campos, AL	7,48	7,48	16,00
	Cachoeira		Assinado (CEMIG)	Maceió, AL	5,78	5,76	12,95
	Marituba		Assinado (CEMIG)	Igreja Nova, AL	2,63	2,63	10,60
	Volta Grande		Assinado (Guaraniana)	Conceição das Alagoas, MG	13,10	8,87	15,50
	Delta		Assinado (Guaraniana)	Delta, SP	31,68	21,86	20,00
5	Equipav S/A Açúcar e Alcool - Grupo Equipav	Contratada (em utilização)	Assinado (Eletropaulo)	Promissão, SP	39,20	31,36	52,60
6	Bioenergia Coogeradora LTDA	Contratada (em utilização)	Em negociação (CPFL/Elektro)	Sertãozinho, SP	21,06	14,68	29,55
7	Coinbra Cresciumal S.A.	Contratada (em eficácia)	Em negociação (CPFL)	Leme, SP	27,08	21,67	25,50
8	Usina Santa Adélia	Contratada	-	Jaboticabal, SP	35,40	28,33	34,00
9	Coruripe Energética	Aprovada	-	Iturama, MG	16,40	13,12	24,00
10	Tavares de Melo (total)	Contratada-SP2/GEOP1 (em eficácia)	-	Diversos, PE	12,11	9,69	42,00
	Giasa		Assinado (Guaraniana)	Pedras de Fogo, PB	5,63	4,51	30,00
	Estivas		Assinado (Guaraniana)	Arês, RN	6,48	5,19	12,00
Subtotal dos Projetos Aprovados/Contratados					318,12	242,63	413,70
Projetos em Análise							
1	Usina Mandu	Análise	Ainda em negociação	Guaiara, SP	24,87	19,89	19,50
2	Açúcar Guarani S.A.	Análise	-	Severínia, SP	14,00	11,20	12,00
3	Goiasa Goiatuba Alcool	Análise	-	Goiatuba, GO	42,00	33,60	32,00
4	Usina Luciania	Análise	-	Lagoa da Prata, MG	25,75	20,60	22,20
5	Usina MB	Análise	Ainda em negociação	São Paulo, SP	43,20	34,56	38,50
6	Usina Barra Grande de Lençóis	Análise	-	Lençóis Paulista, SP	51,78	41,21	58,60
7	Jalles Machado S.A.	Análise - SP2/GEOP1	-	Goianésia, GO	43,50	21,86	126,00
8	CERPA - Central Energética Rio Pardo LTDA.	Análise - SP2/GEOP1	-	Serrana, SP	22,15	17,23	32,00
9	Santa Cândida Açúcar e Alcool LTDA.	Análise - SP2/GEOP1	Em negociação (CPFL/CEMIG)	Bocaina, SP	27,00	14,20	29,00
10	COSAN	Análise - SP2/GEOP1	Em negociação (CPFL/CEMIG)	Ibaté, SP	16,96	13,57	13,00
11	Petribu	Cancelada	-	Lagoa do Itaenga, PE	28,66	22,93	19,35
Subtotal dos Projetos em Análise					311,21	227,92	382,80

Continuação da Tabela: Situação do Programa de Cogeração Sucroalcooleira - Projetos em carteira, março de 2003							
Projetos com Consulta, Enquadrados e em Perspectiva							
1	CEVASA - Central Energética Vale do Sapucaí	Com consulta	-	Patrocínio Paulista, SP	67,00	48,00	39,00
2	Antonio Ruette Agroindustrial LTDA.	Com consulta	-	Paraíso, SP	24,10	19,28	18,00
3	Alcoazul, CGDE, Koblitz Energia S.A.	Com consulta	-	Araçatuba, SP	14,70	10,60	8,00
4	Cucaú-Zihuatanejo do Brasil Açúcar e Alcool	Com consulta	-	Rio Formoso, PE	22,93	18,34	15,00
5	Ipauçu	Com consulta	-	Piracicaba, SP	39,03	31,22	28,30
6	Destilaria Pioneiros S.A.	Com consulta	-	Fazenda Santa Maria da Mata	27,31	21,84	28,23
7	Vale do Verdão	Com consulta - SP2/GEOP1	-	Turvelândia, GO	12,00	9,60	75,00
8	Dois Córregos Açúcar e Alcool LTDA.	Cancelada	-	Dois Córregos, SP	27,05	21,64	21,10
9	Usina da Barra S.A. Açúcar e Alcool	Cancelada	-	Barra Bonita, SP	91,44	73,15	78,70
10	Ventura Energética LTDA.	Cancelada	-	Sertãozinho, SP	35,72	28,08	20,41
11	Usina Cidade Gaúcha	FINAME	-	-			
Subtotal dos Projetos com Consulta, Enquadrados e em Perspectiva					207,07	158,88	211,53
Total Geral					836,40	629,43	1008,03
Fonte :BNDES, Abril, 2003 (dados referentes a agosto de 2002)							
Cálculos do Autor							

A maioria dos projetos do Banco datam do ano de 2002 ou foram concebidos com base no ano de 2001 e de 2002. Na Tabela 2.9 consta um resumo dos projetos em carteira no BNDES.

Tabela 2.9: Resumo dos projetos em carteira no BNDES – Setor Sucroalcooleiro

Tabela: Programa de Cogeração Sucroalcooleira, Projetos em carteira, março de 2003				
	Total do Investimento	Total do Financiamento	Potência Total	Excedente Vendido
	(10 ⁶ R\$)	(10 ⁶ R\$)	(MW)	(MW)
Projetos Aprovados/Contratados				
Subtotal Caldeiras faixa 42 bar	83,55	64,91	111,05	53,50
Subtotal Caldeiras faixa 65 bar	234,57	177,72	302,65	170,24
Subtotal dos Projetos Aprovados/Contratados	318,12	242,63	413,70	223,74
Projetos em Análise				
Subtotal Caldeiras faixa 42 bar	87,46	49,63	168,00	109,50
Subtotal Caldeiras faixa 65 bar	223,75	178,29	214,80	154,08
Subtotal dos Projetos em Análise	311,21	227,92	382,80	263,58
Projetos com Consulta, Enquadrados e em Perspectiva				
Subtotal Caldeiras faixa 42 bar	14,70	10,60	8,00	8,00
Subtotal Caldeiras faixa 65 bar	86,06	68,84	61,30	45,21
Subtotal Caldeiras faixa 70 e 80 bar	94,31	69,84	67,23	34,78
Subtotal dos Projetos com Consulta, Enquadrados e em Perspectiva	195,07	149,28	136,53	87,99
Total Geral	824,40	619,83	933,03	575,31

Fonte: BNDES, Abril, 2003 (dados referentes a agosto de 2002)
Cálculos do autor

Ao se analisar os dados constantes na tabela acima se pode calcular os valores médios dos investimentos específicos das diversas tecnologias.

Na Tabela 2.10 constam os cálculos dos investimentos específicos da carteira de projetos do BNDES.

Tabela 2.10 - Investimentos específicos da carteira de projetos do BNDES – Setor Sucroalcooleiro

Tabela: Programa de Cogeração Sucroalcooleira, Projetos em carteira, março de 2003	
Investimentos Específicos dos Projetos com Caldeiras na faixa de pressão de 42 bar	R\$/KW instalado
Projetos Aprovados/Contratados	R\$ 752,36
Projetos em Análise	R\$ 520,60
Projetos com Consulta, Enquadrados e em Perspectiva	R\$ 1.837,50
Valor médio	R\$ 1.036,82
Investimentos Específicos dos Projetos com Caldeiras na faixa de pressão de 65 bar	R\$/KW instalado
Projetos Aprovados/Contratados	R\$ 775,05
Projetos em Análise	R\$ 1.041,67
Projetos com Consulta, Enquadrados e em Perspectiva	R\$ 1.403,92
Valor médio	R\$ 1.073,55
Investimentos Específicos dos Projetos com Caldeiras na faixa de pressão de 70 e 80 bar	R\$/KW instalado
Projetos Aprovados/Contratados	-
Projetos em Análise	-
Projetos com Consulta, Enquadrados e em Perspectiva	R\$ 1.402,80
Valor médio	R\$ 1.402,80

Fonte: BNDES, Abril, 2003 (dados referentes a agosto de 2002)

Cálculos do autor

Desta forma, pode-se concluir que um valor próximo de R\$ 1.100,00/kW instalado é o valor médio utilizado nos projetos da carteira do BNDES.

Entretanto, deve-se ressaltar novamente que estes projetos datam do ano de 2002 e os custos referentes aos mesmos são custos do mesmo ano e um valor para o investimento específico para o ano de 2003 deverá ser atualizado ou corrigido através de um índice apropriado.

Pesquisas realizadas junto ao setor industrial mostram que aumentos significativos ocorreram neste setor do mês de Agosto de 2002 até o mês de Abril de 2003.

Segundo a TGM Turbinas Indústria e Comércio Ltda., conceituada e tradicional fabricante de turbinas a vapor, situada na Cidade de Sertãozinho, no interior do Estado de São Paulo, os aumentos ocorridos nos últimos 6 (seis) meses foram

de 21% na mão de obra, 45% no material fornecido pelas indústrias siderúrgicas (chapas de aço) , 30 % nos fundidos e até 50% em alguns itens acabados como redutores, bombas, trocadores etc.

Segundo a Dedini S/A Indústrias de Base, conceituada e tradicional de equipamentos para o setor de geração de energia, situada na Cidade de Piracicaba, no interior do Estado de São Paulo, os aumentos também foram significativos.

A Tabela 2.11 mostra uma evolução dos custos de alguns materiais utilizados pela empresa.

Tabela 2.11 - Comparativo da evolução dos preços de materiais – Dedini S/A

Tabela: Comparativo de materias: matéria-prima, insumos, acessórios etc. - Dedini S/A Indústrias de Base													De Agosto de 2002 a Abril de 2003
Matéria-prima/Insumos	Unidade	Evolução										%	
		Data		Data		Data		Data		Data			
		01/04/2003 (R\$)	%	25/03/2003 (R\$)	%	01/2003 (R\$)	%	12/2003 (R\$)	%	11/2002 (R\$)	%		08/2003 (R\$)
Chapa Aço Carbono - Usina	KG	0,98	0%	0,98	0%	0,98	0%	0,98	7%	0,92	28%	0,72	36%
Chapa Aço Carbono - "Praça"	KG	1,47	0%	1,47	10%	1,34	10%	1,22	0%	1,22	37%	0,89	65%
Chapa Aço Inox - Usina	KG	5,55	0%	5,55	1%	5,48	-1%	5,53	5%	5,25	23%	4,28	30%
Bobina de Chapa Inox	KG	5,55	0%	5,55	1%	5,48	-1%	5,53	5%	5,25	23%	4,28	30%
Barra de A C Red Laminada	KG	1,85	0%	1,85	5%	1,76	0%	1,76	7%	1,65	27%	1,30	42%
Perfil U Laminado	KG	2,15	0%	2,15	10%	1,96	0%	1,96	16%	1,69	10%	1,54	40%
Perfil I Laminado	KG	1,95	0%	1,95	11%	1,75	0%	1,75	15%	1,52	13%	1,34	46%
Tubo SC A106	KG	4,20	0%	4,20	14%	3,68	8%	3,42	10%	3,10	11%	2,80	50%
Tubo CC DIN 2458	KG	2,40	0%	2,40	14%	2,10	17%	1,80	13%	1,60	14%	1,40	71%
.FUNDIÇÃO:													
- Insumos Básicos com Sucata												115,30%	
- Insumos Básicos sem Sucata												86,40%	

Fonte: Dedini, Abril, 2003.

Nota: os valores estão sem impostos

Segundo a Açúcar Guarani S/A, tradicional usina de açúcar e álcool, localizada na Cidade de Olímpia, no interior do Estado de São Paulo, vários aumentos também foram detectados no que se refere aos materiais utilizados na usina.

A Tabela 2.12 mostra esta evolução nos preços dos insumos básicos da usina.

Tabela 2.12 - Evolução nos preços dos insumos básicos – Açúcar Guarani S/A

Tabela: Evolução dos preços dos insumos básicos - Açúcar Guarani S/A				
Insumos básicos	Unidade	Agosto de 2002	Março/Abril de 2003	Varição de Outubro de 2002 a Março de 2003
		(R\$/unidade)	(R\$/unidade)	(%)
CHAPA PRETA 1/4	kg	1,05	1,67	59,05
CHAPA PRETA 5/16	kg	1,05	1,67	59,05
TUBO PRETO DIN 2440 2"	kg	1,41	2,25	59,57
TUBO PRETO DIN 2440 4"	kg	1,41	2,25	59,57
CABO ELÉTRICO 3 x 2,5 mm	m	1,03	1,61	56,31
CONTATOR 3TF42	unidade	64,98	71,50	10,03
ELETRODO 6013 3,25 mm	kg	2,92	3,93	34,59
TUBO INOX AISI 304 2"	kg	20,80	33,30	60,10
ÓLEO DIESEL	m3	895,00	1.318,00	47,26
CONCRETO FCK 150 B 1 e 2	m3	128,00	166,00	29,69
CIMENTO COMUM	saco	12,85	16,79	30,66

Fonte: Açúcar Guarani S/A, Abril, 2003.

Outra forma de reajuste que deve ser considerada é a correção dos valores pela taxa do IGPM – Índice Geral de Preços do Mercado, índice este aceito como fator de correção de tarifas e preços de energia em contratos de compra e venda entre produtores de energia e as concessionárias locais de distribuição de energia.

A Tabela 2.13 mostra a evolução do IGPM no último ano.

Tabela 2.13 - Evolução do IGPM nos últimos 12 meses.

IGPM anual acumulado março 2003		
Mês	Índice	1
1	0,56	1,005600
2	0,83	1,013946
3	1,54	1,029561
4	1,95	1,049638
5	2,32	1,073989
6	2,40	1,099765
7	3,87	1,142326
8	5,19	1,201613
9	3,75	1,246673
10	2,33	1,275721
11	2,28	1,304807
12	1,53	1,324771
Acumulado		32,48%

Fonte: Jornal Folha de São Paulo, 24 de abril de 2003

Cálculos do autor

Diante do exposto, pode-se verificar que aumentos importantes foram verificados do período de Agosto de 2002 até o 1º semestre de 2003.

Desta forma, pode-se dizer que um reajuste considerado razoável é em torno de 45% em relação ao investimento específico encontrado no ano de 2002, na carteira de projetos do BNDES, o que levará a um valor de R\$ 1.600,00/kW instalado como referência para o valor específico do investimento necessário para a implementação de um projeto de geração de eletricidade excedente no setor sucroalcooleiro para tecnologia de caldeiras de 65 bar a uma temperatura de 480 °C.

Capítulo 3

Modelo conceitual de avaliação econômica: desenvolvimento de produtos e clientes

3.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é o de apresentar a estrutura conceitual do GECON – Sistema de Gestão Econômica. Este é um modelo de avaliação de desempenho econômico que irá propiciar o embasamento conceitual para o estudo de caso proposto na introdução deste trabalho.

O motivo para tal proposta baseia-se no fato de que, normalmente, ao se tratar de avaliação de alternativas de investimento, somente se recorre a métodos tradicionais de avaliação de investimentos oriundos da matemática financeira, tais como o da Taxa Interna de Retorno (TIR), o do Valor Presente Líquido (VPL) e o do Período de Payback Simples (PPB).

Em linhas gerais, trata da apresentação dos critérios que podem ser utilizados na tomada de decisão sobre implementar ou não um projeto.

3.2 Modelos tradicionais de avaliação de investimentos

Avaliação é o processo que une risco e retorno para se determinar o valor de um ativo, segundo afirma Gitman (1997, p.246). O mesmo autor pondera que as técnicas de análise para a avaliação dos investimentos a serem realizados são utilizadas pelas empresas para a seleção de projetos que irão aumentar a riqueza de seus proprietário.

O Período de Payback, por sua vez, é o método mais empregado em análises dada a sua facilidade de cálculo. Assaf (2003, p. 299) define o período de Payback como o tempo necessário para que o dispêndio de capital, valor investido, seja recuperado por meio dos benefícios incrementais líquidos de caixa promovidos pelos investimentos, sem considerar a atualização do investimento e sem considerar os juros do investimento.

A Taxa Interna de Retorno, segundo Assaf (2003, p 303.), é “a taxa de desconto que iguala na data zero a entradas – recebimentos - com as saídas previstas de caixa – pagamentos. Ela tem como resultado uma taxa de juros que exprime o retorno em percentual do investimento, correspondente ao VPL = zero”.

Já o Valor Presente Líquido, segundo o referido autor, é obtido “pela diferença entre o valor presente dos benefícios líquidos de caixa, previstos para cada período do horizonte de duração do projeto, e o valor presente do investimento – desembolso de caixa (ASSAF, 2003, p. 313). Resulta, portanto, em um valor que representa o montante que é superior (ou inferior) ao investimento inicial considerando-se determinada taxa de oportunidade, pré-definida”.

Por outro lado, Berto e Nakao (1998, p. 1) consideram que apesar de serem bastante úteis para a avaliação da capacidade de pagamento dos financiamentos necessários para o investimento ou para a avaliação do retorno de caixa esperado pelo investimento, esses métodos apresentam um problema em termos de suporte à decisão. Isso se deve ao fato de os mesmos analisarem o problema sob o ponto de vista dos fluxos de caixa esperados, e não sob o ponto de vista do resultado econômico que poderia se obter com a alternativa de investimento.

Deste modo, os referidos autores consideram que a avaliação de investimentos não pode ter como única fonte a informação gerada pelos métodos tradicionais provindos da matemática financeira e propõem a aplicação do Sistema de Gestão Econômica (GECON).

3.3 Conceito e estrutura do GECON – Sistema de Gestão Econômica

O Sistema de Gestão Econômica (GECON) é um modelo conceitual de administração baseada em resultados econômicos.

Segundo Fipecafi (2001, p.29), as empresas necessitam de uma abordagem holística para fazer frente a seus desafios, devendo implementar metodologias/tecnologias adequadas nos diversos subsistemas do ambiente empresarial, como na organização, no modelo de gestão, no sistema de gestão, no sistema de informação, nos processos operacionais e fundamentalmente fomentar a competência das pessoas e estimulá-las ao atingimento dos objetivos da empresa.

Em vista disso, o Sistema de Gestão Econômica diz respeito ao processo de planejamento, execução e controle operacional das atividades. Está estruturado na missão da empresa, nas suas crenças e valores, em sua filosofia administrativa e em um processo de planejamento estratégico que busca em última instância a excelência empresarial e a otimização do desempenho econômico da empresa. (FIPECAFI, 2001).

A Figura 3.1, a seguir, ilustra a visão do GECON aplicada às empresas no seu contexto operacional.

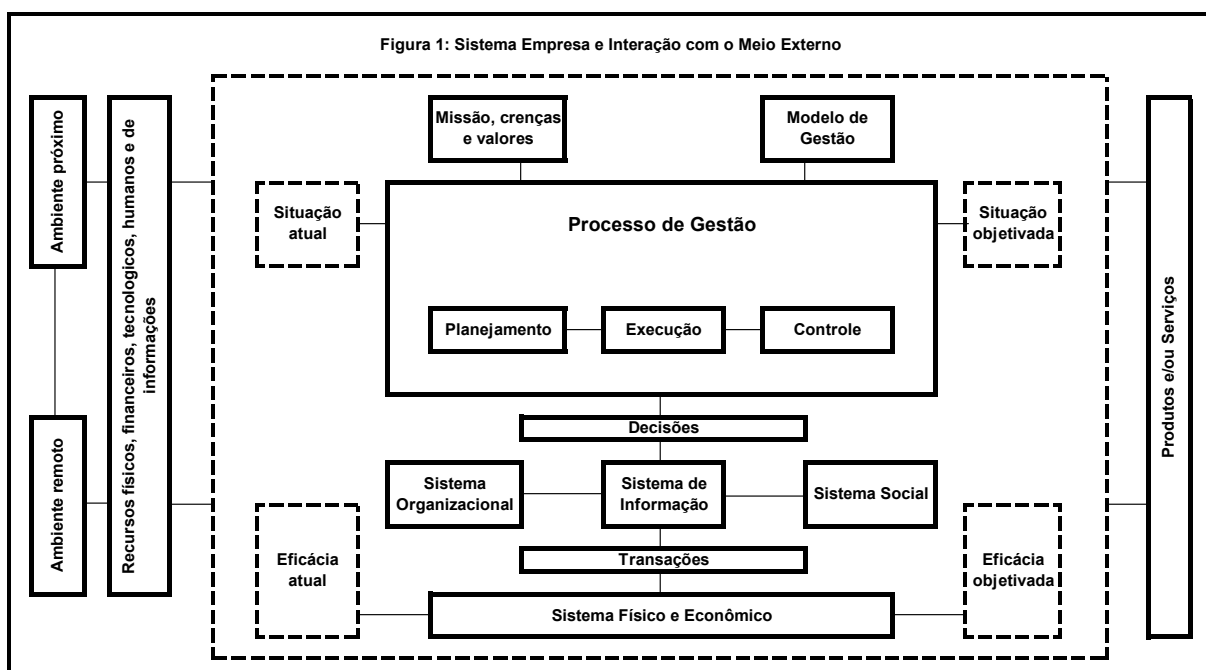


Figura 3.1: Visão sistêmica da empresa e seus subsistemas

Segundo a abordagem sistêmica, na qual se baseia o GECON, as organizações são entendidas como organismos vivos, compostos por vários subsistemas que interagem entre si e com o meio externo numa relação recíproca de troca de materiais, de tecnologias, de conhecimentos e de informações, estas tanto sob a forma de insumo básico quanto na forma de retroalimentação. As organizações caracterizam-se como sistemas abertos e dinâmicos, porque trocam informações com o meio externo e necessitam adaptar-se a ele a custo de comprometer a continuidade dos sistemas, respectivamente.

Em suma, pode-se verificar que as mudanças econômicas e políticas ocorridas nas duas últimas décadas propiciaram o ambiente empresarial hoje caracterizado pela internacionalização dos mercados e por ampla e acirrada competição.

Da mesma forma, os ambientes remoto e próximo às organizações impõem condições e limitações e também fornecem oportunidades que devem ser identificadas pelos gestores. Conseqüentemente, as empresas devem se adaptar a essa realidade de contínuas e rápidas mudanças, otimizando os recursos disponíveis, ao custo de verem a sua continuidade comprometida.

Nesse novo cenário, as empresas são compelidas a adotar sistematicamente novas tecnologias, a fim de permanecerem competitivas. O Modelo de Gestão, baseado nas informações disponíveis, elabora planos que formalizarão o processo de gestão que, por sua vez, conduzirá a empresa aos objetivos estabelecidos. Nesse processo, os modelos de decisão elaborados devem possibilitar agilidade e rapidez na divulgação do conhecimento materializado.

Todo modelo conceitual deve estar baseado em premissas e requisitos que darão sustentação ao mesmo. Entende-se requisitos como os atributos que o modelo deve possuir para atingir o objetivo a que se propõe e premissa é definida como fato ou princípio que serve de base a um raciocínio (FIPECAFI, 2001).

Na seqüência, faz-se a apresentação das mesmas.

3.3.1 Premissas

O GECON encontra-se baseado nas seguintes premissas:

- O ambiente competitivo disponibiliza limitações e oportunidades.
- O seu maior objetivo (empresa) é ser eficaz.
- O resultado econômico é o melhor indicador da eficácia empresarial.
- As orientações (internas) são divulgadas e atendidas pelos gestores e demais funcionários.
- Os gestores são competentes por meio da experiência e da vivência, levantam o maior número de alternativas para propiciar a escolha da melhor decisão.
- Os gestores/funcionários/empregados são dispostos a aceitar responsabilidades e essas estão claramente definidas.
- As decisões tomadas pelos gestores são aquelas que contemplam o melhor resultado para a empresa.
- A empresa possui condições de desenvolver um sistema de informação eficaz que de suporte aos gestores.
- O resultado ótimo da empresa é aquele que decorre da melhor combinação dos resultados de suas partes.
- O patrimônio líquido da empresa tem que refletir a qualquer momento o valor econômico da empresa.
- Os investidores estão procurando, cada vez mais, empresas que cumpram da melhor forma as suas missões.

3.3.2 Requisitos

Os requisitos necessários para a aplicação do GECON são:

- O modelo tem que ser aplicável a qualquer produto a ser desenvolvido e a toda possibilidade de desenvolver clientes.
- O modelo tem que atender ao conceito de resultado correto.
- O modelo tem que atender à função/missão da entidade gestora do evento.

- O modelo tem que permitir a comparação dos resultados obtidos com qualquer outro resultado obtido, com base nas mesmas premissas, em qualquer tempo/ocasião.
- O modelo deve contemplar a criação e todas as fases do processo de gestão: planejamento, execução e controle.
- O modelo deve retratar a importância da participação dos gestores.

3.4 Modelo Conceitual de avaliação econômica aplicado à decisão para o desenvolvimento de produtos e clientes

Dentro dos vários conceitos que dão sustentação e formam o GECON, pretende-se utilizar aqueles necessários para elaborar um modelo conceitual que será aplicado à decisão de se desenvolver um produto e para o desenvolvimento de clientes para o mesmo, isto é, verificar o por quê de se produzir algo e para quem produzir.

Com relação ao Estudo de Caso aplicado a Destilaria Pindorama será considerado como um novo produto a eletricidade excedente gerada e disponibilizada na rede local de transmissão e como novos clientes aqueles que estiverem dispostos a adquirir este novo produto.

Em linhas gerais, a geração de eletricidade excedente é um produto novo se comparado ao álcool e ao açúcar, que são considerados os produtos principais do setor sucroalcooleiro.

Desta forma, o desenvolvimento de eletricidade excedente para a venda requererá novos investimentos que, por sua vez, estarão a cargo de um departamento específico dentro da estrutura da usina denominado Departamento de Desenvolvimento de Produtos.

Com relação ao desenvolvimento de Clientes será necessário o desenvolvimento de uma nova estrutura que se responsabilizará pela identificação de potenciais clientes para esse novo produto, visto que os clientes tradicionais das usinas do

setor sucroalcooleiro normalmente adquirem álcool, açúcar e alguns de seus subprodutos.

Desta forma faz-se necessário que a responsabilidade da identificação e manutenção de potenciais clientes, específicos para a compra de eletricidade, esteja a cargo de um novo e específico departamento denominado de Departamento de Marketing.

Portanto, no processo de decisão sobre a elaboração do desenvolvimento de um novo produto, se faz necessário primeiramente definir quais são as reais necessidades dos participantes envolvidos, ou seja: os parâmetros atuais existentes, as premissas e o que se pretende obter e a quem atender com o lançamento desse novo produto (objetivos).

Definidas estas necessidades, pode-se certamente ao final da análise proposta responder às questões: por que e para quem fazer esse novo produto, considerando assim todos os fatores internos e externos das organizações que interferem na tomada de decisão.

A resposta à primeira questão acima, isto é, por que fazer, se faz necessária devido ao fato de que o empreendimento a ser analisado será em uma usina do setor sucroalcooleiro, a qual tem como missão principal de produzir açúcar e álcool.

Dessa forma, a introdução de um novo produto requererá esforços no desenvolvimento e manutenção deste novo produto e, conseqüentemente, um estudo detalhado de sua viabilidade será necessário, pois sem a certeza de que este novo produto trará benefícios, a usina em questão poderá optar em investir em outros projetos que contribuam para o cumprimento da sua missão principal que é de somente produzir açúcar e álcool.

A resposta para a segunda questão acima, isto é, fazer para quem, também se faz necessária devido ao fato de que atualmente o país tem excesso de energia disponibilizada no sistema de transmissão. O fator “fazer para quem” implica em

encontrar condições para a disponibilização da eletricidade excedente gerada no sistema.

Para tanto, serão necessários esforços no desenvolvimento e manutenção de clientes, os quais estejam interessados em adquirir a eletricidade gerada a um determinado preço e ainda por um determinado período tornando, assim, o empreendimento viável.

No processo de decisão quanto à viabilidade ou não de um produto para atender às necessidades de clientes, torna-se necessária a existência de um Modelo de Decisão que, além de contemplar a agilidade das decisões e rapidez das informações geradas, contemple os elementos essenciais a este tipo de decisão.

O processo deste tipo de decisão, bem como as variáveis que interferem no mesmo, podem ser visualizadas na Figura 3.2 a seguir.

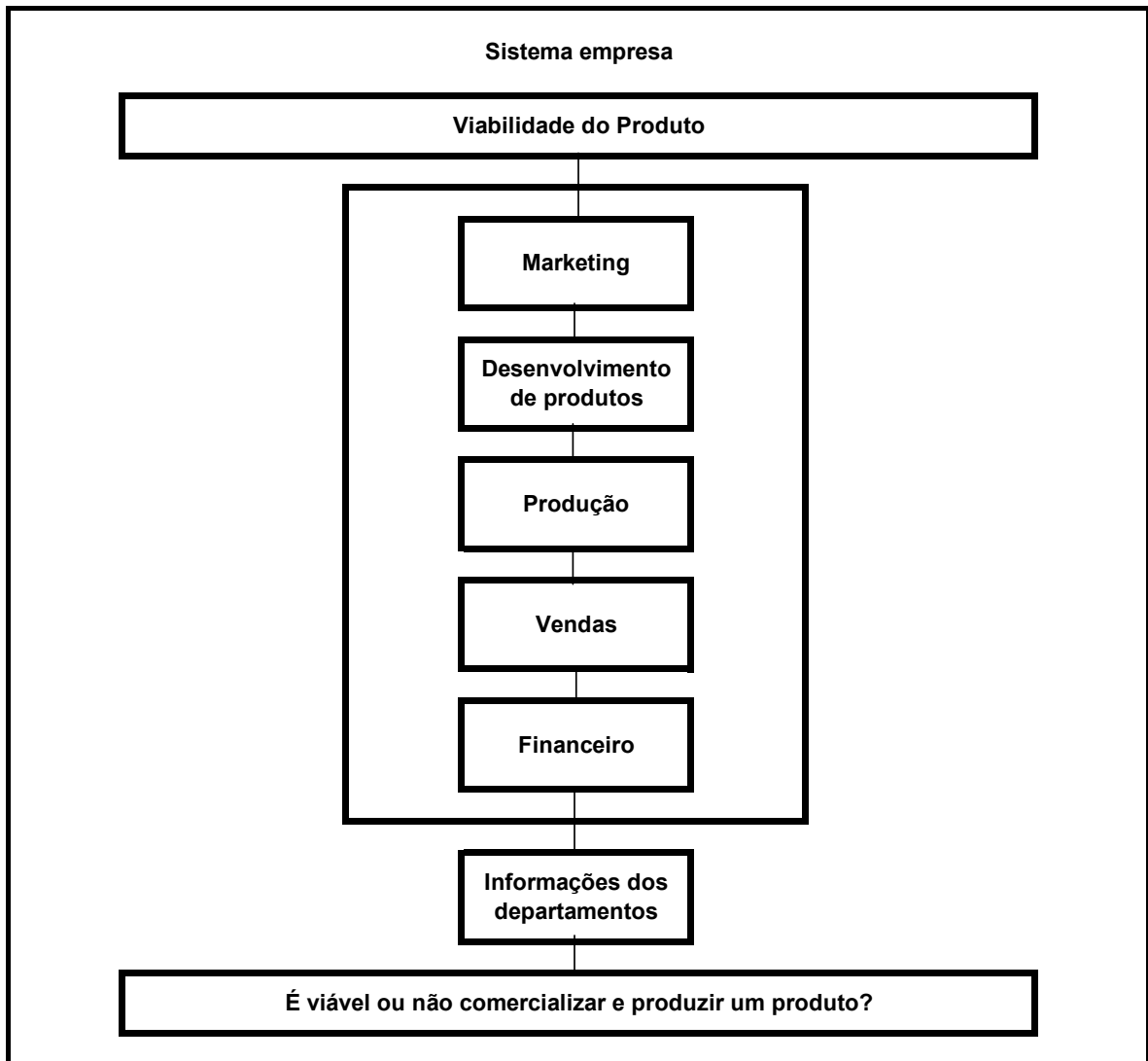


Figura 3.2: Esquema de processo de decisão de viabilidade de produto

Pode-se verificar que a decisão sobre a viabilidade ou não de um produto está relacionada às informações provenientes dos departamentos: Marketing, Desenvolvimento de produtos, Produção, Vendas e Financeiro, que deverão ser baseadas em uma estrutura (Modelo de Decisão) adequada que sirva de apoio aos gestores e que contribua para a eficácia da organização.

Antes porém de entrar-se nas especificidades do modelo proposto, necessário se faz apresentar as definições operacionais que serão adotadas para fins deste estudo. As definições operacionais, segundo Kerlinger (1980, p. 46), são necessárias para identificar o significado que será adotado para as mesmas, diferenciando-se das

definições encontradas nos dicionários, de uso comum, identificadas como definições constitutivas.

3.4.1 Definições

Na seqüência são apresentadas algumas definições necessárias para o entendimento do modelo e exemplificadas para o Estudo de Caso.

Decisão: escolha por uma dentre mais de uma alternativa existente, baseado em algum critério. No caso trata-se da escolha entre executar uma atividade ou terceirizá-la. Por exemplo: manter um departamento de manutenção de equipamentos próprio ou contratar os serviços de terceiros ou produzir determinado produto ou adquiri-lo no mercado

Eficácia: grau com que uma organização atinge os seus objetivos. Pode ser medido entre os resultados desejados e os obtidos. No caso trata-se da efetiva realização de um projeto com o resultado esperado. Por exemplo: produzir eletricidade excedente para a venda dentro das especificações e com a margem de lucro pré estabelecida.

Eficiência: minimização dos recursos consumidos. No caso, trata-se de otimizar os recursos necessários para a produção de eletricidade excedente. Por exemplo: redução da quantidade de mão de obra necessária para a produção de eletricidade excedente.

Modelo: representação abstrata/simplificada e completo/perfeito/ideal de uma realidade; utilizado para fazer simulações, interpretações para melhor compreensão da realidade em foco. No caso trata-se da aplicação do GECON no Estudo de Caso da Destilaria Pindorama.

Modelo de informação: representação de como devem ser as informações que orientarão a estrutura do sistema de informações da empresa, permitindo a integração, a comunicação e a dinâmica dos subsistemas da empresa. Suporte para as decisões. É essencial para as decisões.

No caso trata-se das informações necessárias para o cálculo do resultado econômico. Por exemplo: definição de todas as receitas geradas e despesas da atividade de produção de eletricidade excedente para a venda.

Custo de oportunidade: menor preço de mercado, à vista, de um produto alternativo num dado momento, para o usuário/cliente em condições equivalentes. No caso trata-se da comparação de um custo de produção de um determinado produto em relação ao custo desse mesmo produto no mercado nas mesmas condições. Por exemplo: comparação do custo de manutenção de equipamentos executado pela própria indústria ao custo de manutenção de equipamentos executado nas mesmas condições por terceiros

Investimento: transação. Sacrifício de recursos aplicado a um bem que gerará um fluxo de benefícios futuros. No caso trata-se do investimento necessário para a implementação do projeto de geração de eletricidade excedente para venda. Por exemplo: valor dos equipamentos como caldeiras, turbinas, tubulações etc.

Centro de resultado: unidade de identificação e acumulação de receitas, custos e despesas, em razão de suas atividades, eventos, produtos, bens ou serviços, consumidos ou gerados. Não considera ativos e passivos. Ativos e passivos são considerados apenas para efeito da área financeira cobrar um percentual desses valores de um determinado departamento. Está contido em cada área de responsabilidade. As áreas de responsabilidade serão tratadas como centros de resultados.

No caso trata-se de que a cada departamento serão atribuídos as suas despesas (custos) próprias e somente elas que estejam diretamente ligadas a sua produção. Não será considerado o rateio de custos de outras áreas ou departamentos, ou seja, ao produto final não poderá ser atribuído os custos fixos da empresa.

Por exemplo: ao departamento de desenvolvimento de produto, ou ao departamento de geração de eletricidade excedente, serão computados somente os custos de produção de eletricidade. Não será considerado nenhum custo de outro departamento como, por exemplo, o departamento de transporte.

Conseqüentemente, cada departamento terá um custo definido, que poderá ser comparado com o custo de adquirir os mesmos produtos, nas mesmas condições, de terceiros.

Assim sendo, pode-se concluir que os custos internos não podem ser superiores aos custos de oportunidade.

Clientes: pessoa física ou jurídica que adquiriu ou poderá adquirir um produto de uma empresa. No caso trata-se de todo cliente disposto a adquirir a eletricidade excedente gerada.

Margem de lucro de um departamento: é a diferença entre o custo do departamento e o custo de oportunidade sendo que custo de um departamento para a empresa é considerado igual ao custo de oportunidade.

3.5 Estrutura do modelo conceitual

Após a apresentação das bases para a elaboração e aplicação dos conceitos que constituem o GECON, na seqüência apresenta-se a estrutura específica do modelo de decisão de avaliação econômica da implementação de novos produtos a novos clientes.

Conforme já exposto, neste estudo considera-se que a implementação de um novo produto é de responsabilidade do Departamento de Desenvolvimento de Produtos. Considera-se também que neste estudo, a implementação de um novo cliente para receber o novo produto desenvolvido é de responsabilidade do Departamento de Marketing.

Analogamente, na análise econômica e financeira desenvolvida no Estudo de Caso exposto no Capítulo 6, trata-se como desenvolvimento de um novo produto o desenvolvimento específico da eletricidade, expressa MWh gerado para venda e disponibilização na rede de transmissão local.

Ao Departamento de Marketing, por sua vez, é atribuída a responsabilidade de desenvolver um novo cliente a fim de dar um destino ao novo produto criado, isto é: cabe ao Departamento de Marketing encontrar um cliente consumidor de energia disposto a comprar a eletricidade, expressa em MWh gerado.

Considerando que a missão das empresas do setor sucroalcooleiro é de, basicamente, produzir açúcar e álcool, faz-se necessária a introdução desses dois novos conceitos, pois ao se aplicar o modelo conceitual de decisão proposto ao Estudo de Caso, isto é, implementação de um projeto de geração de eletricidade excedente no setor sucroalcooleiro para venda, está se adicionando um novo produto ao processo produtivo básico proveniente da sua missão.

Por ser um novo produto introduzido no setor, é de se supor que haja a necessidade de novos investimentos em termos de novos clientes, isto é: identificar potenciais consumidores.

Ao se considerar que a eficácia se refere à relação resultados desejados/resultados obtidos, existem parâmetros que devem ser contemplados para que a empresa atinja a eficácia desejada.

Para fins deste estudo, são eles:

- Produtividade: significa produzir com a menor relação tempo/produto, dentro das especificações do planejamento.
- Eficiência: procura reduzir a relação recursos consumidos/produtos produzidos.
- Adaptabilidade: o modelo de gestão deve contemplar o planejamento que seja flexível às variáveis ambientais.
- Desenvolvimento: devem ser realizados investimentos em novas tecnologias

Departamento de Marketing

Conforme já exposto, ao Departamento de Marketing cabe a identificação de potenciais consumidores, isto é clientes, para o novo produto em desenvolvimento.

Especificamente no Estudo de Caso proposto, o Departamento de Marketing irá identificar potenciais consumidores para a energia a ser disponibilizada na rede em MWh gerado.

Dessa forma, o objetivo do Departamento de Marketing é o de assegurar que os consumidores sejam fiéis o maior tempo possível e consumindo cada vez mais produtos da empresa. No caso, a eletricidade excedente gerada.

Departamento de Desenvolvimento de Produtos

Conforme já exposto, ao Departamento de Desenvolvimento de Produtos cabe o desenvolvimento e a implementação do novo produto.

Especificamente no Estudo de Caso proposto, o novo produto é a geração e disponibilização na rede de eletricidade em MWh gerado.

O objetivo deste departamento é o de desenvolver produtos que atendam às necessidades e condições identificadas. No caso, a eletricidade excedente gerada nas condições pré estabelecidas.

3.6 Modelo de informação para o Departamento de Marketing (ou desenvolvimento de clientes)

Ao se analisar o Departamento de Marketing como um centro de investimento e objetivando-se o resultado econômico e, ainda, considerando-se o exposto sobre o conceito de centro de resultado, deve-se seguir a estrutura do modelo de informação abaixo.

Inicialmente ao Departamento deverá ser atribuída a sua receita correspondente ao valor que custaria para empresa se a mesma optasse por contratar o mesmo serviço no mercado nas mesmas condições.

A partir do valor dessa receita, deve-se deduzir os custos e despesas identificados ao departamento e somente a eles, não sendo permitido a incorporação de nenhum outro custo ou despesa da empresa ao departamento.

Dessa forma, tem-se a seguinte estrutura:

+ Receita de Marketing
 - Custos operacionais
 - Despesas variáveis
 = Margem de contribuição operacional
 - Despesas financeiras
 = Margem de contribuição financeira
 - Custos e despesas fixas
 = Resultado econômico

onde:

(+) Receita de Marketing: é o custo de oportunidade do produto (desenvolvimento de clientes) desenvolvido.

(-) Custos operacionais: custos identificados às atividades de desenvolvimento de clientes

(-) Despesas variáveis: sacrifícios não identificados às atividades de marketing=
 Margem de contribuição operacional: denota a eficácia do gestor em assegurar que os clientes sejam fiéis o maior tempo possível e consumindo cada vez mais produtos da empresa

(-) Despesas financeiras: juros pagos pelo consumo de recursos financeiros necessários para a atividade

(+ Receita financeira: rendimento da aplicação do saldo de caixa da área. Não é considerado como receita do Dep. de Marketing. É considerado como receita do Dep. Financeiro)

= Margem de contribuição financeira

(-) Custos e despesas fixas: gastos fixos da área

= Resultado econômico: contribuição econômica da área para o resultado global da empresa

3.7 Modelo de informação para o Departamento de Desenvolvimento de Produtos

Ao se analisar o Departamento de Desenvolvimento de Produtos como um centro de investimento e objetivando-se o resultado econômico e, ainda, considerando-se o exposto sobre o conceito de centro de resultado, deve-se seguir a estrutura do modelo de informação abaixo.

Inicialmente ao Departamento deverá ser atribuído o valor da receita correspondente ao valor que custaria para empresa se a mesma optasse por contratar o mesmo serviço no mercado nas mesmas condições.

A partir do valor dessa receita, deve-se deduzir os custos e despesas identificados ao departamento e somente eles, não sendo permitido a incorporação de nenhum outro custo ou despesa da empresa ao departamento.

O modelo de informação proposto apresenta a seguinte estrutura:

+ Receita do Desenvolvimento do Produto

- Custos operacionais

- Despesas variáveis

= Margem de contribuição operacional

- Despesas financeiras

= Margem de contribuição financeira

- Custos e despesas fixas

= Resultado econômico

onde:

(+) Receita do Desenvolvimento do Produto: é o custo de oportunidade do produto (desenvolvimento de produtos) desenvolvido.

(-) Custos operacionais: custos identificados à atividade de desenvolvimento de produtos.

(-) Despesas variáveis: sacrifícios não identificados à atividade de desenvolvimento de produtos

= Margem de contribuição operacional: Denota a eficácia do gestor em implementar as necessidades identificadas pelo departamento de Desenvolvimento de clientes, pela adequada utilização de recursos (conhecimento/tecnológico/físicos).

(-) Despesas financeiras: juros pagos pelo consumo de recursos financeiros necessários para a atividade

(+) Receita financeira: rendimento da aplicação do saldo de caixa da área. Não é considerado como receita do Dep. de Desenvolvimento de Produtos. É considerada como receita do Dep. Financeiro)

= Margem de contribuição financeira

(-) Custos e despesas fixas: gastos fixos da área

= Resultado econômico: contribuição econômica da área para o resultado global da empresa

3.8 Modelo de mensuração

A fim de se atingir o objetivo proposto, o Modelo de Mensuração deve atender aos seguintes conceitos considerados fundamentais para a apuração do resultado econômico.

1. Os Ativos (produtos e clientes) são mensurados pelo valor presente de seus fluxos de benefícios futuros.
2. O valor do Fluxo de Benefícios Futuros é atualizado com base no índice de preços do mercado. Na hipótese de variação expressiva neste índice, que provoque impactos significativos nos preços, será considerado o Custo de oportunidade.
3. A taxa de desconto é a taxa de aplicação/captação praticada no mercado.

Assim sendo, a diferença de resultado entre a alternativa escolhida e o seu custo de oportunidade representa o ganho (ou perda) realizado.

3.9 Considerações ao modelo proposto

O objetivo deste capítulo foi o de elaborar um Modelo conceitual de decisão relativo ao desenvolvimento de produtos e clientes partindo-se do princípio que os gestores necessitam de um modelo ágil e que contemple o resultado correto para que, dessa forma, contribuam para a eficácia empresarial.

Entende-se que o modelo desenvolvido atende aos requisitos definidos anteriormente visto que:

- Permite decidir sobre o desenvolvimento de produtos e clientes.
- É aplicável a qualquer produto a ser desenvolvido e a toda possibilidade de desenvolver clientes.
- Atende ao conceito de resultado correto = Resultado Econômico.
- Atende ao objetivo/missão da entidade gestora do evento (Marketing (desenvolvimento de clientes), de Desenvolvimento de produtos, Produção e Vendas).
- Permite a comparação dos resultados obtidos com qualquer outro resultado obtido, com base nas mesmas premissas, em qualquer tempo/ocasião.
- Contempla todas as fases do processo de gestão: criação, planejamento, execução e controle. Considerando-se que este tema enquadra-se na disciplina de Análise de Custos, os demais temas, tais como, produção, vendas, captação de capital monetário etc, embora relacionados, não foram discutidos.

Considerando um dos objetivos específicos deste estudo, importante se faz ressaltar que o modelo proposto neste capítulo será utilizado como base conceitual para o desenvolvimento do estudo de caso aplicado a Destilaria Pindorama.

Desta forma, na verificação da viabilidade do empreendimento de geração de eletricidade excedente no setor sucroalcooleiro, o estudo proposto irá utilizar os métodos tradicionais e também analisar o mesmo empreendimento por meio do modelo de avaliação desempenho econômico, baseado no GECON – Gestão Econômica.

Capítulo 4

Análise técnica da Destilaria Pindorama

4.1 Objetivo

Neste capítulo serão analisadas as variáveis técnicas necessárias para a implementação do projeto de geração de eletricidade excedente a partir de biomassa em uma usina do setor sucroalcooleiro na região Nordeste do país.

Dentre as principais variáveis a serem analisadas pode-se destacar a quantidade de cana-de-açúcar moída por safra, o período de safra, a capacidade de moagem por hora, a quantidade de eletricidade produzida para consumo próprio, a quantidade de vapor produzida e consumida, a características da cana-de-açúcar, as condições atuais dos equipamentos, as condições climática da região, a capacitação do pessoal existente, e as condições da rede de transmissão de energia local.

Considerando-se o objetivo deste trabalho que é de viabilizar a geração de eletricidade excedente em uma usina do setor sucroalcooleiro na região Nordeste do país, foi escolhida a Cooperativa de Colonização Agropecuária e Industrial Pindorama Ltda. - Destilaria Pindorama, localizada na Colônia Pindorama, no município de Coruripe no Estado de Alagoas.

Tal escolha deveu-se ao fato de a Destilaria Pindorama estar localizada na região Nordeste do país. Desta forma, na implementação de um projeto de geração de eletricidade excedente na região Nordeste, as condições existentes são mais desfavoráveis quando comparadas com uma Destilaria localizada na região Sudeste do país.

Dentre as diversas condições desfavoráveis, conforme discutido no Capítulo 2, pode-se destacar o fato do período de safra na região Nordeste ser menor, na média 160 dias por ano, em relação a safra da região Sudeste, a qual pode atingir até 210 dias por ano.

Vale ressaltar que a quantidade de eletricidade a ser gerada é também proporcional ao período de safra, isto é, dias de operação por ano. Desta forma, a receita anual com a venda da eletricidade excedente também será inferior se comparada com uma instalação semelhante instalada na região Sudeste do país.

Analogamente ao capítulo anterior, para o entendimento da análise técnica algumas definições se fazem necessárias.

4.2 Definições

Energia excedente: energia produzida que excede as necessidades atuais de consumo próprio da empresa que é destinada à venda.

Fontes alternativas: qualquer fonte geradora de energia não proveniente do sistema hidráulico (hidrelétricas), base do modelo de geração de energia no país.

Fontes renováveis: qualquer fonte geradora de energia não proveniente de fonte esgotável ou não renovável a curto e médio prazo (combustíveis fósseis), como o bagaço da cana-de-açúcar.

Setor sucroalcooleiro: conjunto de empresas (usinas e destilarias) que produzem açúcar e/ou álcool e/ou energia, a partir da cana-de-açúcar.

Cogeração: geração simultânea de energia térmica e mecânica, a partir de uma mesma fonte primária de energia.

Energia mecânica: trabalho mecânico, por exemplo, acionamento de moendas, numa indústria de açúcar e álcool ou transformada em energia elétrica através de um gerador de eletricidade.

Energia térmica: fonte de calor para um processo, por exemplo, o processo de destilação.

Diante do exposto, passa-se à caracterização da Destilaria Pindorama, foco de estudo.

4.3 Levantamento de dados da Destilaria Pindorama

Localizada a 120 km da Cidade de Maceió, na Cidade de Coruripe, a Cooperativa Pindorama é formada por aproximadamente 1.200 cooperados os quais produzem cana-de-açúcar para a Destilaria Pindorama, frutos para a fábrica de sucos e para a indústria de cocos e laticínios.

A cooperativa fundada em 1947 é considerada a maior Cooperativa Agropecuária e Industrial do Nordeste.

Quarenta e sete anos após a sua fundação, a produção da Pindorama alcançou 300 mil litros de álcool; 1.500 caixas de sucos de fruta; 1.000 caixas de leite de coco e 1.000 kg de coco ralado por dia. Atualmente, vivem na Comunidade de Pindorama cerca de 27 mil pessoas, sendo aproximadamente 1.200 são associados.

Atualmente, a Destilaria Pindorama somente fabrica álcool anidro e hidratado, mas existe um planejamento para começar a fabricação de açúcar nos próximos 3 anos. A produção da Safra 2001/2002 foi de uma capacidade de moagem de 456.762,96 toneladas de cana moída e será denominada neste trabalho como Situação Atual para fins de análise. A Safra 2001/2002 começou em setembro de 2001 e encerrou em maio de 2002.

A previsão para a Safra 2004/2005 é de que a produção atual seja elevada para 700.000 toneladas de cana a serem moídas que será analisada e chamada neste trabalho como Situação de Expansão.

Segundo a Cooperativa de Pindorama, a mesma oferece aos seus cooperados as seguintes vantagens:

- ✓ Garantia de compra de toda cana-de-açúcar produzida.
- ✓ Corte da cana-de-açúcar.
- ✓ Transporte da cana-de-açúcar cortada.
- ✓ Participação de 10% nos lucros da Cooperativa proporcional a quantidade de cana-de-açúcar entregue na safra.

Deve-se observar que a cana-de-açúcar é comercializada com o cooperado de acordo com a quantidade de açúcar existente na mesma.

Dentre as indústrias que a Cooperativa também possui tem-se:

- ✓ uma fábrica de sucos naturais,
- ✓ uma indústria de cocos,
- ✓ uma indústria de laticínios.

Quanto à área agrícola, a Cooperativa Pindorama possui 19 mil e 400 hectares de áreas produtivas, onde são cultivados vários tipos de frutas que são usadas como matéria-prima para os produtos comercializados pela Cooperativa. De toda a produção destacam-se as plantações de cana-de-açúcar e abacaxi. Além delas, outras frutas são cultivadas, como o coco da Bahia, o maracujá, a acerola e outras culturas de subsistência.

Toda a área da Cooperativa é banhada por cinco rios e o bom aproveitamento do plantio é devido ao fato que 80% da área agricultável ser plana.

4.5 Dados da Situação Atual

Durante o levantamento de dados foram colhidas informações sobre a destilaria no que se refere à moagem de cana-de-açúcar na safra 2001/2002 e à produção de álcool.

Para tanto, foi analisado o balanço térmico da destilaria, isto é, foram analisadas todas as variáveis energéticas a fim de possibilitar a elaboração de uma proposta técnica que possibilite a geração de eletricidade excedente.

O projeto foco deste estudo será baseado na produção de bagaço de cana-de-açúcar existente atualmente na Destilaria e, posteriormente, na expansão da capacidade de moagem dos atuais 456.000 toneladas para 700.000 toneladas de cana-de-açúcar nas próximas safras.

Dessa forma, na Tabela 4.1 encontram-se os dados referentes à chamada situação atual, ou seja, a da safra ocorrida nos anos de 2001 e 2002.

No caso da Destilaria Pindorama, nas últimas safras este período não ultrapassou 163 dias, incluindo neste total os dias e horas de paralisação das atividades para manutenção.

Tabela 4.1: Dados da produção referente à safra atual 2001/2002

Tabela: Dados da produção referente à safra atual 2001/2002		
Produção		
Moagem	456.763	ton cana/safra
% de bagaço	320	kg/ton de cana
Quantidade de bagaço	146.164	ton bagaço/ safra
Dias no ano	365	dias
hora no dia	24	horas
Fator de utilização	75,69%	
Safra		
Número de dias na safra	163	dias
Números de horas na safra	2.961	horas
Quantidade de cana moída por hora	154	ton cana / hora
Quantidade de bagaço por hora	49,36	ton bagaço/ hora
Quantidade de bagaço utilizada	90,00%	
Quantidade de bagaço utilizada por hora	44,43	ton bagaço/ hora
Quantidade de cana por hora	154,26	ton cana / hora
Consumo de vapor do processo	85	ton vapor / hora
Consumo de vapor de processo por ton. de cana	551,02	kg vapor / ton de cana

Fonte: Levantamento de dados

Cálculos do autor

Ao se analisar os dados da safra atual, nota-se que o consumo específico de vapor de processo é maior que a média das usinas do setor sucroalcooleiro no país que é aproximadamente de 500 kg de vapor por tonelada de cana-de-açúcar moída (COELHO, 1992).

Digno de nota é que, atualmente, a destilaria produz todo o vapor de processo necessário para a fabricação de álcool anidro e hidratado, entretanto a produção de eletricidade é de apenas 1.800 kW, montante este que é insuficiente para abastecer a destilaria. Dessa forma, durante o período de safra, a destilaria adquire eletricidade da concessionária local, a CEAL - Cia. Energética de Alagoas.

4.6 Dados da Situação de Expansão:

Com base nos dados de produção da safra considerada atual e diante das informações colhidas na própria destilaria de que a produção de cana-de-açúcar moída para as próximas safras seria elevada dos atuais 456.000 toneladas para 700.000 toneladas de cana-de-açúcar, pode-se determinar quais as condições futuras para a implementação do projeto proposto.

Na Tabela 4.2, encontram-se os dados projetados para a expansão da capacidade de moagem da Destilaria Pindorama. A chamada Situação de Expansão servirá como parâmetro para o desenvolvimento do projeto de geração de eletricidade excedente.

Tabela 4.2: Dados da produção referente à situação de expansão

Tabela: Dados da produção referente à situação de expansão		
Produção		
Moagem	700.000	ton cana/safra
% de bagaço	320	kg/ton de cana
Quantidade de bagaço	224.000	ton bagaço/ safra
Dias no ano	365	dias
hora no dia	24	horas
Fator de utilização	85,20%	
Safra		
Número de dias na safra	163	dias
Números de horas na safra	3.333	horas
Quantidade de bagaço por hora	67,21	ton bagaço/ hora
Quantidade de bagaço utilizada	94,68%	
Quantidade de bagaço utilizada por hora	63,63	ton bagaço/ hora
Quantidade de cana por hora	210,02	ton cana / hora
Consumo de vapor de processo por ton. de cana	360,00	kg vapor / ton de cana
Consumo de vapor do processo	75,61	ton vapor / hora
Quantidade de cana moída por hora	210	ton cana / hora

Fonte: Levantamento de dados

Cálculos do autor

Ao observar-se as condições da produção para a safra de expansão, nota-se um aumento da quantidade de cana-de-açúcar moída e, ainda, uma redução considerável no consumo de vapor de processo, pois já para a safra 2002/2003, a Destilaria providenciou a modificação de quatro turbinas, sendo

duas do acionamento do preparo e duas do acionamento dos geradores acarretando assim uma melhora na eficiência das turbinas.

Assim sendo, na safra atual observa-se uma melhora substancial do balanço de energia da unidade, com forte redução no consumo de vapor. Já para a referida safra de expansão está previsto a substituição de todas as turbinas de acionamento de moendas, atualmente de simples estágio, por turbinas de múltiplos estágios.

Para a safra de expansão, a condição do consumo de vapor de processo deverá chegar nos valores mencionados na Tabela 4.2, pois estão previstos diversas medidas de conservação de energia que possibilitarão a redução no consumo de vapor desejado.

Como já discutido em Coelho, (1992), Copersucar, (1991) e IPT, (1990) a implementação de técnicas de conservação de energia no processo pode reduzir o consumo de vapor de processo a níveis perto de 300 kg de vapor/tc. Entretanto, a implementação de técnicas de conservação de energia no processo requer níveis de investimentos que podem ser considerados pequenos, moderados, grandes e ainda investimentos que exigem uma análise mais elaborada (IPT, 1990).

Na implementação do projeto de geração de eletricidade excedente na Destilaria Pindorama, a própria Destilaria irá executar as medidas necessárias e os investimentos necessários no processo, a fim de reduzir o consumo de vapor de processo.

IPT (1990) descreveu algumas medidas de conservação de energia no processo que são listadas abaixo:

a) medidas de conservação que exigem pequenos investimentos

- ✓ Manutenção preventiva e corretiva

- ✓ Redução da especificação do produto, isto é, trabalhar no limite da especificação dos produtos produzidos

b) medidas que requerem investimentos moderados

- ✓ Redução de refluxo nas colunas, isto é, quando se projetam colunas de destilação, o número de estágios necessários para realizar uma determinada destilação depende diretamente da escolha do refluxo de operação e a sua otimização.
- ✓ Termocompressão que consiste na utilização de vapor de alta pressão em um ejetor para comprimir o vapor de baixa pressão, gerando uma mistura a uma pressão intermediária.
- ✓ Aquecimento indireto que consiste no aquecedor indireto que substitui o sistema de borbotagem, usualmente utilizado nas destilarias, permitindo o aquecimento da coluna de destilação sem que ocorra o contato direto do vapor de processo com o vinho, obtendo-se uma redução do volume de vinhaça por não haver condensação deste vapor dentro da coluna.
- ✓ Pré-aquecimento de alimentação que consiste no aproveitamento do calor de outra fonte que necessite ser resfriada, para o pré-aquecimento do na entrada da coluna de destilação.
- ✓ Isolamento térmico de equipamentos e tubulação a fim de manter as temperaturas adequadas aos processos produtivos e proteção pessoal.
- ✓ Elevação do teor alcoólico do vinho que permiti a elevação da capacidade das colunas de destilação, a redução do volume de vinhaça e consumo de vapor.

c) medidas que requerem grandes investimentos

- ✓ Destilação em cascata, ou efeito múltiplo, que consiste na adaptação do princípio da evaporação em múltiplo efeito para as colunas de destilação.
- ✓ Adoção de sistemas de controle em colunas de destilação que permita fixar uma condição operacional que garanta um grau de separação elevado.

d) medidas que precisam ser melhores analisadas

- ✓ Hidroseleção e repasse que visam a redução no volume final de álcool de segunda ou álcool baixo, bem como a obtenção da álcool final na pureza desejada, sem comprometer a produção.
- ✓ Adoção de bombas de calor nas colunas de destilação permite a reutilização de parte dessa energia no processo.

CTC (1998) relata que para atingir uma economia de vapor de processo que permita o consumo de 340 kg de vapor por tonelada de cana-de-açúcar as modificações necessárias em uma destilaria autônoma são:

a) na destilação

- ✓ A instalação de trocadores de calor regenerativos para caldo/vinhoto e caldo/caldo
- ✓ O uso de tecnologia Flegstil e peneiras moleculares na destilaria

Para se atingir este mesmo nível de consumo de vapor de processo (340 kg vapor/tc) em usina de açúcar e álcool são ainda necessários, além dos itens acima relacionados, a adoção de mais três modificações básicas, sendo:

- ✓ Extração de calor regenerativos do 1º, 2º e 3º estágios para o aquecimento do caldo.
- ✓ Agitação mecânica no vácuos.
- ✓ Sangria de vapor do 2º estágio pra vácuos.

O mesmo estudo CTC (1998) retrata que o investimento total necessário para todos essas modificações básicas em uma usina de açúcar e álcool é da ordem de até US\$ 4,5 milhões

b) no processo de moagem

- ✓ substituição das turbinas de acionamento mecânico de moendas de simples para múltiplos estágios
- ✓ substituição das turbinas a vapor a acionamentos de equipamentos auxiliares por motores elétricos

Segundo os fabricantes de equipamentos¹, a substituição de cada turbina de acionamento mecânico de moendas de simples estágio (22 bar, 300 °C) por uma de múltiplo estágio requer um investimento de até US\$ 90 mil por turbina.

4.7 Análise técnica

O presente trabalho faz uma análise técnica a partir de informações recentes fornecidas pela Destilaria Pindorama. O objetivo geral é otimizar a utilização dos resíduos (bagaço de cana-de-açúcar) provenientes do processo de produção de álcool na indústria para a geração de vapor de processo e eletricidade para consumo próprio e a venda da eletricidade excedente à concessionária local, conforme as leis vigentes no país.

¹ Levantamento de dados do projeto da Destilaria Pindorama, 2004.

Neste estudo foram utilizados os dados levantados em campo e, também, aqueles fornecidos pela Destilaria Pindorama relativos à situação atual de operação (geração de vapor de processo e geração de eletricidade para consumo próprio) sendo, posteriormente, considerada a perspectiva de expansão das atividades industriais.

4.7.1 Situação Atual

Atualmente, os resíduos gerados na própria empresa são utilizados para geração de eletricidade e vapor de processo através do processo de cogeração que e é feito conforme descrito a seguir.

A geração de eletricidade é feita através de um ciclo simples de geração de vapor, composto por duas caldeiras, responsáveis pela geração de 85 t/h de vapor a 280 °C e 21 bar.

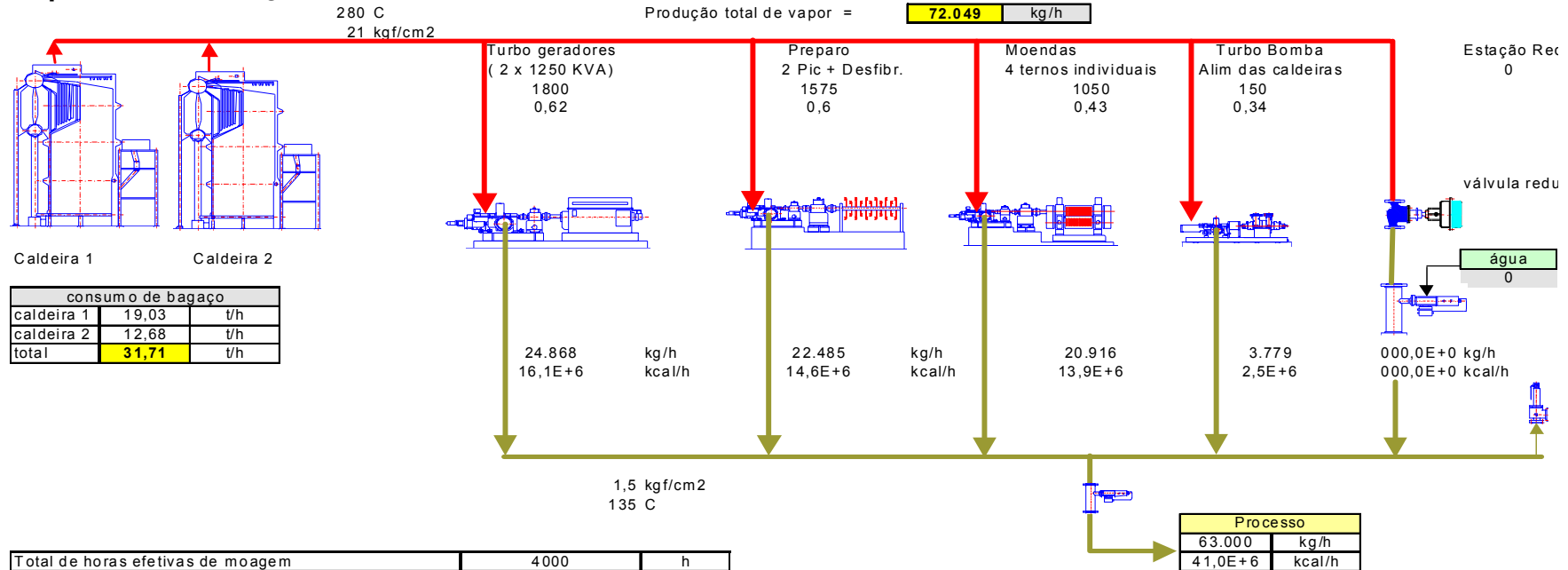
Parte deste vapor é admitido nas turbinas de acionamento mecânico para as moendas, picadores, desfibradores etc e é expandido até a pressão de 1,5 bar (manométrica) a uma temperatura de aproximadamente de 150 °C, sendo posteriormente enviado ao processo. Outra parte deste vapor é admitido em duas turbinas de contra pressão para gerar 1.800 kW de eletricidade através de dois geradores de eletricidade e é expandido até a pressão de 1,5 bar a uma temperatura de 150 °C e posteriormente enviado ao processo.

Atualmente, todo vapor gerado nas caldeiras é utilizado no processo de fabricação de álcool anidro e hidratado, com pequeno excedente. Os cálculos referentes a esta configuração envolvem a energia gerada, o tempo de operação da unidade industrial em questão, a quantidade de resíduo consumida nas caldeiras e a quantidade de vapor necessária no processo.

No Apêndice 1 encontram-se os cálculos termodinâmicos referente ao balanço térmico da atual da Destilaria Pindorama.

A seguir é apresentado o esquema da situação atual, o esquema da caldeira selecionada para a substituição das caldeiras existentes e o esquema do ciclo selecionado para a situação de expansão.

Esquema 4.1: Situação Atual da Unidade

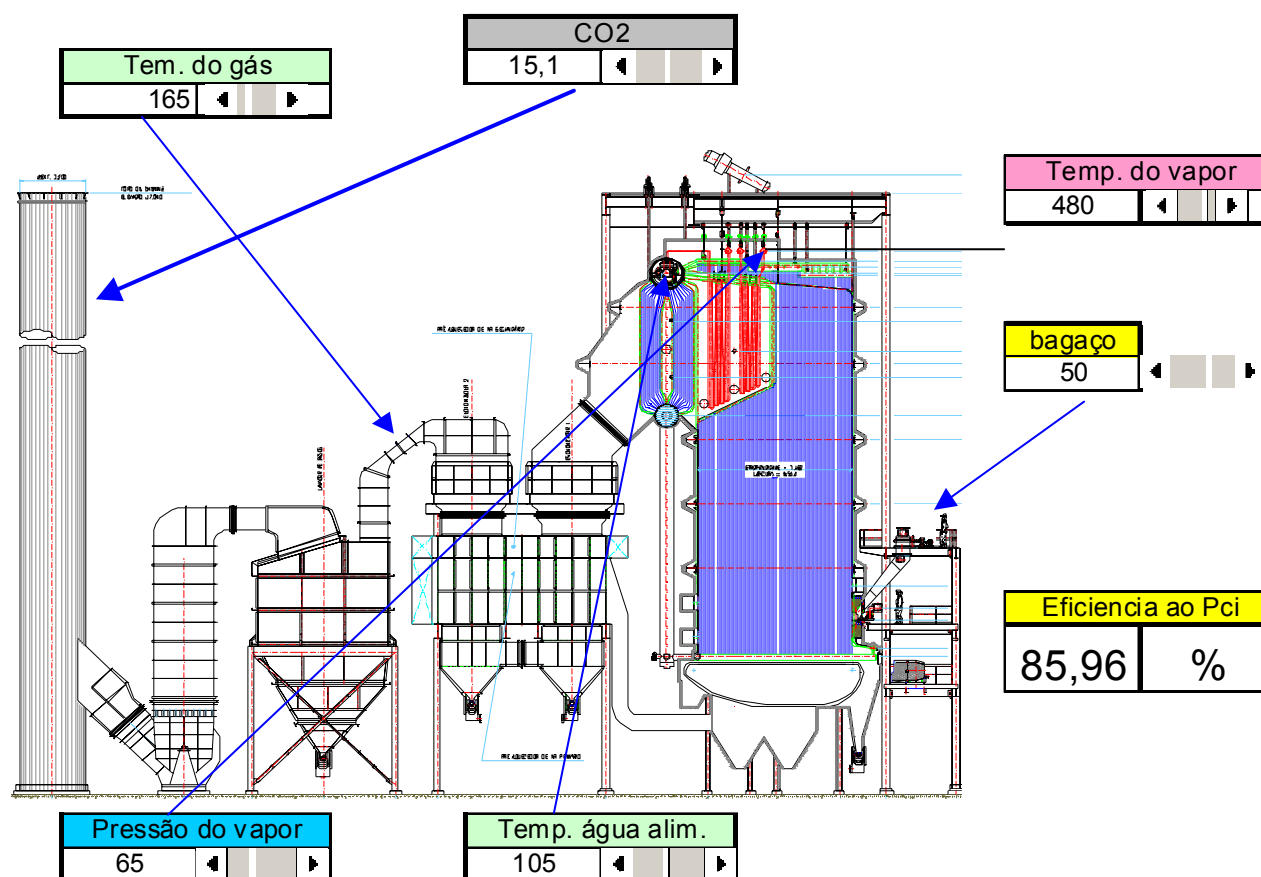


Total de horas efetivas de moagem	4000	h
Eficiência de tempo	85	%
Dias de Safra	196	d
Moagem anual	700.000	TCH
Moagem da moenda 30x54"	175	TCH
Bagaço disponível	55,85	t/h
Consumo específico de vapor para o processo	360	kgv/TC
Consumo específico de energia elétrica	10,29	kW h/TC
Produção de Vapor em 21 kgf/cm ²	72,05	t/h
Consumo de bagaço pelas caldeiras	31,71	t/h
Cons. de bagaço p/ partidas e paradas (%)	5	t/h
Sobra de bagaço por safra	85.400	t
Energia Elétrica total gerada	1800	kW
Energia elétrica consumida	1800	kW
Energia elétrica disponível para venda	0	kW
Total de energia elétrica vendida por safra	0	MWh

PINDORAMA

Esquema 4.2: Caldeira Seleccionada

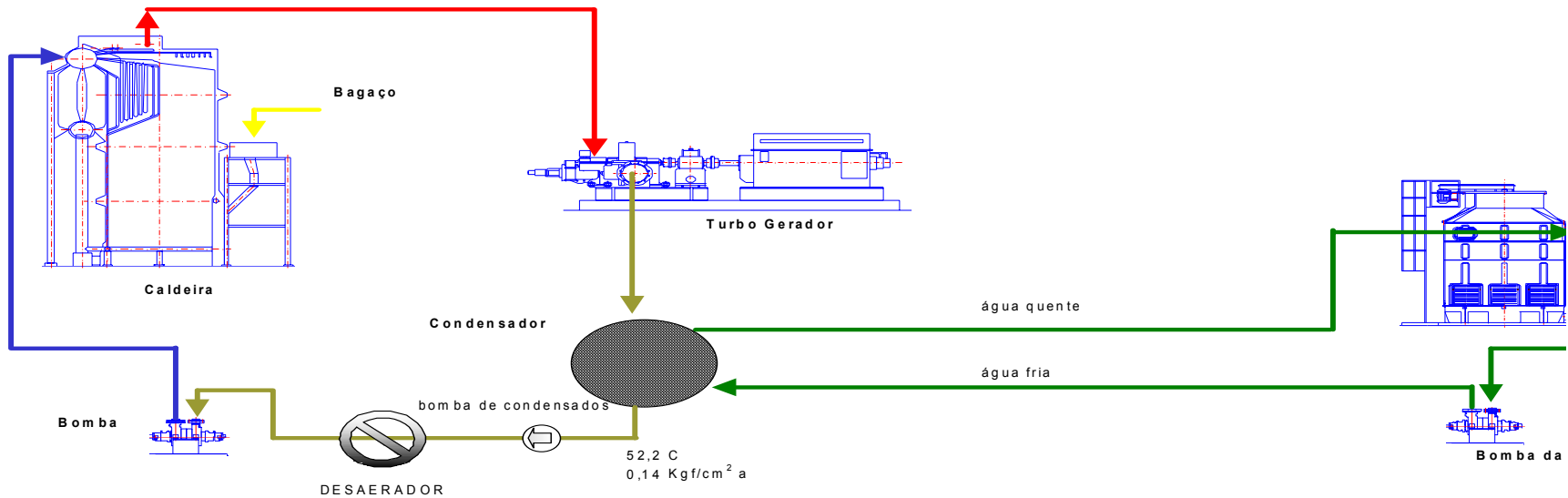
PRESSÃO DE OPERAÇÃO	65	kgf/cm ²
TEMPERATURA DO VAPOR	480	°C
NUMERO DE PAREDES DE ÁGUA	2	◀ ▶
TEMPERATURA CONSIDERADA PARA O AR AMBIENTE	30	°C



PRODUÇÃO DE VAPOR	150	t/h
CONSUMO DE BAGAÇO	67.677	kg/h
EXCESSO DE AR	30,81	%
CONSUMO ESPECÍFICO DE BAGAÇO	2,22	kg _v /kg _b

Nota: pressão manométrica de operação da caldeira

Esquema 4.3: Ciclo Selecionado para a Situação de Expansão



CLASSES DE PRESSÃO ANALISADAS		1	2	3	4	5	6	7
Pressão de Admissão do vapor	kgf/cm ² G	21	42	65	65	85	85	100
Temperatura do vapor	C	300	400	480	525	500	525	500
Pressão absoluta de condensação	kg f/cm ² a	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Temp. da água de alim. da caldeira	C	105	105	120	120	120	120	120
Eficiência térmica da caldeira	%	87	87	87	87	87	87	87
Consumo de bagaço a 50 % de umidade	kg _{vapor} / kg _{bag.}	2,5460	2,3695	2,2906	2,2078	2,2712	2,2238	2,2856
Eficiência do conj. Turbo Ger.	%	81	81	81	81	81	81	81
Salto entálpico teórico	kcal/kg	203,3	247,8	282,7	297,5	294,8	303,5	306,5
Consumo de água para o condensador	m ³ /h.kW	0,14	0,12	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09
Potência líquida	kW / t _{vapor}	191,48	233,39	266,26	280,20	277,66	285,85	288,68
Consumo específico da Turbina	kg vapor / kW	5,22	4,28	3,76	3,57	3,60	3,50	3,46
Eficiência térmica (bruta) do ciclo	%	23,29	26,42	29,14	29,56	30,13	30,37	31,52
Kg _{bagaço} / kW		2,05	1,81	1,64	1,62	1,59	1,57	1,52
Consumo de energia para o Desaerador	kcal / kW	275,75	226,23	254,63	241,97	244,18	237,18	234,86
Potencia consumida em bombeamentos	kW /kW _{gerado}	1,33	2,20	3,16	3,16	4,00	4,00	4,63
Eficiência líquida do ciclo	%	23,09	26,14	28,76	29,19	29,67	29,92	30,99

4.7.2 Situação de Expansão

Para a caracterização desse cenário é necessário relembrar que a quantidade de resíduo disponível pela destilaria será alterada, pois a indústria se propõe a aumentar o montante de cana-de-açúcar moída para a próxima safra dos atuais 456.756.92 para 700.000 toneladas de cana-de-açúcar a serem moídas.

De acordo com Cenbio (2001), Coelho (1992), Coelho (1999), Copersucar (1991), Walter (1994), pode-se concluir que no estudo de caso da Destilaria Pindorama, a melhor configuração técnica, econômica e financeira é a substituição das atuais equipamentos de geração de vapor de processo e eletricidade para consumo próprio por equipamentos mais eficientes.

Desta forma, a configuração proposta será descrita a seguir.

Considerou-se a troca das atuais caldeiras de 21 bar de pressão e temperatura de 280 °C por caldeiras de 65 bar de pressão e temperatura de 480 °C. Tal troca por si só ocasionará um ganho de eficiência na geração de vapor, pois será produzido um vapor com maior entalpia em relação à configuração atual.

A justificativa para a opção da troca das caldeiras atuais de 21 bar, 280 °C por uma caldeira de 65 bar, 480 °C deve-se ao fato de que a caldeira selecionada apresenta o melhor rendimento, isto é, a mesma tem a melhor relação entre o consumo de bagaço e a produção de vapor. De acordo com o Esquema 4.3 essa relação para a caldeira proposta é de 2,2906 kg de bagaço (50% de umidade) por tonelada de vapor (65 bar, 480 °C) produzido.

Outro fator importante é que o vapor será produzido a uma temperatura 480 °C. Nessa temperatura é possível que todas as tubulações de vapor sejam fornecidas pela indústria nacional, não sendo necessário importar tubulações a um custo mais elevado, como seria o caso de uma caldeira para produzir vapor a uma temperatura superior a 500 °C.

Uma vez definida a caldeira, o montante de vapor produzido será maior do que o montante necessário no processo e esta diferença será utilizada para geração de eletricidade excedente através de uma turbina de condensação.

O vapor total produzido nas caldeiras será dividido em três partes.

A primeira parte será utilizada nas turbinas de acionamento mecânico das moendas, desfibradores, picadores etc. que também serão substituídas por turbinas de múltiplos estágios. Nestas turbinas de contra-pressão, o vapor será expandido até 1,5 bar e temperatura de aproximadamente 150 °C e posteriormente será enviado ao processo.

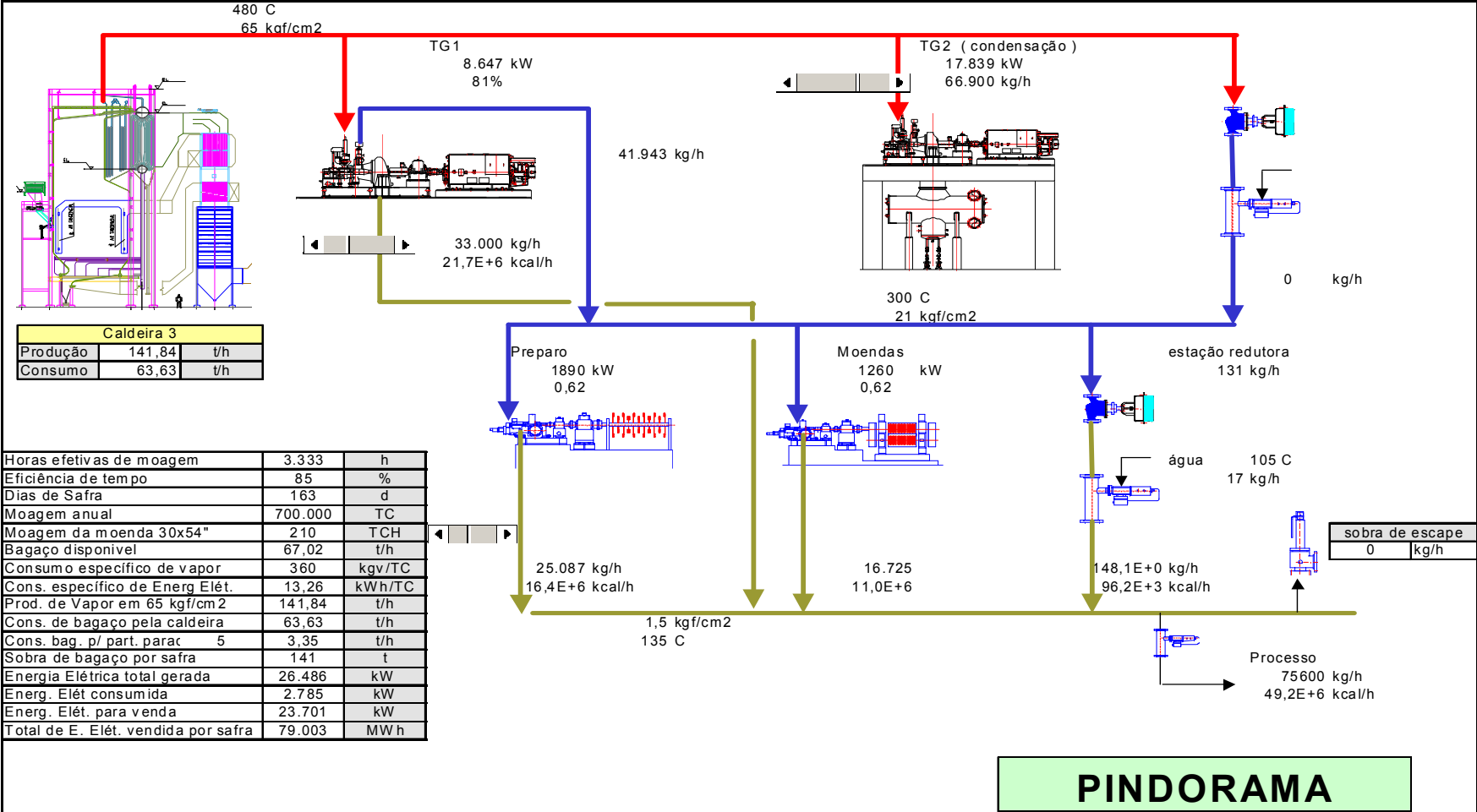
A segunda parte será enviada a uma turbina de contra-pressão acoplada a um gerador de eletricidade e será expandido até 1,5 bar e temperatura de, aproximadamente, 150 °C e posteriormente será enviado ao processo.

A terceira e última parte será enviada a uma turbina de condensação para gerar eletricidade através de um gerador de eletricidade e será condensado até a pressão de 0,14 bar e posteriormente enviado as caldeiras.

No Apêndice 2 encontra-se os cálculos termodinâmicos referente ao balanço térmico da situação de expansão da Destilaria Pindorama.

A seguir encontra-se o esquema da situação futura da unidade.

Esquema 4.4: Situação Futura da Unidade



Capítulo 5

Parâmetros econômicos para a análise econômica

5.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é o de apresentar os principais parâmetros econômicos envolvidos na geração de energia a partir de biomassa.

O tipo de biomassa selecionado é o bagaço de cana-de-açúcar (resultado da moagem) e, portanto, todos os parâmetros a serem apresentados referem-se ao setor sucroalcooleiro. Alguns parâmetros serão ainda exemplificados para o caso da Destilaria Pindorama, objeto de estudo do Estudo de Caso a ser apresentado no próximo capítulo.

Embora sabido, na análise econômica aqui proposta não serão quantificadas nem analisadas as significativas vantagens estratégicas, econômicas, ambientais e sociais do empreendimento.

Desta forma, a seguir serão apresentados os parâmetros, que serão aplicados no Estudo de Caso conforme indicado na introdução deste trabalho.

5.2 Investimento específico em equipamentos de geração de energia a partir de biomassa

O valor do investimento específico de R\$ 1.600,00/kW instalado para o Estudo de Caso da Destilaria Pindorama foi levantado junto aos fabricantes e fornecedores de serviços de geração de energia, conforme discutido no Capítulo 2.

Desta forma, a tabela abaixo mostra os reais custos de investimento para a instalação proposta.

Tabela 5.1: Investimento necessário

Tabela: Investimento necessário	
Investimento específico (R\$/kW instalado)	1.593,23
Equipamentos	Custos
Caldeira	14.800.000,00
Turbo redutor extração e contra pressão 10 MW	4.070.000,00
Gerador 10 MW	1.850.000,00
Turbo redutor condensação 17 MW	6.290.000,00
Gerador de 17 MW	2.220.000,00
Turbinas de múltiplo estágio (4)	925.000,00
Tubulação de vapor	1.295.000,00
Construção civil e engenharia	1.387.500,00
Tratamento de água	1.295.000,00
Subestação 30 MVA	3.700.000,00
Linha de 69 kV de 11km (R\$ 50.000,00/km)	1.017.500,00
Equipamentos de proteção e paralelismo	185.000,00
Instrumentação	185.000,00
Implementação do projeto (2 anos)	1.500.000,00
Repotenciação da destilaria	1.480.000,00
Total	42.200.000,00

Fonte: levantamento de dados

Cálculos do autor

5.3 Depreciação dos equipamentos

Como já mencionado anteriormente, a vida útil dos equipamentos é de 20 a 25 anos. De modo conservador será estabelecido que para efeito do Estudo de Caso proposto, a vida útil dos equipamentos a serem adquiridos será de 20 anos e desta forma, fica estabelecido também que a taxa de depreciação dos mesmos será de 5% ao ano.

5.4 Custo de desenvolvimento de produto

Dentro do modelo do GECON a ser usado, conforme descrito no Capítulo 3, o produto em questão é a geração de eletricidade excedente para venda e disponibilização na rede local de transmissão e distribuição de energia.

Apesar do setor sucroalcooleiro ter experiência com a geração de energia elétrica há vários anos, toda esta energia sempre foi produzida para consumo próprio da usina ou em alguns casos remotos para venda de um pequeno excedente de energia para a concessionária local.

Através das características únicas da cana-de-açúcar e da tecnologia comercialmente disponível, o setor concretizou a geração de energia mecânica e elétrica para consumo próprio. Este fato deve sempre ser destacado, pois através dessa possibilidade o setor sucroalcooleiro brasileiro se tornou auto-suficiente energeticamente e se destacou como sendo o mais eficiente em relação ao mercado mundial no que se refere a custos de produção.

Desta forma, a eletricidade excedente a ser gerada deve ser abordada como sendo um novo produto, pois a missão principal do setor sucroalcooleiro sempre foi a de produzir açúcar e álcool a partir da cana-de-açúcar.

Como já detalhado no Capítulo 3, a decisão sobre o desenvolvimento de um novo produto está também baseada na elaboração de um projeto executivo para a implementação do produto em questão.

O projeto executivo, no caso, envolve vários sub-projetos que viabilizarão a sua implementação, tais como:

Projeto de detalhamento mecânico

Projeto de detalhamento civil

Projeto de detalhamento elétrico

Projeto de detalhamento da instrumentação

Projeto de detalhamento econômico financeiro

Elaboração do PPA – Power Purchase Agreement de venda da eletricidade a ser gerada com a concessionária de distribuição de energia

Encaminhamento do projeto para financiamento junto ao BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

Projeto de detalhamento jurídico

Projeto de impactos ambientais

EIA – Estudo de Impactos ambientais

RIMA – Relatório de Impactos sobre o Meio Ambiente

Regularização do projeto junto aos órgãos estaduais competentes

Regularização do projeto junto a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, segundo a Resolução número 112.

O custo de um projeto executivo pode ser estimado em valores que podem variar de caso para caso em até 3 % do valor do investimento total. Entretanto, vale ressaltar que este custo terá que ser viabilizado anteriormente a efetivação do financiamento e, portanto, recursos provenientes de outras fontes deverão ser viabilizados.

Especificamente para o caso da Destilaria Pindorama, o custo de desenvolvimento do novo produto, segundo as cotações elaborados juntos aos fornecedores de produtos e serviços de geração de energia é de R\$ 650.000,00 e o prazo de elaboração do projeto total é de 6 meses.

5.5 Custo de manutenção do desenvolvimento de produto

Após o desenvolvimento do produto e de sua implementação estar concluída, errado seria determinar que o produto desenvolvido poderia vir a ser produzido indefinidamente sem que o mesmo sofresse alterações e adequações aos ambientes próximos e remotos.

Diante do exposto, e para efeito de elaboração do fluxo de caixa do estudo de caso proposto, será estabelecido que 10% do custo de desenvolvimento do produto será aplicado anualmente na manutenção do desenvolvimento do produto.

5.6 Juros para captação ou remuneração do montante do capital próprio

O valor dos juros para captação ou remuneração do montante do capital próprio deve ser um valor que reflita a situação real de mercado de curto prazo.

Diante deste cenário, o valor da taxa SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia pode ser indicado como valor de referência.

A taxa SELIC é a taxa de juros média dos financiamentos diários com lastro em títulos federais, apurados por um sistema de liquidação diária dos títulos público, chamado de Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC).

A taxa SELIC é a taxa básica de juros da economia. Em outras palavras, pode-se dizer que é o custo que os bancos comerciais têm para pegar dinheiro com o Banco Central, fazendo com que a taxa sirva de parâmetro para determinar o custo do capital para todos os setores da economia.

5.7 Aplicação de recursos provenientes do fluxo de caixa

A taxa de juros para a remuneração de recursos provenientes do fluxo de caixa de um projeto também deve refletir o mercado de capitais de curto prazo

De acordo com este cenário, o valor da taxa SELIC (16,5 % ao ano, mês de referência, setembro de 2003) também é adequado e pode ser indicado como valor de referência.

5.8 Taxas de desconto de recursos projetados

As taxas de desconto de recursos projetados para efeito de cálculo de VPL – Valores Presentes Líquidos devem ser superiores as taxas de juros para remuneração de recursos de aplicação.

Desta forma as taxas de mercado novamente se aplicam ao caso.

5.9 Correção dos preços de venda de energia e custos variáveis

Embora o valor da energia tenha nos últimos anos superado o valor da correção de preços pelo IGPM, em bases conservadoras, o IGPM pode ser indicado como valor

de referência para correção dos preços de venda de energia e para reajustar outros custos de insumos necessários à continuidade do projeto.

A seguir são mostrados os valores de evolução do IGPM nos últimos 2 anos. Analisando os valores pode-se verificar que devido aos diferentes cenários da economia nacional nos últimos dois anos, o IGPM variou de 33% a valores inferiores a 12% ao ano. Desta forma, e de forma conservadora, para efeito de cálculo do fluxo de caixa do Estudo de Caso proposto será adotado o valor de 12% ao ano.

Tabela 5.2: Variação mensal do IGPM – Índice Geral de Preços de Mercado

Tabela: Atualização do Valor Normativo para Biomassa		
Tabela: Variação mensal do IGPM - Índice Geral de Preços de Mercado		VN para Biomassa (R\$/MWh)
Mês/Ano	%	
2001		
junho	0,98	72,35
julho	1,48	73,42
agosto	1,38	74,43
setembro	0,31	74,66
outubro	1,18	75,55
novembro	1,10	76,38
dezembro	0,22	76,54
2002		
janeiro	0,36	76,82
fevereiro	0,06	76,87
março	0,09	76,94
abril	0,56	77,37
maio	0,83	78,01
junho	1,54	79,21
julho	1,95	80,75
agosto	2,32	82,63
setembro	2,40	84,61
outubro	3,87	87,89
novembro	5,19	92,45
dezembro	3,75	95,91
2003		
janeiro	2,33	95,91
fevereiro	2,28	98,10
março	1,53	99,60
abril	0,92	100,52
maio	-0,26	100,26
junho	-1,00	99,25
julho	-0,42	98,84
agosto	0,38	99,21
setembro	1,18	100,38
outubro	0,38	100,76
novembro	0,49	101,26
dezembro	0,61	101,88
2004		
janeiro	0,88	102,77
fevereiro	0,00	102,77
março	0,00	102,77

Fonte: Jornal O Estado de São Paulo, 2001, 2002, 2003 e 2004

Cálculos: do autor

Conforme Resolução Nº 488, da ANEEL, de 29 de agosto de 2002, K1=1

Tabela 5.3: Evolução do acumulado anual do IGPM

Tabela: Evolução do acumulado anual do IGPM - Índice Geral de Preços de Mercado	
Mês/Ano	%
2002	
junho	9,48%
julho	9,99%
agosto	11,01%
setembro	13,32%
outubro	16,33%
novembro	21,04%
dezembro	25,30%
2003	
janeiro	27,76%
fevereiro	30,60%
março	32,48%
abril	32,95%
maio	31,51%
junho	28,22%
julho	25,24%
agosto	22,87%
setembro	21,40%
outubro	17,33%
novembro	12,08%
dezembro	8,69%
2004	
janeiro	7,15%

Fonte: Jornal O Estado de São Paulo, 2001, 2002, 2003 e 2004

Cálculos: do autor

5.10 Prazo de amortização dos investimentos

Segundo os programas tradicionais de financiamento do BNDES, o prazo máximo para amortização dos investimentos é de 10 anos, com um prazo de 6 meses de carência após a entrada em operação das instalações de geração de energia.

Dessa forma o prazo de amortização adotado será de 12 anos, já incluído neste total o prazo de carência 6 meses e o período de 2 anos de implementação do projeto e início das atividades, de acordo com os programas de financiamento do BNDES. O fluxo de caixa será projetado somente para o mesmo período de 12 anos, embora a vida de útil dos equipamentos seja de 20 a 25 anos.

5.11 Custo de O & M (operação e manutenção)

O custo de O&M adotado para fins deste estudo é de 5 % ao ano do valor de venda da eletricidade gerada.

5.12 Custo da biomassa (bagaço de cana-de-açúcar)

A determinação do custo da biomassa será baseada na definição do custo de oportunidade, que é o menor preço de mercado, à vista, de um produto alternativo num dado momento, para o usuário/cliente em condições equivalentes.

O valor atribuído à biomassa gerada e disponível deve ser adotado como sendo o custo de oportunidade do mesmo.

Apesar da geração de resíduos (biomassa= bagaço da cana-de-açúcar) ser elevada no setor sucroalcooleiro, somente uma pequena parte da produção de resíduos, de até 10 %, pode ser vendida para outras atividades industriais, pois o setor sucroalcooleiro utiliza até 90 % da quantidade total de bagaço da cana-de-açúcar produzido no processo de moagem para geração de energia (energia elétrica e mecânica) para consumo próprio.

Na safra 2003/2004, na região Centro Sul, algumas usinas do setor sucroalcooleiro comercializaram o excedente de bagaço de cana-de-açúcar com algumas empresas que necessitam do mesmo para ser utilizado como combustível a até um valor de R\$ 30,00/tonelada (com 50% de umidade)¹.

Entretanto, esse valor de R\$ 30,00 não pode ser considerado como um valor real, pois o mesmo ocorre somente em determinadas épocas do ano e em regiões que possuem potenciais compradores.

¹ ÚNICA – União da Agro Indústria Canavieira de São Paulo.

No caso específico do Estudo de Caso da Destilaria Pindorama, a mesma está localizada na região Nordeste do país e onde na safra 2002/2003 o bagaço de cana-de-açúcar excedente foi comercializado ao valor de somente R\$ 5,00/tonelada, com 50% de umidade², pois a existência de potenciais compradores é reduzida e ainda os compradores existentes utilizam a biomassa como combustível em atividades de baixo valor agregado e, em até alguns casos, como suplemento alimentar na pecuária.

Desta forma, no Estudo de Caso da Destilaria Pindorama, o custo de oportunidade da biomassa (bagaço de cana-de-açúcar) adotado será de R\$ 5,00/tonelada com 50% de umidade.

5.13 Cálculo do custo do vapor de processo e valor da eletricidade para consumo próprio

Coelho (1999), em sua tese de doutoramento, desenvolveu uma metodologia para o cálculo dos custos do vapor de processo e eletricidade para consumo próprio. Esta metodologia baseou-se no método de cálculo da Análise Termoeconômica em base exérgica e de acordo com a Segunda Lei da Termodinâmica.

De acordo com a referida metodologia a partir da implementação de um novo projeto de geração de eletricidade excedente em uma usina, pode-se identificar duas personalidades distintas existentes, sendo elas:

- a) A usina de cana-de-açúcar que possui o bagaço de cana-de-açúcar e precisa de vapor de processo e eletricidade para consumo próprio.
- b) O empreendimento de geração de energia que poderá vender eletricidade e vapor de processo para a usina e eletricidade excedente para a rede de distribuição de energia local, comprando o bagaço de cana-de-açúcar da usina.

² Fonte: Levantamento de dados, Destilaria Pindorama, 2002/2003.

Considera-se também que atualmente a usina produz todo o vapor de processo e eletricidade necessárias para consumo próprio a partir das instalações já existentes e, portanto totalmente amortizadas, visto que as mesmas datam de mais de 20 anos atrás.

Em virtude de os equipamentos atuais já estarem totalmente amortizados, no cálculo do custo do vapor de processo e da eletricidade para consumo próprio somente será considerado um custo anual de manutenção de 20% do valor atual das instalações existentes.

Pelo exposto, pode-se concluir que a partir do princípio que a usina é a dona do bagaço de cana-de-açúcar, a mesma deverá receber pelo bagaço entregue a usina de geração de eletricidade. O empreendimento de geração de eletricidade, por sua vez, receberá da usina pelo vapor de processo e pela eletricidade entregue para a usina para consumo próprio da mesma.

Entretanto, para a determinação do custo de vapor e eletricidade para consumo próprio algumas hipóteses devem ser adotadas segundo consta em Coelho (1999).

No caso da Destilaria Pindorama, assume-se as seguintes hipóteses tendo por base a metodologia desenvolvida por Coelho (1999):

Hipóteses:

- Condições ambientais (para cálculo da exergia específica):

Pressão: 1 atm

Temperatura: 25 ° C

- Custo da biomassa adotado (conforme discutido no item 5.12 deste capítulo):

Bagaço de cana-de-açúcar = R\$ 5,00/tonelada = $6,5 \times 10^{-7}$ R\$/kJ

Poder calorífico inferior - Pci do bagaço da cana-de-açúcar: 1.700 kcal/kg

Umidade: 50%

- Taxas de juros utilizados:
 - 16, 5% ao ano para a remuneração do montante do capital próprio
 - 14% ao ano para o pagamento de juros do capital financiado

- Regime de operação da Destilaria Pindorama (localizada na região Nordeste):
 - Dias de operação por ano: 163 dias/ano
 - Fator de utilização: 85,00 %
 - Número de horas efetivas trabalhadas por ano: 3.325 horas

- Condições do vapor de processo:
 - Vapor superaquecido: 150 °C
 - Pressão do vapor: 1,5 bar (manométrica)
 - Quantidade de vapor de processo: 85 ton/h
 - Quantidade de biomassa (bagaço da cana-de-açúcar): 49,36 t/h

- Situação atual da Destilaria Pindorama:
 - Equipamentos atuais existentes:
 - 2 caldeiras de 21 bar, 280 ° C
 - 2 turbo geradores de 1.250 kW cada
 - Valor das instalações atuais: R\$ 5.000.000,00

- Situação de Expansão da Destilaria Pindorama:
 - 1 caldeira de 65 bar (manométrico), 480 ° C
 - 1 turbo gerador de contra pressão com extração de 10 MW
 - 1 turbo gerado de condensação de 17 MW
 - Valor do investimento necessário na Situação de Expansão (conforme descrito no item 5.2 deste capítulo): R\$ 42.200.000,00

De acordo com Coelho (1999), para o cálculo da análise termoeconômica em base exergética devem ser analisados três métodos de partição de custos em relação a Situação Atual e a configuração proposta na Situação de Expansão, expostos a seguir.

Método da igualdade

Neste método, conforme Coelho (1999, Anexo II), admite-se iguais os custos específicos da eletricidade e do vapor de processo, para cada configuração. No caso do setor sucroalcooleiro, este método é também utilizado para a análise da situação chamada como Situação Atual. A justificativa para tal é que tanto com as instalações já amortizadas como numa situação de troca obrigatória de equipamentos em que a empresa decide manter a mesma tecnologia menos eficiente, a produção de energia é apenas para consumo próprio, não havendo geração de excedentes.

Método da extração

Neste método, conforme Coelho (1999, Anexo II), a amortização de novos sistemas de turbo gerador deve ser tributada integralmente à geração de eletricidade, adotando-se, portanto, como iguais os custos do vapor na entrada e na saída das turbinas.

Coelho (1999) ressalta que, apesar de alguns especialistas considerarem que este método seja adequado à cogeração de eletricidade numa usina, deve-se lembrar que também a eletricidade é um insumo do processo de fabricação do açúcar e do álcool e, do ponto de vista do processo, deve ter custos exergéticos iguais aos do vapor (o que não é necessário que ocorra com a eletricidade excedente).

Método do trabalho como subproduto

Neste método, conforme Coelho (1999, Anexo II), é admitido o custo do vapor a partir do qual é calculado o custo da eletricidade (trabalho). O cálculo do custo do vapor pode ser efetuado por qualquer metodologia.

No Estudo de Caso apresentado neste trabalho, o custo específico do vapor (em base exergética) é calculado aplicando-se o método da igualdade à configuração atual existente (que não gera excedentes), de modo a manter constantes os custos

da vapor e da eletricidade para a usina, independentemente da nova tecnologia introduzida para geração de excedentes.

Pelo exposto, e considerando a metodologia sugerida por Coelho (1999, Anexo II), pode-se verificar que o método mais adequado ao Estudo de Caso proposto é o do método do trabalho como subproduto, o qual se baseia na hipótese de que o custo do vapor de processo não deve ser alterado quando comparado com ao da situação atual, no que se refere aos custos de produção, ainda que se deseje gerar excedentes de eletricidade.

Assim sendo, conforme sugerido por Coelho (1999, Anexo II) para o cálculo do custo do vapor de processo e do valor do custo da eletricidade para consumo próprio na Destilaria Pindorama, deve-se utilizar as seguintes equações:

$$1. \text{exvb} = (h - h_o) - T_o (s - s_o)$$

onde:

exvb = exergia do vapor de baixa (processo)

h = entalpia do vapor de baixa (processo)

h_o = entalpia ambiental

T_o = temperatura ambiental

s = entropia do vapor de baixa (processo)

s_o = entropia ambiental

$$2. \text{cvb(at)} * \text{m vb(at)} * \text{exvb} = (\text{PClb}) * \text{mb(at)} * \text{cb}$$

onde:

cvb(at) = custo do vapor de baixa (processo) atual

m vb = massa do vapor de baixa (processo) atual

exvb = exergia do vapor de baixa (processo)

PClb = poder calorífico da biomassa

mb(at) = massa de biomassa atual

cb = custo da biomassa

$$3. ce * W + cvb(at) * exvb * mvb(at) = PCI * mb(at) * cb(at) + ccap$$

onde:

ce = custo da eletricidade para consumo próprio

W = potência elétrica instalada nos equipamentos da Situação Atual

cvb(at)= custo do vapor de baixa (processo) atual

exvb = exergia do vapor de baixa (processo)

mvb = massa do vapor de baixa (processo) atual

PCIb = poder calorífico da biomassa

mb(at) = massa de biomassa atual

cb = custo da biomassa

ccap = custo de capital das instalações da Situação Atual

Aplicando-se as referidas equações às hipóteses adotadas anteriormente, obtém-se os seguintes resultados para a Destilaria Pindorama:

- Custo do vapor de processo para consumo próprio: R\$ 2,90/tonelada de vapor (1,5 bar manométrico)
- Custo da eletricidade para consumo próprio: R\$ 31,39/MWh consumido

A Tabela 5.4, apresenta um resumo dos montantes anuais de bagaço, vapor de processo e eletricidade para consumo próprio da usina.

Tabela 5.4 Montantes anuais de bagaço, vapor de processo e eletricidade para consumo próprio

Tabela: Montantes anuais de bagaço, vapor de processo e eletricidade para consumo próprio da usina.

Produtos	Quantidade	Quantidade	Quantidade	Custo unitário	Custo total
		(horas/ano)			(R\$/ano)
Bagaço de cana-de-açúcar (ton/hora)	63,63	3.325	211.582 ton/ano	5,00 R\$/ton	1.057.912
Eletricidade (kW)	2.785	3.325	9.261 MWh/ano	31,39 R\$/MWh	290.738
Vapor de processo (ton/hora)	75,61	3.325	251.418 ton/ano	2,90 R\$/ton	730.001

Fonte: Levantamento de dados

Cálculos do autor, 2003

No Apêndice 3 encontra-se os detalhes dos cálculos referentes ao custo do vapor e da eletricidade para consumo próprio.

5.14 Custo da interligação da central geradora ao sistema de distribuição

A venda de eletricidade excedente de uma central geradora a uma distribuidora local de energia deve atender aos parâmetros de qualidade, confiabilidade e segurança. Esses parâmetros são exigidos e determinados de acordo com cada localidade por e em função de cada concessionária. Equipamentos de proteção ao sistema também são exigidos.

Para tanto, é necessário que o gerador de energia se interligue ao sistema de distribuição local de acordo com as características próprias de cada localidade e de cada distribuidora.

O acesso ao sistema de distribuição de energia é livre desde que os parâmetros acima sejam cumpridos em comum acordo entre o gerador e a concessionária local.

Desta forma, algumas fatores devem ser destacados:

A tensão da rede básica de distribuição pode ser de 13,8 kV (10^3 Volts), 69 kV ou 138 kV dependendo de cada região.

Basicamente a geração descentralizada a partir de biomassa é feita em 13.8 kV, mas não é necessário que a mesma seja distribuída nos mesmos 13,8 kV.

A escolha de que em qual tensão será distribuída e energia envolve parâmetros técnicos que devem ser analisados.

Ao se optar por inserir um montante de energia na rede básica na tensão de 13,8 kV, o gerador deve entrar em paralelismo e sincronismo com a concessionária local.

O transporte de grandes quantidades de energia, acima de 5 MW e através de uma grande distância, por exemplo 15 quilômetros acarreta perdas de 30 % até 40 % do montante total de energia gerado*.

Diante do exposto, a opção por uma tensão de 13,8 kV somente se mostra viável para potências inferiores a 5 MW e a distâncias pequenas, em torno de 1 quilômetro. Neste caso os investimentos necessários para estabelecer as proteções ao sistema, o paralelismo e o sincronismo com a concessionária local podem ser estimados em até R\$ 500.000,00 em cada caso, dependendo das condições locais e da infraestrutura já existente*.

No caso de se optar por uma distribuição de energia em tensões de 69 kV ou 138 kV, investimentos devem ser feitos na construção de uma subestação para elevar a tensão da energia produzida de 13,8 kV até 69 ou 138 kV.

A construção da subestação também deverá atender os parâmetros de que qualidade, confiabilidade, e segurança necessários, exigidos e determinados de acordo com cada localidade por cada concessionária. Equipamentos de proteção ao sistema também são necessários.

Diferentemente da tensão de 13,8 kV, o transporte de energia em tensões mais elevadas, como é o caso de 69 ou 138 kV, permite o transporte de grandes quantidades de energia, acima de 5 MW, a longas distâncias, acima de 1 quilômetro, com baixas perdas, em torno de 1 a 2 % do montante de energia disponibilizado na rede de distribuição.

Neste caso, o investimento necessário para a construção de uma subestação elevadora de tensão de 13,8 kV até 138 kV, para uma capacidade de 15 MVA (o que equivale a 12 MW) pode ser estimado em R\$ 2.000.000,00*.

* Fonte: CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz, comunicação pessoal.

Além do custo da subestação, investimentos na construção da linha de transmissão são necessários. O custo de construção de uma linha de transmissão de 138 kV pode ser estimado em R\$ 130.000,00 por quilômetro*.

Para uma adequada interligação da Destilaria Pindorama com a rede de distribuição local será necessário uma extensão de rede de 69 kV de 11,5 quilômetros, que é a distância da destilaria até a subestação mais próxima e uma reopontenciação da subestação existente para 30 MVA. A rede local de transmissão é de 69 kVA. Além disso, ainda serão necessários os equipamentos de proteção de paralelismo da destilaria com a rede local de distribuição.

Assim, os custos da estimados da interligação são:

Subestação de 30 MVA = R\$ 3.700.000,00

Extensão de rede de 69 kV (11,5 quilômetros) = R\$ 1.017.500,00

Equipamentos de proteção e paralelismo = R\$ 185.000,00

Total = R\$ 4.902.500,00

5.15 Taxa de Conexão e Uso do Sistema de Distribuição – CUSD

A Resolução número 281, de 01 de Outubro de 1999, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, determina que a toda a energia inserida, por um gerador, no sistema de distribuição de energia do país, através da CUSD uma taxa equivalente seja cobrada do gerador pela concessionária local de distribuição de energia.

De acordo com a regulamentação da ANEEL, específica para este fim, a cada concessionária local de distribuição de energia, uma taxa específica foi estabelecida de acordo com os parâmetros de localização e área de concessão.

Em termos práticos, no caso da CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz, do Estado de São Paulo, através da Resolução número 676, de 27 de dezembro de

* Fonte: CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz, comunicação pessoal.

2001, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, atualmente são cobrados R\$ 1,87/KW mensal, inserido por um gerador, no sistema de distribuição de energia.

De acordo com esta metodologia, abaixo encontra-se o cálculo de um gerador de energia que disponibiliza, hipoteticamente, o montante de 1.000 kW mensais na rede de distribuição, é o seguinte:

- Potência disponibilizada na rede: 1.000 kW/mês
- CUSD: R\$ 1,87/kW
- Total: R\$ 1.870,00/mês

De acordo com a Lei 10.438 que instituiu o Proinfa – Programa de incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica, ao montante mensal da CUSD, poderá incidir um desconto não inferior a 50 %.

Com relação à Destilaria Pindorama, os custos de uso do sistema de distribuição serão calculados de acordo com a Resolução nº 74, de 14 de fevereiro de 2002, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, na qual fica estipulado o valor de R\$ 3,06/kW disponibilizado na rede de transmissão local da CEAL.

Desta forma, para uma potência a ser disponibilizada na rede de 26.487 kW, pode-se concluir que será necessário o pagamento de R\$ 81.050,00/mês de taxas, ou R\$ 6972.603,00/ano, o que equivaleria a R\$ 12,31 R\$/MWh, com base no total de 78.999 MWh gerados e disponibilizados na rede para venda.

Com base no exposto e na Lei 10.438, a qual prevê um desconto de no mínimo 50% na CUSD, o valor a ser utilizado no fluxo de caixa será de R\$ 6,16/MWh gerado e disponibilizado para a venda.

5.16 Impostos para a comercialização e condições de financiamento de projetos de geração de energia

- **COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social**
- **PIS – Programa de Integração Social**
- **CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido**
- **CPMF – Contribuição Provisória sobre Movimentações Financeiras**

O PIS, o COFINS e a CSLL são tributos, os quais incidem sobre o montante de energia faturado à distribuidora de energia local.

As percentagem sobre o faturamento, atualmente são:

PIS: 0,65%

COFINS: 3,00%

CSLL: 1%

CPMF: 0,38%

Os três impostos somam o montante de 5,03 % sobre o faturamento.

Até o ano de 2003, o BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social possuía programas especiais de financiamento para projetos de energia a partir de fontes renováveis. Entre eles pode-se destacar o “Programa de Apoio a Cogeração de Energia Elétrica a partir de Resíduos da Cana-de-Açúcar” e o “Programa de Apoio a Cogeração de Energia Elétrica a partir de Resíduos de Biomassa”, os quais possuem condições especiais a fim de incentivar este tipo de geração “Programas Especiais”.

✓ Condições dos “Programas Especiais”:

Total do financiamento: até 80 % do valor do projeto

Prazo de amortização: até 12 anos

Prazo de carência: 6 meses após a entrada em operação do projeto

Juros: não há pagamento de juros durante o período de carência. Neste período, os juros são incorporados ao montante principal.

Taxas de juros aplicadas para operações diretas com o banco:

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo = 10 % aa (1º trimestre de 2004)

Spread básico = 1 % aa

Spread de risco = de 0,5 % a 4,625 % aa

Entretanto, estes programas somente estavam disponíveis até o mês de Junho de 2003. Após esta data somente estarão disponíveis as linhas de financiamentos tradicionais do banco.

✓ **Condições dos Programas Tradicionais:**

Total do financiamento: até 80 % do valor do projeto

Prazo de amortização: até 10 anos

Prazo de carência: 6 meses após a entrada em operação do projeto

Juros: é necessário o pagamento de juros de 3 em 3 meses durante o período de carência.

Taxas de juros aplicadas para operações diretas com o banco:

✓ **para 80% do montante financiado = 64% do total do investimento:**

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo = 10 % aa (1º trimestre de 2004)

Spread básico = 1 % a 3 % aa, sendo:

1 % para micro, pequenas e médias empresas

2 % empresas brasileiras de grande porte de controle nacional, em projetos localizados nas áreas abrangidas pelos programas regionais (ex: região Nordeste entre outras)

3 % para empresas com empresas brasileiras de grande porte de controle nacional, em projetos não localizados nas áreas abrangidas pelos programas regionais.

Spread de risco = de 0,5 % a 4,625 % aa

✓ **para 20 % do montante financiado = 16% do total do investimento:**

Cesta de moedas com base na UMBNDES – Unidade Monetária do BNDES
= 6,347495 % aa (de 16/01/2004 a 15/04/2004).

Spread básico = 1 % a 3 % aa, sendo:

1 % para micro, pequenas e médias empresas

2 % empresas brasileiras de grande porte de controle nacional, em projetos localizados nas áreas abrangidas pelos programas regionais (ex: região Nordeste entre outras)

3 % para empresas com empresas brasileiras de grande porte de controle nacional, em projetos não localizados nas áreas abrangidas pelos programas regionais.

Spread de risco = de 0,5 % a 4,625 % aa

No longo prazo a UNBNDES tem se comportado como a TJLP³.

✓ **Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Fontes Alternativas de Energia Elétrica no âmbito do PROINFA.**

Esse programa entrou em vigor juntamente com o Decreto 5.025 de 30 de março de 2004 que regulamentou a Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, que instituiu o PROINFA e tem como objetivo o apoio a investimentos em programas de geração de energia através de fontes alternativas no âmbito do PROINFA.

Condições do financiamento:

Total do financiamento: até 70 % do valor do projeto

Prazo de amortização: até 10 anos

Prazo de carência: 6 meses após a entrada em operação do projeto

Juros: não há pagamento de juros durante o período de carência. Neste período, os juros são incorporados ao montante principal.

³ Fonte: BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, comunicação pessoal.

- para taxas de juros aplicadas para operações diretas com o banco:
TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo = 10 % aa (1º trimestre de 2004)
Remuneração do BNDES: 3,5% ao ano
- Taxas de juros aplicadas para operações indiretas com o banco:
TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo = 10 % aa (1º trimestre de 2004)
Remuneração do BNDES: 2,0% ao ano
Remuneração da instituição financeira credenciada: de acordo com as regras praticadas pelo mercado.

De acordo com o exposto, para efeito da análise econômica e financeira do Estudo de Caso proposto da Destilaria Pindorama as condições definidas são:

Prazo de amortização= 12 anos (incluindo o período de carência)

Fluxo de caixa projetado = 12 anos

Juros: serão acumulados a incorporados ao montante principal durante o período de carência.

Taxa de juros:

TJLP = 10% ao ano (1º trimestre de 2004)

Spread básico = 1º ao ano

Spread de risco = 3% ao ano

Total dos juros = 14% ao ano

Montante financiado = 80%

Montante de capital próprio = 20%

Juros para remuneração do capital próprio = 16,5% ao ano

Juros para aplicação do saldo do fluxo de caixa = 16,5% ao ano

Taxa de desconto par efeito de cálculo do VPL do fluxo de caixa projetado = 17,5% ao ano

5.17 Custos evitados

a) de manutenção da destilaria

Como já discutido, o setor sucroalcooleiro possui uma particularidade que é a sazonalidade. Sazonalidade é a interrupção da produção durante o período de entressafra da cana-de-açúcar.

Na região Nordeste, como é o caso do Estudo de Caso da Destilaria Pindorama, a entressafra acontece entre os meses de março a agosto do ano.

Neste período, no qual a Destilaria está parada, ocorre a manutenção preventiva e, em alguns casos, a troca dos atuais equipamentos por equipamentos mais modernos e eficientes.

Especificamente entre as safras de 2001/2002 e de 2002/2003 ocorreu uma grande manutenção na Destilaria Pindorama, quando foram reformados todos os equipamentos essenciais e também foi executada uma reforma geral na estrutura da destilaria.

De acordo com o levantamento de dados da Destilaria Pindorama, o custo total desta manutenção realizada entre as safras de 2001/2002 para 2002/2003 foi de R\$ 2.000.000,00.

Durante a instalação dos novos equipamentos de geração e conservação de energia na destilaria, a qual ocorrerá em um período de entressafra e, portanto, simultaneamente com o período de manutenção, ocorrerá um custo evitado de manutenção, pois grande parte dos equipamentos, tais como turbinas, acionamentos mecânicos e elétricos, tubulações, caldeiras etc, serão substituídos por equipamentos novos e, portanto, a manutenção nestes equipamentos não será necessária nesta entre safra.

Desta forma, e com base na estimativa de custo de manutenção, será adotado para efeito do fluxo de caixa um valor de R\$ 1.500.000,00⁴, referente ao custo evitado de manutenção.

b) de compra de eletricidade

De acordo com o levantamento de dados realizado na Destilaria Pindorama, durante a safra de 2001/2002, foi necessária a compra de eletricidade da concessionária local de distribuição de energia, a CEAL – Cia. Energética de Alagoas, pois a Destilaria não conseguiu gerar toda a eletricidade necessária para consumo próprio.

O valor gasto com a compra de eletricidade foi de R\$ 150.000,00/safra. Nesta safra, a moagem foi de 456.762,96 toneladas de cana, o que resulta em um consumo específico de R\$ 0,329/tonelada de cana moída.

Ao se projetar este custo para a safra de 700.000 toneladas de cana a serem moídas, a qual será a base para o Estudo de Caso, pode-se concluir que o custo evitado de compra de eletricidade da CEAL será de R\$ 230.300,00 para efeito de cálculo do fluxo de caixa.

c) de venda dos equipamentos atuais

O desenvolvimento de um novo produto, neste caso a geração de eletricidade excedente para a venda, requer a troca dos atuais equipamentos de geração de energia por equipamentos novos e mais eficientes. Este fato deve ainda estar condicionado aos esforços com relação à economia e uso adequado do vapor no processo de fabricação de açúcar e álcool, ou seja, a preocupação com a conservação de energia no processo.

Com a necessária substituição do atual sistema de geração de energia da Destilaria Pindorama por um sistema mais eficiente, os atuais equipamentos poderão ser

⁴ Fonte: Levantamento de dados Destilaria Pindorama

negociados e os benefícios desta negociação poderão ser computados na elaboração do fluxo de caixa do investimento.

Desta forma, será utilizado para efeito do fluxo de caixa, do Estudo de Caso, somente a venda dos atuais turbo redutores a vapor (2 grupos turbo geradores a vapor de 1.250 kW cada), os quais são passíveis de comercialização e avaliados em R\$ 300.000,00.

Os demais equipamentos a serem substituídos, tais como caldeiras, tubulações, painéis elétricos etc. não serão incluídos na análise econômica neste momento, podendo, desta forma, serem comercializados posteriormente, se caso assim os gestores do projeto decidirem ser adequado.

d) de compra de novos equipamentos

O setor sucroalcooleiro, como se sabe, tem a sua capacidade de produção de açúcar e álcool definida pela capacidade instalada nas unidades industriais de processamento da cana-de-açúcar (moagem) durante o período de safra.

O aumento dos dias de moagem em uma safra requer conjuntamente condições favoráveis no que se refere a qualidade da cana-de-açúcar, ao teor de açúcar existente na cana-de-açúcar, as condições climáticas de cada região, a capacidade de armazenagem dos produtos, ao mercado entre outros.

Desta forma, genericamente pode-se concluir que qualquer unidade industrial do setor sucroalcooleiro que desejar aumentar a sua capacidade de produção deva primeiramente planejar aumentar a sua capacidade de produção horária, isto é, produzir mais no mesmo espaço de tempo.

Para tanto são necessárias várias ações no que se refere a mudança dos atuais equipamentos de moagem de cana-de-açúcar, ou seja as moendas e, também, não menos importante a mudança das atuais caldeiras por caldeiras com uma capacidade de produção de vapor superior, pois sabe-se também que o consumo

de vapor de processo é proporcional a quantidade de cana-de-açúcar moída por hora.

Mesmo que estas mudanças de equipamentos sejam efetuadas por equipamentos com a mesma eficiência tecnológica, isto é, que se mantenham os mesmos níveis de pressão e temperatura do vapor produzido e, simplesmente, os equipamentos novos a serem adquiridos possuam somente uma capacidade de moagem a produção de vapor superior, estas mudanças são imprescindíveis quando se deseja aumentar a capacidade de produção de uma indústria do setor sucroalcooleiro.

No que se refere à Destilaria Pindorama, e de acordo com a análise técnica elaborada no capítulo anterior, pode-se verificar que para um aumento de safra de 454.000 para 700.000 toneladas de cana-de-açúcar moídas, será necessária a substituição das atuais caldeiras por caldeiras com uma capacidade de produção de vapor superior a atual.

Mesmo que o projeto de implementação de um novo produto, não seja concretizado, a pura substituição das caldeiras atuais requererá um aporte de recursos financeiros da ordem de R\$ 3.300.000,00 para a compra da nova caldeira e de R\$ 400.000,00 para a compra das novas turbinas de acionamento das moendas, perfazendo um total de R\$ 3.700.000,00.

Desta forma, este valor referente à compra de novos equipamentos necessários para o aumento da quantidade de cana-de-açúcar moída será considerado para efeito do fluxo de caixa como um custo evitado de compra de novos equipamentos, visto que quando da implementação do novo produto proposto, as caldeiras atuais serão substituídas por uma caldeira mais eficiente e as turbinas de acionamento das moendas também serão substituídas por turbinas mais eficientes.

5.18 Valor de venda da eletricidade excedente gerada

Para efeito da elaboração da análise econômica e financeira do projeto de geração de eletricidade excedente, a comercialização da eletricidade gerada e

conseqüentemente as regras e o valor de venda serão os estabelecidos pela Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, que somente regulamentada pelo Decreto 5.025, de 30 de março de 2004 e pelo valor econômico da fonte biomassa, estabelecido para o setor sucroalcooleiro, divulgado na mesma data pelo MME – Ministério de Minas e Energia por meio da Portaria 45.

Desta forma, a fim de proceder à avaliação do investimento proposto, serão apresentadas duas situações.

A primeira delas terá como base de cálculo o valor de venda da eletricidade referente ao valor proposto pelo Governo Federal no PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica anterior ao dia 30 de março de 2004.

Este valor corresponde a R\$ 119,61/MWh gerado e foi estabelecido por meio da audiência pública do MME – Ministério de Minas e Energia.

Na segunda situação a avaliação terá como base de cálculo o valor de venda da eletricidade referente ao valor proposto pelo Governo Federal no PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, posterior ao dia 30 de março de 2004.

Este valor corresponde a R\$ 93,77/MWh gerado e foi estabelecido por meio da Portaria 45, de 30 de março de 2004, do MME – Ministério de Minas e Energia que estabeleceu o valor econômico correspondente à tecnologia específica da fonte biomassa.

a) 1ª Situação

Nessa situação, a eletricidade excedente gerada será comercializada pelo valor de R\$ 119,61/MWh gerado e disponibilizado na Rede de Transmissão e Distribuição da CEAL – Cia Energética de Alagoas, a qual é parte integrante da Eletrobrás, sendo

esta a compradora da eletricidade produzida nas condições do PROINFA – Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

O citado valor ainda deverá ser atualizado de acordo com as regras estabelecidas pelo PROINFA e assim ser reajustado anualmente pelo IGPM.

De acordo ainda com as condições estabelecidas pelo PROINFA, os contratos serão celebrados na data prevista e a entrada em operação do empreendimento se dará em até 24 meses da data da assinatura do contrato.

Deste modo terão decorridos exatamente 2 anos, e os valores contratuais deverão ser reajustados pelo índice previamente estabelecido.

Na Tabela 5.5, encontram-se os valores projetados para o valor de venda da eletricidade quando da entrada em operação do empreendimento de acordo com a projeção do IGPM.

Tabela 5.5: Atualização do valor de venda da eletricidade para a 1ª Situação

Tabela: Atualização do valor de venda da eletricidade		
Data	Valor	IGPM acumulado ao ano
	(R\$/MWh)	(%)
Ano 0	119,61	12,00%
Ano 1	133,96	12,00%
Ano 2	150,04	

Fonte: MME - Ministério de Minas e Energia, 2003.

Cálculos do autor

b) 2ª Situação

Nessa situação, a eletricidade excedente gerada será vendida pelo valor de R\$ 93,77/MWh gerado que foi estabelecido por meio da Portaria 45, de 30 de março de 2004, do MME – Ministério de Minas e Energia

Analogamente ao exposto na 1ª Situação, esse valor será corrigido da data atual até que o projeto de geração de eletricidade excedente esteja finalizado e produzindo eletricidade, isto é, após 2 anos.

Na Tabela 5.6, encontram-se os valores projetados para o valor de venda da eletricidade quando da entrada em operação do empreendimento de acordo com a projeção do IGPM.

Tabela 5.6: Atualização do valor de venda da eletricidade para a 2ª Situação

Tabela: Atualização do valor de venda da eletricidade		
Data	Valor	IGPM acumulado ao ano
	(R\$/MWh)	(%)
Ano 0	93,77	12,00%
Ano 1	105,02	12,00%
Ano 2	117,63	

Fonte: MME - Ministério de Minas e Energia, 2004.

Cálculos do autor

5.19 Custo de desenvolvimento de clientes

Segundo a metodologia do GECON, exposta no Capítulo 3, ao se analisar a viabilidade econômica e financeira da implementação de um novo produto, no caso específico a eletricidade excedente para venda, a primeira pergunta que se deve fazer, é quem será o cliente que comprará o produto ofertado e que viabilizará a produção.

A partir das premissas de que um cliente é uma pessoa física ou jurídica que adquiriu ou poderá adquirir um produto de uma empresa, de que um produto é um bem desenvolvido para satisfazer uma necessidade ou desejo de um cliente e ainda baseado no modelo conceitual de decisão demonstrado anteriormente pode-se concluir que a busca por um cliente parceiro é imprescindível para a implementação do produto proposto.

Com base nas afirmações anteriores e para a efetivação do objetivo que é a busca por um cliente parceiro, na elaboração do Estudo de Caso da Destilaria Pindorama,

no que se refere ao fluxo de caixa projetado, será acrescentado um item específico ao custo de desenvolvimento de clientes.

De acordo com o levantamento de dados e consultas aos fornecedores de serviços de marketing, o custo para o desenvolvimento de um cliente parceiro para a Destilaria Pindorama é de R\$ 100.000,00 e o seu desenvolvimento se dará no prazo de 1 ano.

5.20 Custo de manutenção do desenvolvimento de clientes

Analogamente ao conceito utilizado para a manutenção do desenvolvimento de produtos, após o desenvolvimento de clientes estar concluído, não se pode afirmar que a relação estabelecida inicialmente com este cliente parceiro seria duradoura sem que haja esforços e sacrifícios para a manutenção do mesmo como um cliente parceiro, pois é certo se afirmar que estas mesmas relações sempre estarão sujeitas às alterações e adequações aos ambientes próximos e remotos.

Diante do exposto e para efeito de elaboração do fluxo de caixa do estudo de caso proposto será estabelecido que 10% do custo de desenvolvimento de clientes será aplicado anualmente na manutenção do desenvolvimento de clientes.

Capítulo 6

Análise econômica e financeira do empreendimento da Destilaria Pindorama

6.1 Introdução

As decisões sobre a implementação de novos investimentos em empresas são fundamentadas em avaliações sobre o desempenho operacional das mesmas que evidenciará a sua viabilidade econômica ou não. Isto significa que o lucro operacional define, mais precisamente, os limites de remuneração das fontes de capital da empresa (ASSAF, 2003, p. 31).

A esse respeito Assaf (2003, p. 31) afirma que: “o resultado operacional é aquele gerado exclusivamente pelos ativos, que quantifica o retorno produzido pelas decisões de investimentos, permitindo que se proceda, com base nos valores apurados, a uma avaliação da atratividade econômica do empreendimento, definindo inclusive o interesse e as condições de sua continuidade”.

Diante do exposto, o referido autor ressalta que nas decisões financeiras de investimentos, dois fatores devem ser considerados. O primeiro é o fator econômico, ou seja, aquele baseado na relação entre o retorno do investimento e o custo de captação. O segundo, é o fator financeiro, identificado pela sincronização entre a capacidade de geração de caixa dos negócios e o fluxo de desembolsos exigidos pelos passivos (ASSAF, 2003, p. 31).

O objetivo deste capítulo é apresentar a análise econômica e financeira da implementação do projeto de geração de eletricidade excedente na Destilaria Pindorama.

Com base na legislação existente (Apêndice VI), na análise de viabilidade técnica elaborada no Capítulo 3, no modelo conceitual aplicado a decisão discutido no Capítulo 4 e nos parâmetros econômicos contidos no Capítulo 5, será procedida a análise econômica e financeira do desenvolvimento de um novo produto e cliente para a Destilaria Pindorama, conforme a metodologia de Estudo de Caso.

Na análise serão calculadas as figuras de mérito do Período de Pay Back Simples, Taxa Interna de Retorno (TIR) e do Valor Presente Líquido (VPL), consideradas como abordagens tradicionais para avaliação de investimentos, conforme já comentado anteriormente.

Por meio da aplicação de alguns dos conceitos preconizados pelo GECON – Modelo de Gestão Econômica, pretende-se contribuir para evidenciar sua aplicação como uma ferramenta de auxílio aos gestores na tomada de decisão e melhora da eficácia e eficiência da empresa.

Conforme também anteriormente exposto, existem ações que causam efeitos no fluxo de caixa, identificadas por dados técnicos e por parâmetros econômicos, itens já mencionados no Capítulo 5. Esses itens serão denominados a partir deste momento pelo termo atividade (FIPECAFI, 2001).

Assim sendo, as atividades a serem contempladas para efeito do estudo de caso proposto são:

- ✓ Tarifa de Transmissão - CUSD
- ✓ Pagamento de impostos Pis/Cofins
- ✓ Custo de manutenção evitado
- ✓ Custo evitado de eletricidade
- ✓ Custo desenvolvimento produtos
- ✓ Custo de manutenção do desenvolvimento de produtos
- ✓ Custo desenvolvimento de clientes
- ✓ Custo de manutenção do desenvolvimento de clientes
- ✓ Custo de investimento evitado

- ✓ Empréstimo
- ✓ Venda dos equipamentos atuais
- ✓ Compra dos equipamentos
- ✓ Amortização do capital próprio (20% do total do investimento)
- ✓ Juros sobre o capital próprio
- ✓ Amortização do empréstimo (80% do total do investimento)
- ✓ Juros sobre o empréstimo
- ✓ Receita de energia para venda
- ✓ Receita de energia c.próprio
- ✓ Receita do vapor processo
- ✓ Custo de biomassa
- ✓ Custo de O&M
- ✓ Juros do caixa a pagar ou a receber

Para a elaboração do fluxo de caixa é necessário destacar que o empreendimento entrará em operação 2 anos após a assinatura do contrato ou do início da construção da planta de geração de eletricidade.

Desta forma, alguns eventos somente serão contabilizados a partir do 2º ano, como é o caso da venda de eletricidade. Por outro lado, alguns já serão a partir do início da construção do empreendimento, como é o caso da compra de equipamentos ou, além disso, antes do início da construção, mas ainda na fase de desenvolvimento do projeto, começarão a serem computados já na data zero.

6.2 Avaliação do investimento por meio do cálculo da TIR, do VPL e do Payback Simples

A fim de proceder a avaliação do investimento proposto serão apresentadas duas situações.

A primeira delas terá como base de cálculo o valor de venda da eletricidade referente ao valor proposto pelo Governo Federal no PROINFA – Programa de

Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica anterior ao dia 30 de março de 2004.

Este valor corresponde a R\$ 119,61/MWh gerado e foi estabelecido por meio da audiência pública do MME – Ministério de Minas e Energia.

Na segunda situação a avaliação terá como base de cálculo o valor de venda da eletricidade referente ao valor proposto pelo Governo Federal no PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, posterior ao dia 30 de março de 2004.

Este valor corresponde a R\$ 93,77/MWh gerado e foi estabelecido por meio da Portaria 45, de 30 de março de 2004, do MME – Ministério de Minas e Energia que estabeleceu o valor econômico correspondente à tecnologia específica da fonte biomassa.

6.2.1 Primeira situação

Nessa situação foi considerado o valor de venda da eletricidade igual a R\$ 119,61/MWh gerado.

Na Tabela 6.1 abaixo estão descritas as atividades e os respectivos valores ao longo do período determinado para a projeção do Fluxo de Caixa, ou seja, 12 anos.

Tabela 6.1: Fluxo de caixa das atividades projetadas (dados técnicos e parâmetros econômicos projetados)

Tabela: Fluxo de caixa das atividades projetadas (dados técnicos e parâmetros econômicos projetados)						
Atividades	Data 0	Data 1	Data 2	Data 3	Data 4	Data 5
Tarifa de Transmissão - CUSD	0	0	486.301	544.657	610.016	683.218
Pagamento de impostos PIS/COFINS/CSLL/CPMF	0	0	594.805	666.182	746.124	835.659
Custo de manutenção evitado	0	0	-1.881.600	0	0	0
Custo evitado de eletricidade	0	0	-288.888	-323.555	-362.382	-405.867
Custo desenvolvimento produtos	650.000	0	0	0	0	0
Custo de manutenção do desenvolv. de produtos	0	65.000	72.800	81.536	91.320	102.279
Custo desenvolvimento de clientes	200.000	0	0	0	0	0
Custo de manutenção do desenvolv. de clientes	0	20.000	22.400	25.088	28.099	31.470
Custo de investimento evitado	0	0	-4.641.280	0	0	0
Empréstimo	-42.200.000	0	0	0	0	0
Venda dos equipamentos atuais	0	0	-376.320	0	0	0
Compra dos equipamentos	42.200.000	0	0	0	0	0
Amortização capital próprio	0	703.333	703.333	703.333	703.333	703.333
Remuneração do capital próprio	0	1.276.550	1.160.500	1.044.450	928.400	812.350
Amortização do financiamento	0	0	3.498.764	3.498.764	3.498.764	3.498.764
Pagamento de juros do financiamento	0	0	5.388.096	4.898.269	4.408.442	3.918.615
Receita de energia para venda	0	0	-11.825.156	-13.244.175	-14.833.476	-16.613.493
Receita de energia c.próprio	0	0	-290.738	-325.627	-364.702	-408.466
Receita do vapor processo	0	0	-614.344	-688.066	-770.633	-863.109
Custo de biomassa	0	0	1.060.416	1.187.666	1.330.186	1.489.808
Custo de O&M	0	0	605.795	678.490	759.909	851.098
Juros caixa pagar/receber	0	140.250	363.847	-983.609	-369.038	-593.280
Total	850.000	2.205.133	-5.961.270	-2.236.596	-3.595.638	-5.957.622

Fonte: Fluxo de caixa do Estudo de Caso

Cálculos do autor

Continuação da Tabela 6.1:

Tabela: Fluxo de caixa das atividades projetadas (dados técnicos e parâmetros econômicos projetados)							
Atividades	Data 6	Data 7	Data 8	Data 9	Data 10	Data 11	Data 12
Tarifa de Transmissão - CUSD	765.205	857.029	959.873	1.075.057	1.204.064	1.348.552	1.510.378
Pagamento de impostos PIS/COFINS/CSLL/CPMF	935.938	1.048.250	1.174.040	1.314.925	1.472.716	1.649.442	1.847.375
Custo de manutenção evitado	0	0	0	0	0	0	0
Custo evitado de eletricidade	-454.571	-509.120	-570.214	-638.640	-715.277	-801.110	-897.243
Custo desenvolvimento produtos	0	0	0	0	0	0	0
Custo de manutenção do desenvolv. de produtos	114.552	128.298	143.694	160.938	180.250	201.880	226.106
Custo desenvolvimento de clientes	0	0	0	0	0	0	0
Custo de manutenção do desenvolv. de clientes	35.247	39.476	44.214	49.519	55.462	62.117	69.571
Custo de investimento evitado	0	0	0	0	0	0	0
Empréstimo	0	0	0	0	0	0	0
Venda dos equipamentos atuais	0	0	0	0	0	0	0
Compra dos equipamentos	0	0	0	0	0	0	0
Amortização capital próprio	703.333	703.333	703.333	703.333	703.333	703.333	703.333
Remuneração do capital próprio	696.300	580.250	464.200	348.150	232.100	116.050	0
Amortização do financiamento	3.498.764	3.498.764	3.498.764	3.498.764	3.498.764	3.498.764	3.498.764
Pagamento de juros do financiamento	3.428.788	2.938.961	2.449.135	1.959.308	1.469.481	979.654	489.827
Receita de energia para venda	-18.607.112	-20.839.966	-23.340.762	-26.141.653	-29.278.651	-32.792.090	-36.727.140
Receita de energia c.próprio	-457.482	-512.380	-573.866	-642.730	-719.857	-806.240	-902.989
Receita do vapor processo	-966.683	-1.082.685	-1.212.607	-1.358.120	-1.521.094	-1.703.625	-1.908.060
Custo de biomassa	1.668.585	1.868.815	2.093.073	2.344.242	2.625.551	2.940.617	3.293.491
Custo de O&M	953.230	1.067.617	1.195.731	1.339.219	1.499.925	1.679.916	1.881.506
Juros caixa pagar/receber	-983.008	-1.430.371	-1.921.215	-2.457.280	-3.043.420	-3.685.548	-4.390.367
Total	-8.668.915	-11.643.726	-14.892.606	-18.444.967	-22.336.653	-26.608.287	-31.305.448

Fonte: Fluxo de caixa do Estudo de Caso

Cálculos do autor

Como anteriormente proposto, a análise econômica e financeira também apresentará o VPL do empreendimento, bem como de cada atividade em separado.

Desta forma, os valores presentes líquidos de cada atividade foram calculados e estão evidenciados por meio da Tabela 6.2, a seguir.

Tabela 6.2: Valores presentes líquidos de cada das atividades projetadas (dados técnicos e parâmetros econômicos projetados)**Tabela: Valores presentes líquidos de cada das atividades projetadas (dados técnicos e parâmetros econ. projetados)**

Atividades	VPL Data 0	VPL Data 1	VPL Data 2	VPL Data 3	VPL Data 4	VPL Data 5
Tarifa de Transmissão - CUSD	3.083.912	3.623.597	4.257.727	4.431.425	4.566.951	4.649.399
Pagamento de impostos PIS/COFINS/CSLL/CPMF	3.771.998	4.432.098	5.207.715	5.420.169	5.585.934	5.686.777
Custo de manutenção evitado	-1.362.861	-1.601.362	-1.881.600	0	0	0
Custo evitado de eletricidade	-1.832.005	-2.152.605	-2.529.311	-2.632.497	-2.713.007	-2.761.985
Custo desenvolvimento produtos	650.000	0	0	0	0	0
Custo manutenção desenv.prod.	516.985	607.458	637.388	663.391	683.679	696.022
Custo desenvolvimento de clientes	200.000	0	0	0	0	0
Custo manutenção desenv. clientes	159.072	186.910	196.119	204.120	210.363	214.160
Custo de investimento evitado	-3.361.724	-3.950.026	-4.641.280	0	0	0
Empréstimo	-42.200.000	0	0	0	0	0
Venda dos equipamentos atuais	-272.572	-320.272	-376.320	0	0	0
Compra dos equipamentos	42.200.000	0	0	0	0	0
Amortização capital próprio	3.438.726	4.040.503	3.921.174	3.780.963	3.616.215	3.422.636
Remuneração do capital próprio	4.148.097	4.874.014	4.227.020	3.603.161	3.006.486	2.441.751
Amortização do financiamento	14.128.428	16.600.902	19.506.060	18.808.574	17.989.027	17.026.059
Pagamento de juros do financiamento	14.900.764	17.508.398	20.572.368	17.841.519	15.208.319	12.689.855
Receita de energia para venda	-74.990.020	-88.113.274	-103.533.097	-107.756.830	-111.052.370	-113.057.200
Receita de energia c.próprio	-1.843.736	-2.166.389	-2.545.508	-2.649.354	-2.730.380	-2.779.671
Receita do vapor processo	-3.895.905	-4.577.689	-5.378.785	-5.598.217	-5.769.428	-5.873.584
Custo de biomassa	6.724.699	7.901.521	9.284.288	9.663.049	9.958.575	10.138.358
Custo de O&M	3.841.688	4.513.983	5.303.930	5.520.309	5.689.137	5.791.844
Juros caixa pagar/receber	-4.488.355	-5.273.817	-6.361.529	-7.902.316	-8.129.480	-9.118.519
Total	-36.482.808	-43.866.050	-54.133.640	-56.602.535	-63.879.978	-70.834.099

Fonte: Estudo de Caso

Cálculos do autor

Continuação da Tabela 6.2:

Tabela: Valores presentes líquidos de cada das atividades projetadas (dados técnicos e parâmetros econ. projetados)

Atividades	VPL Data 6	VPL Data 7	VPL Data 8	VPL Data 9	VPL Data 10	VPL Data 11	VPL Data 12
Tarifa de Transmissão - CUSD	4.660.262	4.576.692	4.370.604	4.007.610	3.445.749	2.633.980	1.510.378
Pagamento de impostos PIS/COFINS/CSLL/CPMF	5.700.064	5.597.849	5.345.778	4.901.792	4.214.568	3.221.676	1.847.375
Custo de manutenção evitado	0	0	0	0	0	0	0
Custo evitado de eletricidade	-2.768.438	-2.718.794	-2.596.367	-2.380.729	-2.046.955	-1.564.721	-897.243
Custo desenvolvimento produtos	0	0	0	0	0	0	0
Custo manutenção desenv.prod.	697.648	685.137	654.286	599.945	515.834	394.311	226.106
Custo desenvolvimento de clientes	0	0	0	0	0	0	0
Custo manutenção desenv. clientes	214.661	210.811	201.319	184.598	158.718	121.326	69.571
Custo de investimento evitado	0	0	0	0	0	0	0
Empréstimo	0	0	0	0	0	0	0
Venda dos equipamentos atuais	0	0	0	0	0	0	0
Compra dos equipamentos	0	0	0	0	0	0	0
Amortização capital próprio	3.195.181	2.927.921	2.613.890	2.244.904	1.811.346	1.301.915	703.333
Remuneração do capital próprio	1.914.546	1.431.439	1.000.147	629.738	330.866	116.050	0
Amortização do financiamento	15.894.572	14.565.075	13.002.916	11.167.379	9.010.623	6.476.435	3.498.764
Pagamento de juros do financiamento	10.306.207	8.080.967	6.041.856	4.221.448	2.658.015	1.396.528	489.827
Receita de energia para venda	-113.321.356	-111.289.237	-106.277.893	-97.451.129	-83.788.635	-64.049.230	-36.727.140
Receita de energia c.próprio	-2.786.166	-2.736.203	-2.612.992	-2.395.974	-2.060.062	-1.574.741	-902.989
Receita do vapor processo	-5.887.307	-5.781.734	-5.521.383	-5.062.812	-4.353.014	-3.327.506	-1.908.060
Custo de biomassa	10.162.046	9.979.816	9.530.426	8.738.890	7.513.711	5.743.588	3.293.491
Custo de O&M	5.805.376	5.701.272	5.444.544	4.992.355	4.292.435	3.281.199	1.881.506
Juros caixa pagar/receber	-10.017.156	-10.615.124	-10.792.085	-10.423.273	-9.360.041	-7.422.031	-4.390.367
Total	-76.229.861	-79.384.112	-79.594.953	-76.025.258	-67.656.841	-53.251.222	-31.305.448

Fonte: Estudo de Caso

Cálculos do autor

Entretanto, da forma como as informações estão colocadas e demonstradas, os resultados esperados ficam comprometidos, pois as atividades não estão relacionadas de forma lógica e consistente.

Para tal e com base no modelo do GECON – Gestão Econômica, as atividades serão divididas em dois grupos distintos, sendo: os recebimentos e os desembolsos.

Desta forma, a seguir, na Tabela 6.3 estão demonstradas as mesmas atividades, anteriormente relacionadas, agora divididas nos grupos acima.

Na seqüência, a Tabela 6.4, evidencia o cálculo para os valores do VPL para cada uma das atividades, classificadas em recebimentos e desembolsos.

Tabela 6.3: Fluxo de caixa das atividades projetadas por recebimentos/desembolsos

Tabela: Fluxo de caixa das atividades projetadas por recebimentos/desembolsos						
ATIVIDADES	Data 0	Data 1	Data 2	Data 3	Data 4	Data 5
RECEBIMENTOS	-42.200.000	140.250	-19.554.480	-15.565.032	-16.700.231	-18.884.216
Vendas produtos:						
Receita de energia para venda	0	0	-11.825.156	-13.244.175	-14.833.476	-16.613.493
Receita de energia para consumo próprio	0	0	-290.738	-325.627	-364.702	-408.466
Receita vapor processo para consumo próprio	0	0	-614.344	-688.066	-770.633	-863.109
Vendas de ativos fixos:						
Venda dos equipamentos atuais	0	0	-376.320	0	0	0
Custos evitados:						
Compra de equipamentos	0	0	-4.641.280	0	0	0
Compra de eletricidade	0	0	-288.888	-323.555	-362.382	-405.867
Manutenção	0	0	-1.881.600	0	0	0
Juros a receber do caixa	0	140.250	363.847	-983.609	-369.038	-593.280
Empréstimos	-42.200.000	0	0	0	0	0
DESEMBOLSOS	43.050.000	2.064.883	13.593.210	13.328.436	13.104.593	12.926.595
Recursos variáveis:						
Custo do combustível	0	0	1.060.416	1.187.666	1.330.186	1.489.808
Custo de manutenção:						
Equipamentos e operação	0	0	605.795	678.490	759.909	851.098
Produtos	0	65.000	72.800	81.536	91.320	102.279
Clientes	0	20.000	22.400	25.088	28.099	31.470
Compra dos equipamentos	42.200.000	0	0	0	0	0
Amortização dos empréstimos:						
Capital próprio	0	703.333	703.333	703.333	703.333	703.333
Financiamento	0	0	3.498.764	3.498.764	3.498.764	3.498.764
Juros de empréstimos						
Remuneração do capital próprio	0	1.276.550	1.160.500	1.044.450	928.400	812.350
Finaciamento	0	0	5.388.096	4.898.269	4.408.442	3.918.615
Pagamento de impostos PIS/COFINS/CSLL/CPMF	0	0	594.805	666.182	746.124	835.659
Pagamento de taxa de transmissão - CUSD	0	0	486.301	544.657	610.016	683.218
Custo desenvolvimento produtos	650.000	0	0	0	0	0
Custo desenvolvimento de clientes	200.000	0	0	0	0	0
Saldo	850.000	2.205.133	-5.961.270	-2.236.596	-3.595.638	-5.957.622

Fonte: Estudo de Caso

Cálculos do autor

Continuação da Tabela 6.3:

Tabela: Fluxo de caixa das atividades projetadas por recebimentos/desembolsos							
ATIVIDADES	Data 6	Data 7	Data 8	Data 9	Data 10	Data 11	Data 12
RECEBIMENTOS	-21.468.856	-24.374.521	-27.618.663	-31.238.422	-35.278.299	-39.788.612	-44.825.800
Vendas produtos:							
Receita de energia para venda	-18.607.112	-20.839.966	-23.340.762	-26.141.653	-29.278.651	-32.792.090	-36.727.140
Receita de energia para consumo próprio	-457.482	-512.380	-573.866	-642.730	-719.857	-806.240	-902.989
Receita vapor processo para consumo próprio	-966.683	-1.082.685	-1.212.607	-1.358.120	-1.521.094	-1.703.625	-1.908.060
Vendas de ativos fixos:							
Venda dos equipamentos atuais	0	0	0	0	0	0	0
Custos evitados:							
Compra de equipamentos	0	0	0	0	0	0	0
Compra de eletricidade	-454.571	-509.120	-570.214	-638.640	-715.277	-801.110	-897.243
Manutenção	0	0	0	0	0	0	0
Juros a receber do caixa	-983.008	-1.430.371	-1.921.215	-2.457.280	-3.043.420	-3.685.548	-4.390.367
Empréstimos	0	0	0	0	0	0	0
DESEMBOLSOS	12.799.941	12.730.795	12.726.057	12.793.455	12.941.646	13.180.325	13.520.351
Recursos variáveis:							
Custo do combustível	1.668.585	1.868.815	2.093.073	2.344.242	2.625.551	2.940.617	3.293.491
Custo de manutenção:							
Equipamentos e operação	953.230	1.067.617	1.195.731	1.339.219	1.499.925	1.679.916	1.881.506
Produtos	114.552	128.298	143.694	160.938	180.250	201.880	226.106
Clientes	35.247	39.476	44.214	49.519	55.462	62.117	69.571
Compra dos equipamentos	0	0	0	0	0	0	0
Amortização dos empréstimos:							
Capital próprio	703.333	703.333	703.333	703.333	703.333	703.333	703.333
Financiamento	3.498.764	3.498.764	3.498.764	3.498.764	3.498.764	3.498.764	3.498.764
Juros de empréstimos							
Remuneração do capital próprio	696.300	580.250	464.200	348.150	232.100	116.050	0
Financiamento	3.428.788	2.938.961	2.449.135	1.959.308	1.469.481	979.654	489.827
Pagamento de impostos PIS/COFINS/CSLL/CPMF	935.938	1.048.250	1.174.040	1.314.925	1.472.716	1.649.442	1.847.375
Pagamento de taxa de transmissão - CUSD	765.205	857.029	959.873	1.075.057	1.204.064	1.348.552	1.510.378
Custo desenvolvimento produtos	0	0	0	0	0	0	0
Custo desenvolvimento de clientes	0	0	0	0	0	0	0
Saldo	-8.668.915	-11.643.726	-14.892.606	-18.444.967	-22.336.653	-26.608.287	-31.305.448

Fonte: Estudo de Caso

Cálculos do autor

Tabela 6.4: Valores presentes líquidos das atividades projetadas por recebimentos/desembolsos

Tabela: Valores presentes líquidos das atividades projetadas por recebimentos/desembolsos						
ATIVIDADES	VPL Data 0	VPL Data 1	VPL Data 2	VPL Data 3	VPL Data 4	VPL Data 5
RECEBIMENTOS	-134.247.178	-108.155.434	-127.247.429	-126.539.215	-130.394.665	-133.590.960
Vendas produtos:						
Receita de energia para venda	-74.990.020	-88.113.274	-103.533.097	-107.756.830	-111.052.370	-113.057.200
Receita de energia para consumo próprio	-1.843.736	-2.166.389	-2.545.508	-2.649.354	-2.730.380	-2.779.671
Receita vapor processo para consumo próprio	-3.895.905	-4.577.689	-5.378.785	-5.598.217	-5.769.428	-5.873.584
Vendas de ativos fixos:						
Venda dos equipamentos atuais	-272.572	-320.272	-376.320	0	0	0
Custos evitados:						
Compra de equipamentos	-3.361.724	-3.950.026	-4.641.280	0	0	0
Compra de eletricidade	-1.832.005	-2.152.605	-2.529.311	-2.632.497	-2.713.007	-2.761.985
Manutenção	-1.362.861	-1.601.362	-1.881.600	0	0	0
Juros a receber do caixa	-4.488.355	-5.273.817	-6.361.529	-7.902.316	-8.129.480	-9.118.519
Empréstimos	-42.200.000	0	0	0	0	0
DESEMBOLSOS	97.764.370	64.289.385	73.113.789	69.936.680	66.514.687	62.756.861
Recursos variáveis:						
Custo do combustível	6.724.699	7.901.521	9.284.288	9.663.049	9.958.575	10.138.358
Custo de manutenção:						
Equipamentos e operação	3.841.688	4.513.983	5.303.930	5.520.309	5.689.137	5.791.844
Produtos	516.985	607.458	637.388	663.391	683.679	696.022
Clientes	159.072	186.910	196.119	204.120	210.363	214.160
Compra dos equipamentos	42.200.000	0	0	0	0	0
Amortização dos empréstimos:						
Capital próprio	3.438.726	4.040.503	3.921.174	3.780.963	3.616.215	3.422.636
Financiamento	14.128.428	16.600.902	19.506.060	18.808.574	17.989.027	17.026.059
Juros de empréstimos						
Remuneração do capital próprio	4.148.097	4.874.014	4.227.020	3.603.161	3.006.486	2.441.751
Finaciamento	14.900.764	17.508.398	20.572.368	17.841.519	15.208.319	12.689.855
Pagamento de impostos PIS/COFINS/CSLL/CPMF	3.771.998	4.432.098	5.207.715	5.420.169	5.585.934	5.686.777
Pagamento de taxa de transmissão - CUSD	3.083.912	3.623.597	4.257.727	4.431.425	4.566.951	4.649.399
Custo desenvolvimento produtos	650.000	0	0	0	0	0
Custo desenvolvimento de clientes	200.000	0	0	0	0	0
Saldo	-36.482.808	-43.866.050	-54.133.640	-56.602.535	-63.879.978	-70.834.099

Fonte: Estudo de Caso

Cálculos do autor

Continuação da Tabela 6.4:

Tabela: Valores presentes líquidos das atividades projetadas por recebimentos/desembolsos							
ATIVIDADES	VPL Data 6	VPL Data 7	VPL Data 8	VPL Data 9	VPL Data 10	VPL Data 11	VPL Data 12
RECEBIMENTOS	-134.780.423	-133.141.092	-127.800.720	-117.713.917	-101.608.707	-77.938.229	-44.825.800
Vendas produtos:							
Receita de energia para venda	-113.321.356	-111.289.237	-106.277.893	-97.451.129	-83.788.635	-64.049.230	-36.727.140
Receita de energia para consumo próprio	-2.786.166	-2.736.203	-2.612.992	-2.395.974	-2.060.062	-1.574.741	-902.989
Receita vapor processo para consumo próprio	-5.887.307	-5.781.734	-5.521.383	-5.062.812	-4.353.014	-3.327.506	-1.908.060
Vendas de ativos fixos:							
Venda dos equipamentos atuais	0	0	0	0	0	0	0
Custos evitados:							
Compra de equipamentos	0	0	0	0	0	0	0
Compra de eletricidade	-2.768.438	-2.718.794	-2.596.367	-2.380.729	-2.046.955	-1.564.721	-897.243
Manutenção	0	0	0	0	0	0	0
Juros a receber do caixa	-10.017.156	-10.615.124	-10.792.085	-10.423.273	-9.360.041	-7.422.031	-4.390.367
Empréstimos	0	0	0	0	0	0	0
DESEMBOLSOS	58.550.563	53.756.980	48.205.767	41.688.659	33.951.865	24.687.008	13.520.351
Recursos variáveis:							
Custo do combustível	10.162.046	9.979.816	9.530.426	8.738.890	7.513.711	5.743.588	3.293.491
Custo de manutenção:							
Equipamentos e operação	5.805.376	5.701.272	5.444.544	4.992.355	4.292.435	3.281.199	1.881.506
Produtos	697.648	685.137	654.286	599.945	515.834	394.311	226.106
Clientes	214.661	210.811	201.319	184.598	158.718	121.326	69.571
Compra dos equipamentos	0	0	0	0	0	0	0
Amortização dos empréstimos:							
Capital próprio	3.195.181	2.927.921	2.613.890	2.244.904	1.811.346	1.301.915	703.333
Financiamento	15.894.572	14.565.075	13.002.916	11.167.379	9.010.623	6.476.435	3.498.764
Juros de empréstimos							
Remuneração do capital próprio	1.914.546	1.431.439	1.000.147	629.738	330.866	116.050	0
Financiamento	10.306.207	8.080.967	6.041.856	4.221.448	2.658.015	1.396.528	489.827
Pagamento de impostos PIS/COFINS/CSLL/CPMF	5.700.064	5.597.849	5.345.778	4.901.792	4.214.568	3.221.676	1.847.375
Pagamento de taxa de transmissão - CUSD	4.660.262	4.576.692	4.370.604	4.007.610	3.445.749	2.633.980	1.510.378
Custo desenvolvimento produtos	0	0	0	0	0	0	0
Custo desenvolvimento de clientes	0	0	0	0	0	0	0
Saldo	-76.229.861	-79.384.112	-79.594.953	-76.025.258	-67.656.841	-53.251.222	-31.305.448

Fonte: Estudo de Caso

Cálculos do autor

Com os resultados das tabelas acima, pode-se calcular o valor da TIR – Taxa Interna de Retorno, do VPL – Valor Presente e do Pay Back do empreendimento.

Desta forma, na Tabela 6.5 abaixo encontram-se os valores da TIR, do VPL e do Pay Back calculados.

Tabela 6.5: Cálculo da TIR, VPL e do Pay Back

Tabela: Cálculo da TIR, VPL e do Pay Back					
Destilaria Pindorama - Coruripe - AL	Potência	Investimento	TIR	VPL	Payback
Tecnologia utilizada: Caldeira com pressão 65 bar e temperatura de 480 °C e turbina de condensação	(MW)	(R\$)	(%)	(R\$)	(anos)
	26,49	42.200.000	15,44	36.482.808	7

Fonte: Estudo de Caso

Cálculos do autor

Notas:

1. Montante financiado pelo BNDES	80,00%
2. Montante capital próprio	20,00%
3. Condições do financiamento do BNDES	12 anos no total, incluindo os 2 anos de carência
4. Juros do financiamento do BNDES	14,00%
5. Juros do capital próprio para captação ao ano (SELIC)	16,50%
6. Juros do capital próprio para aplicação ao ano (SELIC)	16,50%
7. Taxa de desconto ao ano	17,50%
8. Índice de correção dos preços ao ano (IGPM)	12,00%

De acordo com os resultados da tabela acima, pode-se concluir que o empreendimento pode vir a ser implementado, visto que todas condições legais, reguladoras e técnicas foram atendidas e, também, em função dos resultados satisfazerem as atuais condições de um potencial financiamento.

6.2.2 Segunda situação

Nessa situação foi considerado o valor de venda da eletricidade igual a R\$ 93,77/MWh gerado.

Desta forma, na Tabela 6.6 abaixo encontram-se os valores da TIR, do VPL e do Pay Back calculados.

TABELA 6.6 Cálculo da TIR, VPL e do Pay Back

Tabela: Cálculo da TIR, VPL e do Pay Back					
Destilaria Pindorama - Coruripe - AL	Potência	Investimento	TIR	VPL	Payback
Tecnologia utilizada: Caldeira com pressão 65 bar e temperatura de 480 °C e turbina de condensação	(MW)	(R\$)	(%)	(R\$)	(anos)
	26,49	42.200.000	8,50	19.723.539	10

Fonte: Estudo de Caso

Cálculos do autor

Notas:

1. Montante financiado pelo BNDES	80,00%
2. Montante capital próprio	20,00%
3. Condições do financiamento do BNDES	12 anos no total, incluindo os 2 anos de carência
4. Juros do financiamento do BNDES	14,00%
5. Juros do capital próprio para captação ao ano (SELIC)	16,50%
6. Juros do capital próprio para aplicação ao ano (SELIC)	16,50%
7. Taxa de desconto ao ano	17,50%
8. Índice de correção dos preços ao ano (IGPM)	12,00%

De acordo com os resultados da tabela acima, pode-se concluir que o empreendimento não poderá vir a ser implementado, visto que a taxa da TIR não satisfaz as condições de um potencial financiamento.

6.3 Considerações aos resultados obtidos

Os resultados apresentados nas tabelas a seguir foram obtidos com o valor de venda da primeira situação, isto é R\$ 119,61/MWh gerado.

Ao se adotar uma postura menos conservadora em relação aos parâmetros técnicos, econômicos e financeiros, os resultados encontrados poderão se tornar ainda mais atrativos, se comparado com os aqui calculados.

Dentre esses parâmetros conservadores adotados pode-se destacar: o período de safra considerado, o qual é relativamente pequeno se comparado à média dos dias de safra de outras empresas do setor sucroalcooleiro da região Nordeste.

Vale ressaltar que o número de dias de safra, que está diretamente ligado à quantidade de energia a ser produzida, e esta, por sua vez, à receita com a venda

da eletricidade, isto é, quanto menor for a safra, menor será a receita com a venda da eletricidade.

Diante desse fato, os gestores devem concentrar esforços em aumentar a quantidade de dias de safra aumentando, assim, o número de dias de operação da unidade de geração de energia, pois cada dia a mais pode contribuir em muito com a melhora dos resultados.

A Tabela 6.6 abaixo retrata uma simulação do faturamento referente a um dia a mais de operação da unidade de geração de energia.

Tabela 6.7: Venda da eletricidade excedente por dia

Tabela: Venda da eletricidade excedente por dia		
Eletricidade gerada para venda/dia (23,7 MW)	484	MWh/dia
Valor de venda da eletricidade	150,04	R\$/Mwh gerado
Faturamento diário adicional	72.547	R\$/dia

Fonte: levantamento de dados

Cálculos do autor

Diante dos cálculos da simulação acima é possível perceber quanto sensível é a análise econômica e financeira em relação ao número de dias de operação da unidade de geração.

Outro fator a ser considerado é que a despeito do conservadorismo adotado em todas as etapas deste projeto teve-se a iniciativa de se incluir na unidade de geração de energia uma turbina de condensação. Tal iniciativa é marcante neste projeto, pois a introdução desta turbina diferencia este projeto da maioria dos projetos existentes no país.

Via de regra, em tais projetos, a quantidade de vapor produzida pelas caldeiras é determinada pela quantidade de vapor utilizada no processo. Desta forma, atualmente não se produz uma quantidade de vapor excedente para ser condensado em uma turbina de condensação a fim de gerar uma quantidade maior de eletricidade para a venda.

Embora que essa tecnologia já esteja totalmente dominada e disponível no mercado, as usinas têm optado por guardar a possibilidade da utilização de turbinas de condensação para ser implementada em um segundo estágio, preferindo assumir uma posição mais conservadora a espera de regras mais claras quanto a comercialização de eletricidade excedente no país.

A utilização de uma turbina de condensação, especialmente no setor sucroalcooleiro, propicia uma flexibilização na operação da unidade de geração de energia durante o ano, pois a mesma permitirá a geração de eletricidade independente da produção de álcool da destilaria. Em outras palavras, isso significa dizer que será possível gerar eletricidade quando a destilaria não estiver operando ou quando for o período da entressafra.

Tal possibilidade somente estará condicionada à existência ou não de combustível, no caso o bagaço de cana-de-açúcar já utilizado durante todo o período de safra, mas também abrirá oportunidades interessantes no que se refere à utilização das pontas e palhas da cana-de-açúcar não utilizadas, que representam quase que a mesma quantidade de bagaço produzido em base seca.

É importante ressaltar que, genericamente, a quantidade de bagaço produzido por tonelada de cana-de-açúcar é de aproximadamente de 280 kg com 50% de umidade e a quantidade de palhas e pontas é a mesma só que com a diferença que para sua utilização é necessário a introdução da colheita de cana-de-açúcar sem a queima prévia e, ainda, o transporte das palhas e pontas do campo para a unidade de geração de energia localizada na destilaria.

Já com relação ao que representará a implementação deste projeto, pode-se dizer que o valor agregado por tonelada de cana-de-açúcar moída será expressivo.

Exemplificando, por meio de uma tonelada de cana-de-açúcar é possível se produzir em torno de 80 litros de álcool. Considerando-se que o litro de álcool pode

ser comercializado a, aproximadamente, R\$ 1,00, pode-se calcular que a receita por tonelada de cana-de-açúcar será de R\$ 80,00.

Entretanto, a geração de eletricidade excedente contribuirá para agregar um valor antes não existente por tonelada de cana-de-açúcar moída.

A Tabela 6.8 abaixo evidencia os cálculos referentes ao valor agregado por tonelada de cana-de-açúcar moída com a implementação do projeto geração de eletricidade excedente para a venda.

Tabela 6.8: Valor agregado por tonelada de cana-de-açúcar

Tabela: Valor agregado por tonelada de cana-de-açúcar		
Energia gerada para venda	81.068.376	kWh
Energia gerada para venda	81.068	MWh
Moagem de cana-de-açúcar na safra futura	700.000	toneladas de cana
Eletricidade excedente	116	kWh/tc
Eletricidade excedente	0,116	MWh/tc
Valor de venda da eletricidade	150,04	R\$/MWh gerado
Resultado agregado por tonelada de cana-de-açúcar	17,38	R\$/tc

Fonte: levantamento de dados
Cálculos do autor

De acordo com o resultado da tabela acima, é possível perceber que é significativo o acréscimo na receita por tonelada de cana-de-açúcar moída, pois se tem o valor de R\$ 17,38 agregado a cada tonelada de cana moída o que corresponde a um acréscimo de, aproximadamente, 20% da receita obtida com a venda do álcool proveniente de 1 tonelada de cana-de-açúcar.

Continuando a relacionar as opções existentes para melhora dos resultados obtidos, uma questão que não pode ser desprezada é a possibilidade dos créditos de Dióxido de Carbono - CO₂ equivalente, resultante da geração de eletricidade a partir de biomassa em substituição a geração existente atualmente ou em relação a uma ampliação da oferta de energia na região.

Sabe-se que o mercado de carbono, como ele é chamado, ainda é incipiente e, portanto, ainda está restrito a poucas iniciativas concretas de sucesso. Entretanto, acredita-se que as oportunidades a médio e longo prazos deste mercado são reais e devem ser consideradas.

A Tabela 6.9 mostra o cálculo preliminar dos créditos de carbono, os quais poderiam ser transformados em dividendos dentro do cenário do MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

De acordo a metodologia demonstrada em Cenbio, (2001), as emissões de gases de efeito estufa e em particular a emissão de CO₂ equivalente podem ser calculadas para os projetos de geração de energia que venham a substituir outra fonte de energia proveniente de combustíveis fósseis.

No caso específico do projeto de geração excedente de eletricidade da Destilaria Pindorama, o mesmo, caso venha a ser implementado, poderá substituir a geração de eletricidade gerada pelas usinas térmicas emergenciais instaladas na região Nordeste que utilizam óleo diesel como combustível.

De acordo com essa metodologia e com base nas hipóteses abaixo, pode-se calcular a quantidade de CO₂ equivalente evitado.

Hipóteses adotadas:

Linha de base adotada como referência: geração termelétrica com óleo diesel

Emissão específica de termelétricas movidas a óleo diesel: 240 kg de C/MWh gerado

Valor da tonelada de CO₂ equivalente: US\$ 3,00

Câmbio adotado: US\$ 1,00 = R\$ 3,00

Desta forma, a Tabela 6.9 mostra os resultados obtidos com os créditos obtidos.

Tabela 6.9: Estimativa dos créditos de carbono

Tabela: Estimativa de cálculo dos créditos de carbono		
Total de eletricidade gerada por ano	88.075	MWh/ano
Total de eletricidade para consumo próprio por ano	9.261	MWh/ano
Total de eletricidade para venda por ano	78.814	MWh/ano
Emissão específica da geração com gás natural		
	240	kg de C/MWh
Total do Carbono evitado por ano em substituição a geração com gás natural		
	18.915	t de C/ano
Total de CO ₂ equivalente		
	69.356	t de CO ₂ equiv./ano
Valor da tonelada de CO ₂ equivalente adotada		
	3,00	US\$/t CO ₂ equiv.
Valor do crédito por ano		
	56.746	US\$/ano
Câmbio		
	3,00	R\$/US\$
Valor do crédito por ano		
	170.238	R\$/ano

Fonte: levantamento de dados

Cálculos do autor

Se considerado um cenário cuja vida útil dos equipamentos de geração de eletricidade seja de 20 anos, as oportunidades dos créditos de CO₂ equivalente não podem ser desprezadas, conforme demonstrado.

Atualmente, sabe-se que as demandas extras por eletricidade na região Nordeste têm sido atendidas por meio de térmicas emergenciais movidas a óleo diesel. Entretanto, ao se proceder a uma análise mais criteriosa, necessário seria o cálculo real da linha de base a ser substituída no Nordeste, isto é, seria necessário analisar qual seria realmente o impacto das térmicas emergenciais existentes na região Nordeste em relação as emissões de carbono.

Entretanto, devido ao excesso de conservadorismo, e como mencionado anteriormente, os créditos de carbono não foram computados na análise econômica e financeira do empreendimento, devendo os mesmos serem objeto de estudo dos gestores.

Além do exposto, pode-se ainda lembrar que as taxas de juros escolhidas para remuneração do capital próprio e do montante financiado também são elevadas e poderão sofrer reduções significativas, dependendo das condições econômicas encontradas na época de implementação do empreendimento.

Além disso, a taxa de reajuste dos custos e, principalmente, do preço de venda da eletricidade foi baseada em um valor muito abaixo do valor do IGPM e é sabido que os preços da eletricidade ofertados para os setores residencial, comercial e industrial têm sido reajustado na última década por índices acima ao do IGPM.

Dessa forma, outro modo de se obter resultados mais atrativos é a alteração das taxas de juros e índices de reajustes utilizados na análise econômica e financeira.

6.4 Contribuições do GECON para a análise econômica e financeira de empreendimentos

Além das contribuições já discutidas e utilizadas na elaboração do trabalho em questão, pode-se ainda aplicar os conceitos do GECON para auxiliar o processo de tomada de decisão da implementação de um projeto, ou seja, utilizar o GECON como um modelo de decisão e gestão efetivamente.

A aplicação proposta baseia-se no conceito de resultado econômico e da contribuição que cada atividade dará ao resultado geral. Dessa forma, este modelo mostrará que não apenas a TIR, o VPL e o Pay Back podem ser utilizados na avaliação de um projeto.

Os gestores, por mais experiência que tenham, ao se depararem com o resultado da TIR – Taxa Interna de Retorno, seja ele qual for, se questionarão se o resultado encontrado é adequado e se através dele os objetivos poderão ser alcançados ou não. Para tal, precisarão analisar todas as alternativas, as quais juntas, proporcionaram aquele resultado.

Tal fato também pode ser evidenciado ao se analisar o VPL – Valor Presente Líquido do fluxo de benefícios futuro e o Pay Back.

Dessa forma, o modelo de gestão econômica proposto pelo GECON permite reorganizar os dados técnicos e os parâmetros econômicos utilizados para a elaboração do fluxo de caixa projetado, ou seja, a projeção do fluxo de benefícios futuros.

Na aplicação propriamente dita, o que se propõe neste momento é a transformação de cada um dos departamentos, anteriormente analisados como centro de custos, em centro de resultados, isto é, a partir deste momento, a cada departamento não serão atribuídos somente custos e, sim, os custos e despesas identificadas aos mesmos e mais as receitas.

Essas receitas, conforme já mencionado, são os valores atribuídos a cada serviço na opção de se terceirizar o evento, isto é, o valor de investimento necessário para se contratar o desenvolvimento de um novo produto e/ou o desenvolvimento de clientes para este novo produto.

Ao se atribuir um valor de receita a um determinado departamento, este valor deve ser considerado como o correspondente àquele valor do mesmo serviço desenvolvido caso fosse terceirizado. Ou seja, um departamento não pode, em hipótese alguma, cobrar mais ou ter custos e despesas superiores ao valor do seu serviço executado por terceiros nas mesmas condições.

A partir desse agrupamento de atividades em eventos é possível determinar a margem de contribuição de cada evento, isto é, quanto cada evento individualmente contribui para o pagamento dos custos fixos da empresa e dessa forma redimensionar e analisar melhor cada evento e cada atividade.

Nas Tabelas 6.9 e 6.10 encontram-se os resultados da análise proposta com base no conceito de margem de contribuição.

Os resultados apresentados nas tabelas a seguir foram obtidos com o valor de venda da primeira situação, isto é R\$119.61/MWh gerado.

Tabela 6.10: Fluxo de caixa projetado/ Margem de contribuição

Tabela: Fluxo de caixa projetado/Margem de contribuição						
EVENTOS	Data 0	Data 1	Data 2	Data 3	Data 4	Data 5
Vendas produtos:						
Receita de energia para venda	0	0	-11.825.156	-13.244.175	-14.833.476	-16.613.493
Receita de energia para consumo próprio	0	0	-290.738	-325.627	-364.702	-408.466
Receita vapor processo para consumo próprio	0	0	-614.344	-688.066	-770.633	-863.109
Depreciação	0	0	2.110.000	2.110.000	2.110.000	2.110.000
Custos variáveis	0	0	1.060.416	1.187.666	1.330.186	1.489.808
Margem de contribuição operacional	0	0	-9.559.823	-10.960.201	-12.528.626	-14.285.261
VPL Margem de contribuição operacional	-65.484.529					
Receita de aquisição do equipamento	-42.200.000	0	0	0	0	0
Receita da venda dos equipamentos atuais	0	0	-376.320	0	0	0
Custo de manutenção dos equipamentos e operação	0	0	605.795	678.490	759.909	851.098
Custo de manutenção evitado	0	0	-1.881.600	0	0	0
Custo de investimento evitado	0	0	-4.641.280	0	0	0
Custo de eletricidade evitado	0	0	-288.888	-323.555	-362.382	-405.867
Margem de contribuição de aquisição dos equipamentos	-42.200.000	0	-6.582.294	354.935	397.527	445.231
VPL Margem de contribuição de aquisição dos equipamentos	-45.187.474					
Recursos financeiros dos ativos fixos	850.000	2.205.133	-5.961.270	-2.236.596	-3.595.638	-5.957.622
Juros de aplicação	0	140.250	363.847	-983.609	-369.038	-593.280
Juros de empréstimos:						
Remuneração do capital próprio	0	1.276.550	1.160.500	1.044.450	928.400	812.350
Financiamento	0	0	5.388.096	4.898.269	4.408.442	3.918.615
Custo do capital investido	0	1.276.550	6.548.596	5.942.719	5.336.842	4.730.965
Margem de contribuição financeira	850.000	3.621.933	951.173	2.722.513	1.372.165	-1.819.937
VPL Margem de contribuição financeira	-21.922.301					
Receita de compras	-42.200.000	0	0	0	0	0
Custo de compras	42.200.000	0	0	0	0	0
Margem de contribuição de compras	0	0	0	0	0	0
VPL Margem de contribuição de compras	0					
Receita de manutenção	0	0	0	0	0	0
Custo de manutenção de equipamentos e operação	0	0	605.795	678.490	759.909	851.098
Custo de manutenção do desenvolvimento de produtos	0	65.000	72.800	81.536	91.320	102.279
Custo de manutenção do desenvolvimento de cliente	0	20.000	22.400	25.088	28.099	31.470
Margem de contribuição de manutenção	0	85.000	700.995	785.114	879.328	984.847
VPL Margem de contribuição de manutenção	4.517.745					
Receita de impostos	0	0	0	0	0	0
Pagamento de taxa de transmissão (CUSD)	0	0	486.301	544.657	610.016	683.218
Pagamento de impostos (PIS/COFINS/CSLL/CPMF)	0	0	594.805	666.182	746.124	835.659
Margem de contribuição de impostos	0	0	1.081.107	1.210.839	1.356.140	1.518.877
VPL Margem de contribuição de impostos	6.855.910					
Receita de desenvolvimento de produtos	0					
Custo de desenvolvimento de produtos	650.000	0	0	0	0	0
Margem de contribuição de desenvolvimento de produtos	650.000	0	0	0	0	0
VPL Margem de contribuição de desenvolvimento de produtos	650.000					
Receita de desenvolvimento de clientes	0					
Custo de desenvolvimento de clientes	200.000	0	0	0	0	0
Margem de contribuição de desenvolvimento de clientes	200.000	0	0	0	0	0
VPL Margem de contribuição de desenvolvimento de clientes	200.000					
RESULTADO DA MARGEM DE CONTRIBUIÇÃO	-40.500.000	3.706.933	-13.408.842	-5.886.799	-8.523.465	-13.156.243
VPL RESULTADO DA MARGEM DE CONTRIBUIÇÃO	-120.370.649					

Fonte: Estudo de Caso
Cálculos do autor

Continuação da Tabela 6.10:

Tabela: Fluxo de caixa projetado/Margem de contribuição							
EVENTOS	Data 6	Data 7	Data 8	Data 9	Data 10	Data 11	Data 12
Vendas produtos:							
Receita de energia para venda	-18.607.112	-20.839.966	-23.340.762	-26.141.653	-29.278.651	-32.792.090	-36.727.140
Receita de energia para consumo próprio	-457.482	-512.380	-573.866	-642.730	-719.857	-806.240	-902.989
Receita vapor processo para consumo próprio	-966.683	-1.082.685	-1.212.607	-1.358.120	-1.521.094	-1.703.625	-1.908.060
Depreciação	2.110.000	2.110.000	2.110.000	2.110.000	2.110.000	2.110.000	2.110.000
Custos variáveis	1.668.585	1.868.815	2.093.073	2.344.242	2.625.551	2.940.617	3.293.491
Margem de contribuição operacional	-16.252.692	-18.456.215	-20.924.161	-23.688.260	-26.784.051	-30.251.338	-34.134.698
VPL Margem de contribuição operacional							
Receita de aquisição do equipamento	0	0	0	0	0	0	0
Receita da venda dos equipamentos atuais	0	0	0	0	0	0	0
Custo de manutenção dos equipamentos e operação	953.230	1.067.617	1.195.731	1.339.219	1.499.925	1.679.916	1.881.506
Custo de manutenção evitado	0	0	0	0	0	0	0
Custo de investimento evitado	0	0	0	0	0	0	0
Custo de eletricidade evitado	-464.671	-509.120	-570.214	-638.640	-715.277	-801.110	-897.243
Margem de contribuição de aquisição dos equipamentos	498.658	558.497	625.517	700.579	784.649	878.806	984.263
VPL Margem de contribuição de aquisição dos equipamentos							
Recursos financeiros dos ativos fixos	-8.668.915	-11.643.726	-14.892.606	-18.444.967	-22.336.653	-26.608.287	-31.305.448
Juros de aplicação	-983.008	-1.430.371	-1.921.215	-2.457.280	-3.043.420	-3.685.548	-4.390.367
Juros de empréstimos:							
Remuneração do capital próprio	696.300	580.250	464.200	348.150	232.100	116.050	0
Financiamento	3.428.788	2.938.961	2.449.135	1.959.308	1.469.481	979.654	489.827
Custo do capital investido	4.125.088	3.519.211	2.913.335	2.307.458	1.701.581	1.095.704	489.827
Margem de contribuição financeira	-5.526.834	-9.554.885	-13.900.486	-18.594.790	-23.678.492	-29.198.131	-35.205.989
VPL Margem de contribuição financeira							
Receita de compras	0	0	0	0	0	0	0
Custo de compras	0	0	0	0	0	0	0
Margem de contribuição de compras	0	0	0	0	0	0	0
VPL Margem de contribuição de compras							
Receita de manutenção	0	0	0	0	0	0	0
Custo de manutenção de equipamentos e operação	953.230	1.067.617	1.195.731	1.339.219	1.499.925	1.679.916	1.881.506
Custo de manutenção do desenvolvimento de produtos	114.552	128.298	143.694	160.938	180.250	201.880	226.106
Custo de manutenção do desenvolvimento de cliente	35.247	39.476	44.214	49.519	55.462	62.117	69.571
Margem de contribuição de manutenção	1.103.029	1.235.392	1.383.639	1.549.676	1.735.637	1.943.914	2.177.183
VPL Margem de contribuição de manutenção							
Receita de impostos	0	0	0	0	0	0	0
Pagamento de taxa de transmissão (CUSD)	765.205	857.029	959.873	1.075.057	1.204.064	1.348.552	1.510.378
Pagamento de impostos (PIS/COFINS/CSLL/CPMF)	935.938	1.048.250	1.174.040	1.314.925	1.472.716	1.649.442	1.847.375
Margem de contribuição de impostos	1.701.142	1.905.279	2.133.913	2.389.982	2.676.780	2.997.994	3.357.753
VPL Margem de contribuição de impostos							
Receita de desenvolvimento de produtos							
Custo de desenvolvimento de produtos	0	0	0	0	0	0	0
Margem de contribuição de desenvolvimento de produtos	0	0	0	0	0	0	0
VPL Margem de contribuição de desenvolvimento de produtos							
Receita de desenvolvimento de clientes							
Custo de desenvolvimento de clientes	0	0	0	0	0	0	0
Margem de contribuição de desenvolvimento de clientes	0	0	0	0	0	0	0
VPL Margem de contribuição de desenvolvimento de clientes							
RESULTADO DA MARGEM DE CONTRIBUIÇÃO	-18.476.696	-24.311.931	-30.681.578	-37.642.812	-45.265.477	-53.628.754	-62.821.487
VPL RESULTADO DA MARGEM DE CONTRIBUIÇÃO							

Fonte: Estudo de Caso
Cálculos do autor

Tabela 6.11: Valor presente líquido/ Margem de contribuição

Tabela: Valor presente líquido/Margem de contribuição						
EVENTOS	VPL Data 0	VPL Data 1	VPL Data 2	VPL Data 3	VPL Data 4	VPL Data 5
Vendas produtos:						
Receita de energia para venda	-74.990.020	-88.113.274	-103.533.097	-107.756.830	-111.052.370	-113.057.200
Receita de energia para consumo próprio	-1.843.736	-2.166.389	-2.545.508	-2.649.354	-2.730.380	-2.779.671
Receita vapor processo para consumo próprio	-3.895.905	-4.577.689	-5.378.785	-5.598.217	-5.769.428	-5.873.584
Depreciação	8.520.433	10.011.509	11.763.523	11.342.890	10.848.646	10.267.908
Custos variáveis	6.724.699	8.794.784	9.284.288	9.663.049	9.958.575	10.138.358
Margem de contribuição operacional	-65.484.529	-76.051.059	-90.409.578	-94.998.463	-98.744.957	-101.304.189
Receita de aquisição do equipamento	-42.200.000	0	0	0	0	0
Receita da venda dos equipamentos atuais	-272.572	-320.272	-376.320	0	0	0
Custo de manutenção dos equipamentos e operação	3.841.688	4.513.983	5.303.930	5.520.309	5.689.137	5.791.844
Custo de manutenção evitado	-1.362.861	-1.601.362	-1.881.600	0	0	0
Custo de investimento evitado	-3.361.724	-3.950.026	-4.641.280	0	0	0
Custo de eletricidade evitado	-1.832.005	-2.152.605	-2.529.311	-2.632.497	-2.713.007	-2.761.985
Margem de contribuição de aquisição dos equipamentos	-45.187.474	-3.510.282	-4.124.581	2.887.812	2.976.130	3.029.859
Recursos financeiros dos ativos fixos	-36.482.808	-43.866.050	-54.133.640	-56.602.535	-63.879.978	-70.834.099
Juros de aplicação	-4.488.355	-5.273.817	-6.361.529	-7.902.316	-8.129.480	-9.118.519
Juros de empréstimos:						
Remuneração do capital próprio	4.148.097	4.874.014	4.227.020	3.603.161	3.006.486	2.441.751
Finaciamento	14.900.764	17.508.398	20.572.368	17.841.519	15.208.319	12.689.855
Custo do capital investido	19.048.861	22.382.412	24.799.388	21.444.681	18.214.805	15.131.606
Margem de contribuição financeira	-21.922.301	-26.757.454	-35.695.780	-43.060.170	-53.794.654	-64.821.012
Receita de compras	-42.200.000	0	0	0	0	0
Custo de compras	42.200.000	0	0	0	0	0
Margem de contribuição de compras	0	0	0	0	0	0
Receita de manutenção	0	0	0	0	0	0
Custo de manutenção de equipamentos e operação	3.841.688	4.513.983	5.303.930	5.520.309	5.689.137	5.791.844
Custo de manutenção do desenvolvimento de produtos	516.985	607.458	637.388	663.391	683.679	696.022
Custo de manutenção do desenvolvimento de cliente	159.072	186.910	196.119	204.120	210.363	214.160
Margem de contribuição de manutenção	4.517.745	5.308.351	6.137.437	6.387.820	6.583.179	6.702.026
Receita de impostos	0	0	0	0	0	0
Pagamento de taxa de transmissão (CUSD)	3.083.912	3.623.597	4.257.727	4.431.425	4.566.951	4.649.399
Pagamento de impostos (PIS/COFINS/CSLL/CPMF)	3.771.998	4.432.098	5.207.715	5.420.169	5.585.934	5.686.777
Margem de contribuição de impostos	6.855.910	8.055.695	9.465.441	9.851.593	10.152.886	10.336.176
Receita de desenvolvimento de produtos	0	0	0	0	0	0
Custo de desenvolvimento de produtos	650.000	0	0	0	0	0
Margem de contribuição de desenvolvimento de produtos	650.000	0	0	0	0	0
Receita de desenvolvimento de clientes	0	0	0	0	0	0
Custo de desenvolvimento de clientes	200.000	0	0	0	0	0
Margem de contribuição de desenvolvimento de produtos	200.000	0	0	0	0	0
RESULTADO DA MARGEM DE CONTRIBUIÇÃO	-120.370.649	-92.954.749	-114.627.061	-118.931.408	-132.827.415	-146.057.141

Fonte: Estudo de Caso
Cálculos do autor

Continuação da Tabela 6.11:

Tabela: Valor presente líquido/Margem de contribuição	VPL Data 6	VPL Data 7	VPL Data 8	VPL Data 9	VPL Data 10	VPL Data 11	VPL Data 12
EVENTOS							
Vendas produtos:							
Receita de energia para venda	-113.321.356	-111.289.237	-106.277.893	-97.451.129	-83.788.635	-64.049.230	-36.727.140
Receita de energia para consumo próprio	-2.786.166	-2.736.203	-2.612.992	-2.395.974	-2.060.062	-1.574.741	-902.989
Receita vapor processo para consumo próprio	-5.887.307	-5.781.734	-5.521.383	-5.062.812	-4.353.014	-3.327.506	-1.908.060
Depreciação	9.585.542	8.783.762	7.841.671	6.734.713	5.434.038	3.905.745	2.110.000
Custos variáveis	10.162.046	9.979.816	9.530.426	8.738.890	7.513.711	5.743.588	3.293.491
Margem de contribuição operacional	-102.247.241	-101.043.595	-97.040.171	-89.436.312	-77.253.961	-59.302.144	-34.134.698
Receita de aquisição do equipamento	0	0	0	0	0	0	0
Receita da venda dos equipamentos atuais	0	0	0	0	0	0	0
Custo de manutenção dos equipamentos e operação	5.805.376	5.701.272	5.444.544	4.992.355	4.292.435	3.281.199	1.881.506
Custo de manutenção evitado	0	0	0	0	0	0	0
Custo de investimento evitado	0	0	0	0	0	0	0
Custo de eletricidade evitado	-2.768.438	-2.718.794	-2.596.367	-2.380.729	-2.046.955	-1.564.721	-897.243
Margem de contribuição de aquisição dos equipamentos	3.036.938	2.982.478	2.848.178	2.611.626	2.245.480	1.716.477	984.263
Recursos financeiros dos ativos fixos	-76.229.861	-79.384.112	-79.594.953	-76.025.258	-67.656.841	-53.251.222	-31.305.448
Juros de aplicação	-10.017.156	-10.615.124	-10.792.085	-10.423.273	-9.360.041	-7.422.031	-4.390.367
Juros de empréstimos:							
Remuneração do capital próprio	1.914.546	1.431.439	1.000.147	629.738	330.866	116.050	0
Financiamento	10.306.207	8.080.967	6.041.856	4.221.448	2.658.015	1.396.528	489.827
Custo do capital investido	12.220.753	9.512.406	7.042.004	4.851.186	2.988.881	1.512.578	489.827
Margem de contribuição financeira	-74.026.263	-80.486.830	-83.345.035	-81.597.344	-74.028.002	-59.160.674	-35.205.989
Receita de compras	0	0	0	0	0	0	0
Custo de compras	0	0	0	0	0	0	0
Margem de contribuição de compras	0	0	0	0	0	0	0
Receita de manutenção	0	0	0	0	0	0	0
Custo de manutenção de equipamentos e operação	5.805.376	5.701.272	5.444.544	4.992.355	4.292.435	3.281.199	1.881.506
Custo de manutenção do desenvolvimento de produtos	697.648	685.137	654.286	599.945	515.834	394.311	226.106
Custo de manutenção do desenvolvimento de cliente	214.661	210.811	201.319	184.598	158.718	121.326	69.571
Margem de contribuição de manutenção	6.717.685	6.597.221	6.300.149	5.776.898	4.966.986	3.796.835	2.177.183
Receita de impostos	0	0	0	0	0	0	0
Pagamento de taxa de transmissão (CUSD)	4.660.262	4.576.692	4.370.604	4.007.610	3.445.749	2.633.980	1.510.378
Pagamento de impostos (PIS/COFINS/CSLL/CPMF)	5.700.064	5.597.849	5.345.778	4.901.792	4.214.568	3.221.676	1.847.375
Margem de contribuição de impostos	10.360.326	10.174.541	9.716.382	8.909.402	7.660.318	5.855.656	3.357.753
Receita de desenvolvimento de produtos	0	0	0	0	0	0	0
Custo de desenvolvimento de produtos	0	0	0	0	0	0	0
Margem de contribuição de desenvolvimento de produtos	0	0	0	0	0	0	0
Receita de desenvolvimento de clientes	0	0	0	0	0	0	0
Custo de desenvolvimento de clientes	0	0	0	0	0	0	0
Margem de contribuição de desenvolvimento de produtos	0	0	0	0	0	0	0
RESULTADO DA MARGEM DE CONTRIBUIÇÃO	-156.158.556	-161.776.185	-161.520.498	-153.735.730	-136.409.179	-107.093.850	-62.821.487

Fonte: Estudo de Caso

Cálculos do autor

De acordo com os resultados das margens de contribuição de cada evento, pode-se verificar que a margem de contribuição operacional contribui para o pagamento dos custos fixos da empresa, isto é, é positiva.

Ao se operacionalizar o empreendimento, os recebimentos com a venda de eletricidade para a concessionária local mais a receita com a eletricidade para consumo próprio, somados a receita com o vapor de processo para consumo próprio são maiores que os desembolsos com os custos variáveis, isto é, o combustível e a depreciação do equipamento.

Da mesma forma, pode-se verificar que o evento manutenção não pode contribuir para o pagamento dos custos fixos da empresa, pois a margem de contribuição da manutenção é negativa, isto é, são necessários sacrifícios para a execução das manutenções necessárias ao empreendimento.

Dessa forma, pode-se verificar que ações efetivas em certos eventos podem em muito colaborar com a melhoria dos resultados do projeto possibilitando, assim, aos gestores verificar quais ações deverão ser efetivadas.

Portanto, fica claro que mais do que uma ferramenta de análise da viabilidade de projetos, o modelo proposto possibilita aos gestores dos projetos dados os quais, se analisados com critérios, poderão melhorar a eficácia da empresa, que é o grau com que uma organização atinge os seus objetivos, podendo ser medido entre os resultados desejados e os obtidos. Além disso, possibilita melhorar a eficiência que é a otimização dos recursos consumidos por uma organização.

Capítulo 7

Conclusão

O objetivo geral deste estudo foi o de verificar se as variáveis legais, tecnológicas, econômicas e financeiras interferem dificultando o uso adequado e eficiente da biomassa como fonte de energia no Brasil. Para tanto foi efetuada a análise das barreiras e a identificação dos pontos críticos da legislação específica para a geração de energia a partir de biomassa no Brasil.

Dentre as principais conclusões resultantes desse levantamento, pode-se destacar que:

- ✓ até a criação do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, que foi regulamentado efetivamente em 30 de março de 2004 por meio do Decreto 5.025 da Presidência da República e da Portaria 45 do MME – Ministério de Minas e Energia, não existia nenhuma forma legal que incentivasse a geração de energia a partir de biomassa no país.
- ✓ as variáveis legais e a legislação existente para a implementação de projetos de geração de eletricidade no setor sucroalcooleiro no país são adequadas para regular a geração e distribuição de eletricidade no país.
- ✓ as variáveis tecnológicas e a tecnologia comercialmente disponível estão suficientemente desenvolvidas para que os projetos de geração de eletricidade excedente no setor sucroalcooleiro possam a vir ser implementados com a eficiência desejada e considerando, ainda, que os equipamentos e serviços que se façam necessários podem ser fornecidos totalmente pela indústria nacional.

- ✓ as variáveis econômicas e financeiras sofrem alterações de acordo com a política econômica atualmente estabelecida no país. Dessa forma, pode-se concluir que a implementação do projeto de geração de eletricidade excedente na Destilaria Pindorama, considerando-se o valor de venda de eletricidade excedente estabelecido pelo PROINFA, que é atualmente de R\$ 93,77/MWh gerado, não se mostrou viável devido ao valor encontrado para a TIR ser de 8,5% com um Payback de 10 anos.
- ✓ a inviabilidade econômica-financeira demonstrada na análise econômica do projeto quando utilizado o valor de venda de eletricidade de R\$ 93,77/MWh gerado poderá ser revertida se ações como o efetivo aumento do número de dias de safra trabalhados ou a redução na frequência de paradas na produção por meio de investimentos específicos no parque industrial, na área de plantio, colheita e transporte forem implementadas.
- ✓ a utilização do valor de venda de eletricidade excedente estabelecido anteriormente a 30 de março de 2004 pelo PROINFA, que era de R\$ 119,61/MWh, permitiu evidenciar que a implementação do projeto de geração de eletricidade excedente na Destilaria Pindorama se viabilizaria devido ao valor encontrado para a TIR ser de 15,44% e com um Payback de 7 anos.
- ✓ todas as variáveis analisadas, se gerenciadas adequadamente, podem vir a ser implementadas e ainda ter comprovada, por meio de análise econômico-financeira, a sua viabilidade, bastando para tal que a premissa que os gestores do projeto obrigatoriamente devam ser competentes seja cumprida.

Face ao exposto, pode-se dizer que a Hipótese 1 adotada, qual seja, as variáveis legais, tecnológicas, econômicas e financeiras dificultam a geração e o uso adequado dos recursos energéticos provenientes de fontes de energia renováveis não fica comprovada, desde que os gestores dos projetos se dediquem a realizar esforços no sentido de transformar as limitações em oportunidades.

Com relação ao objetivo específico, qual seja o de propor alternativas que favoreçam a produção e a comercialização da energia gerada a partir de biomassa com

tecnologias eficientes, este foi alcançado por meio do Estudo de Caso da Destilaria Pindorama.

Conforme pode ser observado, este Estudo de Caso também contribuiu para comprovar a rejeição da Hipótese 1, pois ficou claro que mais importante do que questionar se os parâmetros adotados são os mais adequados ao estudo proposto, é constatar que o modelo pode ser aplicado a outros empreendimentos, bastando para tal a análise das variáveis em questão. Isto significa dizer que cabe aos gestores se questionarem e modificarem os parâmetros necessários para adequar o modelo conceitual proposto à sua realidade.

Especificamente em relação aos resultados econômicos encontrados no Estudo de Caso, pode-se concluir que os mesmos podem ser melhorados dependendo apenas da atuação dos gestores.

Vale ressaltar que o conservadorismo adotado na escolha dos parâmetros não considerou algumas oportunidades importantes para a melhoria da eficácia e da eficiência da empresa.

Dentre essas oportunidades pode-se destacar a não inclusão dos créditos de carbono, o potencial de geração de eletricidade na entre safra com a utilização das pontas e palhas da cana-de-açúcar, a possibilidade de aumento dos dias de safra e, ainda, que o fluxo de caixa foi elaborado para 12 anos, mas que a vida dos equipamentos é de aproximadamente 20 anos.

Dentro deste contexto destaca-se o fato de o empreendimento ser implementado em uma cooperativa, no caso a Cooperativa de Colonização Agropecuária e Industrial Pindorama Ltda. - Destilaria Pindorama.

A mesma possui 46 anos de atividade com 1.200 cooperados em uma área de, aproximadamente, 32 mil hectares agriculturáveis, e, segunda a mesma, atuando de forma a melhorar a qualidade de vida dos 27.000 habitantes da Colônia Pindorama, localizada no município de Coruripe, no Estado de Alagoas.

Em vista do exposto, a Hipótese 2 adotada, de que as alternativas existentes, se gerenciadas adequadamente, podem vir a ser implementadas e comprovadas a sua viabilidade por meio de análise econômico-financeira, fica confirmada.

Em suma, além dos objetivos propostos e evidenciados, espera-se com este estudo poder contribuir para o aprimoramento das técnicas de avaliação de investimentos realizados no setor. O Estudo de Caso apresentou uma metodologia nova de avaliação da viabilidade de investimentos, dentro dos limites do conhecimento aplicado às energias renováveis.

Pode-se concluir que mais do que a confirmação da viabilidade da implementação do projeto, com a metodologia adotada, pretende-se que a mesma possa vir a servir como base para outros estudos.

Ao longo da elaboração deste estudo foram identificadas algumas limitações as quais estão elencadas a seguir:

- ✓ Inexistência de informações devidamente consolidadas sobre o setor sucroalcooleiro na região Nordeste.
- ✓ Desconhecimento de bibliografia referente a estudos semelhantes implementados na região Nordeste para fins de comparação.
- ✓ Resistência de divulgação das informações consideradas estratégicas por parte dos gestores das usinas do setor sucroalcooleiro no que se refere a custos, receitas e a ganhos de produtividade.
- ✓ Análise das variáveis legais, tecnológicas, econômicas e financeiras até a data de 25 de abril de 2004.

Como sugestão para novas pesquisas propõe-se:

- ✓ O estudo e a quantificação dos impactos sociais decorrentes da implementação de um projeto de geração de eletricidade excedente no setor sucroalcooleiro.
- ✓ O estudo e a quantificação dos impactos ambientais decorrentes da implementação de um projeto de geração de eletricidade excedente no setor

sucroalcooleiro dentro das perspectivas de um programa de incentivo como o PROINFA.

- ✓ A elaboração de uma análise de sensibilidade dos parâmetros econômicos adotados no trabalho.
- ✓ A elaboração de uma análise de sensibilidade dos parâmetros técnicos no que se refere à implementação de projeto de redução de consumo de vapor de processo, mesmo que parcial, a fim de verificar o impacto dessa ação na geração de eletricidade excedente.

Conforme pode ser observado ao longo desse estudo as possibilidades de implementação de projetos de geração de energia a partir de biomassa são inúmeras dada a realidade econômica brasileira.

Entretanto, necessário se faz haver políticas de incentivo adequadas a estudos e implementação de projetos no país.

8. Bibliografia

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Diversas Resoluções**. Brasília, 2003, www.aneel.gov.br

ASSAF NETO, A. **Finanças Corporativas e Valor**. São Paulo: Atlas, 2003.

BERTO, M. A., NAKAO, Hiroshi, S. **A Análise de Investimentos em ativo fixo na Abordagem do GECON**. Artigo exigido para a conclusão da disciplina de Análise de Custos do curso de mestrado em Contabilidade e Controladoria, ministrada pelo Prof. Dr. Armando Catelli, São Paulo, Agosto de 1998.

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, Rio de Janeiro, 2003, www.bndes.gov.br,

BERNARDES, C., MARCONDES, R. C. **Teoria da Administração: gerenciando organizações**. 3º ed. São Paulo: Saraiva, 2003.

BOLOGNINI, M. F. **Externalidades na Produção de Álcool Combustível no Estado de São Paulo**. (Dissertação de Mestrado) PIPGE/USP - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1996.

BRAUNBECK, O., **Colheita de cana-de-açúcar sem queima prévia**. Trabalho realizado para o CENERGIA – Centro de Economia Energética e Ambiental da UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro, São Paulo, Agosto, 2002.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Levantamento do Potencial Real de Cogeração de Excedentes no Setor Sucroalcooleiro**. Trabalho realizado para a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica e o MME – Ministério de Minas e Energia, São Paulo, 2001.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Technical evaluation of biomass projects and elaboration of a co-generation business plan in Amazonas and Rondônia**. Trabalho realizado para a Winrock International

Institute for Agricultural Development e a USAID - United States Agency for International Development, São Paulo, 1999.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Estudo de campo para levantamento do potencial de geração de eletricidade na Região Amazônica com uso de biomassa.** Trabalho realizado para o Winrock International Institute for Agricultural Development e a USAID - United States Agency for International Development, São Paulo, 1999.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Implementação de investimentos conjuntos Brasil União Européia para geração de eletricidade a partir de biomassa no Brasil. Implantação de U.T.E.'s de Biomassa no setor sucroalcooleiro.** Trabalho realizado para a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, São Paulo, 1999.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Projeto de referência para utilização de energias renováveis na Amazônia.** Trabalho realizado para a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, São Paulo, 1999, 2000.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Identification of opportunities for the transfer of biomass technologies.** Trabalho realizado para o ECN – Netherlands Energy Research Foundation, São Paulo, Brasil, 2000.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Atlas de biomassa.** Trabalho realizado para a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, São Paulo, 2000.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Geração de eletricidade a partir de biomassa nas Cidades de Vilhena e Pimenta Bueno no Estado de Rondônia. Estudo de viabilidade técnica e econômica para a construção de duas Unidades Termo Elétricas de 4MW e 20 MW.** Trabalho realizado para a Winrock International Institute for Agricultural Development e a USAID - United States Agency for International Development, São Paulo, 2000.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Elaboração do business plan para a Gethal Amazonas S/A – Indústria de Madeira Compensada, referente à venda de eletricidade excedente. Itacoatiara – Amazonas.** Trabalho realizado para o Winrock International Institute for Agricultural

Development e a USAID - United States Agency for International Development, São Paulo, 2000.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Modelo de PPA (Power Purchase Agreement) – Contrato de suprimento de eletricidade que fazem entre si o produtor e a CEAM – Companhia Energética do Amazonas.** Trabalho realizado para a Winrock International Institute for Agricultural Development e a USAID - United States Agency for International Development, São Paulo, 2000.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Análise técnica e econômica do potencial de biomassa para geração de eletricidade na região de Salinas no norte do Estado de Minas Gerais.** Trabalho realizado para a CEMIG – Centrais Elétricas de Minas Gerais, São Paulo, 2001.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Aproveitamento energético dos resíduos industriais do setor madeireiro na Cidade de Ulianópolis no Estado do Pará.** São Paulo, 2001.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **PUREFA - Programa de Uso Racional de Energia e Fontes Alternativas.** Trabalho realizado para a FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos, São Paulo, 2002.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Improvement of Electricity Generation from Biomass in Brazil. Brazil Clean Energy and Efficient Energy Program.** Trabalho realizado para a Winrock International Institute for Agricultural Development e a USAID - United States Agency for International Development, São Paulo, 2001, 2002, 2003 e 2004.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Análise prospectiva da introdução de tecnologias alternativas de energia no Brasil, Geração de energia a partir da biomassa (exceto resíduos do lixo e óleos vegetais).** Trabalho realizado para o CENERGIA – Centro de Economia Energética e Ambiental do Programa de Planejamento Energético da COPPE – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós – Graduação em Engenharia da UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **The current of PROALCOOL, The Brazilian Alcohol Program.** Trabalho realizado para o BUN – Biomass Users Network, São Paulo, 2000.

COELHO, S. T., FREITAS, M. A. V., PALETTA, C. E. M.. **Medidas mitigadoras para a redução das emissões dos gases de efeito estufa na geração termelétrica.** Brasília: ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2000.

COELHO S. T. **Mecanismos para Implementação da Cogeração de Eletricidade a partir de Biomassa. Um Modelo para o Estado de São Paulo.** (Tese de Doutorado) PIPGE/USP- Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1999.

COELHO, S. T. **Avaliação da Cogeração de Eletricidade a Partir de Cana de Açúcar em Sistemas de Gaseificação e Turbina a Gás.** (Dissertação de Mestrado). PIPGE/USP - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1992.

COELHO, S. T. BOLOGNINI, M. F. PALETTA, C. E. M., GUARDABASSI, P. M. **Evaluation of externalities in sugarcane-origin cogeneration process in Brazil,** The First World Conference and Exhibition for Energy and Industry, Sevilla, 5-9 June, 2000.

COELHO, S. T., SILVA, O C., PALETTA, C. E. M., VARKULYA, A. **Potencial de cogeração de energia pelo uso de resíduos industriais na produção de óleo de palma,** Agrener 2000, Campinas, 2000.

COELHO, S. T., LUCAS, Jr. J., PALETTA, C. E. M., MIRANDA, F. M. **Electricity Generation from Animal Waste Biogás,** Renewable Energy Technology for Rural Development, Kathmandu Nepal, 12 – 14, October, 2003.

COELHO, S. T., PALETTA, Carlos E. M., VARKULYA, A. Jr., GUARDABASSI, P. MARTINS, O.S. **Technical and Economic Feasibility of Electricity Generation from Wood Reforestation in Amazon,** 12th European Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, Amsterdam, 17 – 21, June, 2002.

COELHO, S. T., PALETTA, C. E. M., VARKULYA, A. Jr., GUARDABASSI, P. MARTINS, O. S. **Eletricidade a partir de Madeira de Reflorestamento - Estudo de Caso na Região Amazônica**, Forest 2000 – VI Congresso e Exposição Internacional sobre Florestas, Porto Seguro, Outubro, 2000.

COPERSUCAR, Convênio Eletrobrás – Copersucar. **Geração de Energia Elétrica em Usinas e Destilarias. Relatório Técnico Financeiro**. São Paulo, 1991.

CORONATO, O. **Controladoria no Atacado e Varejo**. São Paulo: Atlas, 2001.

CORTEZ, L. A. B., LORA, E. S. **Tecnologias de Conversão Energética da Biomassa, Série Sistemas Energéticos II**. Manaus: EDUA/EFEI, 1997.

CTC – Centro de Tecnologia da Copersucar, **Informativo do Centro de Tecnologia Copersucar**, Projeto BRA/96/G31 Geração de Energia por Biomassa, Bagaço da Cana-de-Açúcar e Resíduos, Piracicaba, 03 (junho) e 04 (setembro), 1998.

FIPECAFI. **Controladoria: uma abordagem da Gestão Econômica – GECON**. 2º ed. Armando Catelli (coord.) São Paulo: Atlas, 2001.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios da administração financeira**. 7 ed. São Paulo : Harbra, 1997.

GUERREIRO, R. **A Meta da Empresa**. São Paulo: Atlas, 1996.

GOLDEMBERG, J., DONDERO, L. D. **Energia Meio Ambiente & Desenvolvimento**, 2º ed. São Paulo: EDUSP, 2003.

HORTA NOGUEIRA, L. A. **Análise da Utilização de Energia na Produção de Álcool de Cana-de-Açúcar** (Tese de Doutorado), UNICAMP, Campinas, 1987.

IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas, **Manual de Recomendações: Conservação de Energia na Indústria do Açúcar e Álcool**, Camargo, C. A. (coord.), São Paulo: IPT, 1990.

KERLINGER, Fred N. **Metodologia da pesquisa em Ciências Sociais: um tratamento conceitual**. São Paulo : EPU, 1980.

KWANDISKA, E. L. **Introdução à Administração**. 5º ed. São Paulo: Atlas, 1995.

KOTLER, P. **Administração de marketing**. São Paulo: Prentice-Hall, 2002.

MACEDO, Isaias de Carvalho, LEAL, Manoel Regis Lima Verde e SILVA, João Eduardo Azevedo. **Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) na Produção e Uso do Etanol no Brasil**, 2004.

MACEDO, I. C. **A Tecnologia para o Setor Sucro-alcooleiro: Situação Atual e Perspectivas**, in: FERNANDES, E. S. L., COELHO, S. T. (coord.) *Perspectivas do Álcool Combustível no Brasil*. São Paulo: IEE/USP, 1996, pp. 57-64.

MARTINS, G., LINTZ, A. **Guia para elaboração de trabalhos de conclusão de curso**. São Paulo: Atlas, 2000.

MARTINS, G., PINTO, R. L. **Manual para elaboração de trabalhos acadêmicos**. São Paulo: Atlas, 2001.

MARTINS, O. S. **Parâmetros técnicos para a geração de energia elétrica a partir de biomassa**. Trabalho realizado para o MME – Ministério de Minas e Energia no âmbito do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. São Paulo: 2003.

MOREIRA, J. R., GOLDEMBERG, J. The Alcohol Program, **Revista Energy Policy**, nº 27. São Paulo, 1999.

MOREIRA, J. R., PALETTA, C. E. **The Brazilian Electric Sector**. São Paulo, Brasil, 2000.

ONS – Operador Nacional do Sistema, www.ons.org.br

PALETTA, C. E. M. **Parâmetros econômicos para a geração de energia elétrica a partir de biomassa**. Trabalho realizado para o MME – Ministério de Minas e Energia no âmbito do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. São Paulo: 2003.

PALETTA, C. E. M. **Final Report Brazilian sugar/alcohol plants**, International Seminar-Training Energy Conservation in Sugar Plants. Malmö - Sweden. October, November, December, 1999.

PALETTA, C. E. M. **Modelo conceitual de decisão relativo ao desenvolvimento de produtos e clientes: uma contribuição para a eficácia da empresa**. Trabalho apresentado à disciplina de Gestão de Custos, sob a orientação do Prof. Dr. Armando Catelli, cursada no programa de pós-graduação (Doutorado) do Departamento de Contabilidade e Atuária da Faculdade de Economia e Administração da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

PELEIAS, I. R. **Controladoria: gestão eficaz utilizando padrões**. São Paulo: Saraiva, 2002.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, **Diversas Leis e Decretos**. Brasília, 2003, www.planalto.gov.br.

SIMÕES, Neriberto, O Nordeste Descobre o Brasil: Produção: êxodo forçado por limitações de mercado e falta de espaço geográfico. **Jornalcana Nordeste**, ano I, nº 1, setembro, 2003, pg. 8 e 9.

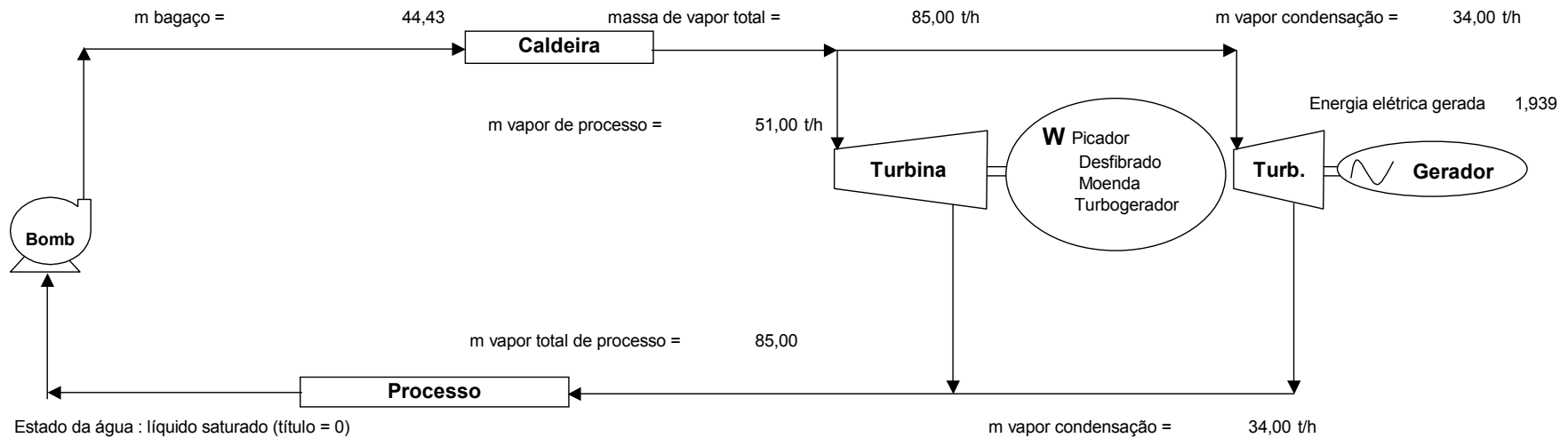
ÚNICA – União da Agro Indústria Canavieira de São Paulo, São Paulo, 2004, www.unica.com.br

WALTER, A. C. S. **Viabilidade e Perspectivas da Co-geração e da Geração Termelétrica junto ao Setor Sucro-Alcooleiro.** (Tese de Doutorado) UNICAMP, Campinas, 1994.

APÊNDICE I

Análise Técnica – Situação Atual

**Cooperativa de Colonização Agropecuária e Industrial Pindorama Ltda - Destilaria Pindorama
Coruripe - AL - Situação atual
Projeto - Cálculos referentes a configuração utilizando caldeira
de 21 bar com turbina de simples estágio e
extração para o processo de 85 t de vapor de 1,5 bar.**



Estado da água : líquido saturado (título = 0)

volume específico = 0,001053 m³/kg

Cálculo da entalpia na saída da bomba

Rendimento 80%

	Pressão (bar)	Entalpia (kcal/kg)
Entrada	2,5	128,06
Saída	22	hs

hs =	128,54	kcal/kg
hs =	537,30	kJ/kg

hs real = 128,66 kcal/kg

W bomba = 40858,5850 kcal/h
0,0475 MW

Fórmula utilizada : $hs = he + v \cdot (Ps - Pe) \cdot \frac{10^4}{427}$

hs - entalpia de saída

he - entalpia de entrada

v - volume específico

Ps - pressão de saída

Pe - pressão de entrada

$\frac{10^4}{427}$ Fator de conversão de unidades

2 - Cálculo do vapor produzido na caldeira

caldeira	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia (kcal/kg)	Entalpia (kJ/kg)
Entrada	22	85	128,66	537,80
Saída	22	280	710,53	2970

Fórmula utilizada :

$$mv = \frac{n \cdot mr \cdot PCI}{(hs - he)}$$

$$Q \text{ cald} = 69.861.301,02 \text{ kcal/h} \\ 81,23 \text{ MW}$$

Dados do combustível

Biomassa (tipo)	PCI (kcal/kg)	Consumo (t/h)
	1850	44,43

mv =	85000,00	kg/h
mv =	85,00	t/h

mv - vazão de vapor produzido
 mr - vazão de biomassa consumida
 PCI - Poder Calorífico Inferior
 hs - entalpia de saída
 he - entalpia de entrada

3 - Cálculo das turbinas

3.1 - Turbina de acionamento das moendas (Tam)

TV	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia real (kcal/kg)	Entalpia (kJ/kg)	Entalpia (hiso) (kcal/kg)	Entalpia (hiso) (kJ/kg)
Entrada	22	280	710,53	2970	710,53	2970
Saída	2,5	150	661,48	2765	609,33	2547

Primeiramente será calculado o rendimento da Turbina

Fórmula utilizada :

$$n = (hs_{real} - he_{real}) / (hs_{iso} - he_{iso})$$

hs_{real} - entalpia real de saídahe_{real} - entalpia real de entradahs_{iso} - entalpia isoentrópica de saídahe_{iso} - entalpia isoentrópica de saída

$$n = 0,48 \\ n = 48,46 \%$$

Com o valor do rendimento, calcula-se a potência da turbina - $W(Tam)$:

Massas de vapor utilizadas nos equipamentos

mv (picador1)=	7,00 ton / h
mv (picador2)=	5,00 ton / h
mv (desfibrador)=	13,00 ton / h
mv(moenda)=	26,00 ton / h
mv total=	51,00 ton / h

Fórmula utilizada :

$$W(Tam) = mv.(hs - he)$$

$$W(Tam) = 2908,37 \text{ kW}$$

Quantidade de cana moída por hora=	154 ton de cana/hora
Consumo de energia mecânica =	18,85 kWh/ ton cana

W(TV)=	2501196,17	kcal/h
W(TV)=	2908,37	kW
W(TV)=	2,908	MW

Quantidade de vapor necessária =	51.000,00 kg/h
Quantidade de vapor necessária =	51,00 ton/h

3.1 - Turbina de alta pressão (Tap)

vazão de vapor da caldeira(mv)	mv caldeira=	85,00 t/h
vazão de vapor da turbina moendas(mv)	mvTam=	51,00 t/h
vazão de vapor da Tap	mv Tap=	34,00 t/h

$$mv \text{ Tap} = 9,4444 \text{ kg/s}$$

TV	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia real (kcal/kg)	Entalpia (kJ/kg)	Entalpia (hiso) (kcal/kg)	Entalpia (hiso) (kJ/kg)
Entrada	22	280	710,53	2970	710,53	2970
Saída	2,5	150	661,48	2765	609,33	2547

Primeiramente será calculado o rendimento da Turbina

Fórmula utilizada :

$$\eta = (h_{sreal} - h_{ereal}) / (h_{siso} - h_{eiso})$$

h_{sreal} - entalpia real de saída

h_{ereal} - entalpia real de entrada

h_{siso} - entalpia isoentrópica de saída

h_{eiso} - entalpia isoentrópica de saída

$$\eta = 0,48$$

$$\eta = 48,46 \%$$

Com o valor do rendimento real de saída, calcula-se a potência da turbina - $W_{(Tap)}$:

Fórmula utilizada :

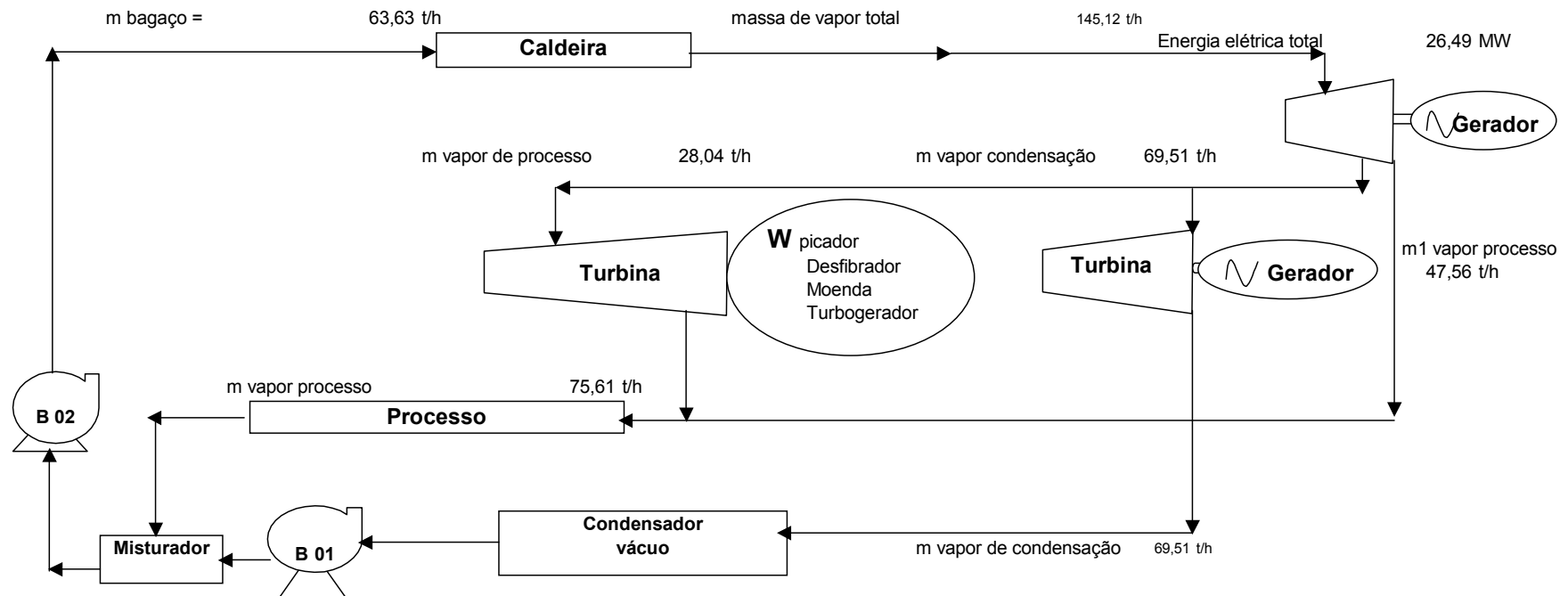
$$W_{(TV)} = m \cdot v \cdot (h_s - h_e)$$

$W_{(TV)} =$	1667464,11	kcal/h
$W_{(TV)} =$	1938,91	kW
$W_{(TV)} =$	1,939	MW

APÊNDICE II

Análise Técnica – Situação de Expansão

Cooperativa de Colonização Agropecuária e Industrial Pindorama Ltda - Destilaria Pindorama
 Coruripe - AL - Situação Expansão - Geração somente na safra
 Projeto - Cálculos referentes a configuração utilizando caldeira
 de 65 bar com turbina de condensação e
 extração para o processo de 75 t de vapor de 1,5 bar.




Cálculo de saída da entalpia da bomba = entalpia de entrada na caldeira

Estado da água : líquido saturado (título = 0)

volume específico = 0,001053 m³/kg

Cálculo da entalpia na saída da bomba 02

Rendimento 80%

 B 02	Pressão (bar)	Entalpia (kcal/kg)
Entrada	2,5	61,37
Saída	66	hs

hs =	62,94	kcal/kg
hs =	263,07	kJ/kg

hs real = 63,33 kcal/kg

W bomba = 227248,53 kcal/h

W bomba = 264,24 kW

W bomba = 0,2642 MW

Fórmula utilizada : $hs = he + v.(Ps - Pe) \cdot 10^4$

427

hs - entalpia de saída

he - entalpia de entrada

v - volume específico

Ps - pressão de saída

Pe - pressão de entrada

$\frac{10^4}{427}$ Fator de conversão de unidades


Cálculo de saída da entalpia da bomba = entalpia de entrada na caldeira

Estado da água : líquido saturado (título = 0)

volume específico = 0,001053 m³/kg

Cálculo da entalpia na saída da bomba 01

Rendimento 80%

 B 01	Pressão (bar)	Entalpia (kcal/kg)
Entrada	1,11	581,10
Saída	2,5	hs

hs =	581,13	kcal/kg
hs =	2429,12	kJ/kg

hs real = 581,14 kcal/kg

W bomba = 2382,76 kcal/h

W bomba = 2,7707 kW

W bomba = 0,002771 MW

W bombas = 0,2670 MW

2 - Cálculo do vapor produzido na caldeira

caldeira	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia (kcal/kg)	Entalpia (kJ/kg)
Entrada	66	90,0	91,39	382,00
Saída	66	480	805,50	3367

Fórmula utilizada :

$$mv = \frac{n \cdot mr \cdot PCI}{(hs - he)}$$

Q cald= 103.632.249,11 kcal/h

Q cald= 120,50 MW

Dados do combustível

Biomassa (tipo)	PCI (kcal/kg)	Consumo (t/h)
	1850	63,63

mv - vazão de vapor produzido
 mr - vazão de biomassa consumida
 PCI - Poder Calorífico Inferior
 hs - entalpia de saída
 he - entalpia de entrada

mv = 145119,87 kg/h**mv = 145,12 t/h**

3 - Cálculo das turbinas

3.1 - Turbina de acionamento das moendas (Tam)

TV	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia real (kcal/kg)	Entalpia real (kJ/kg)	Entalpia (hiso) (kcal/kg)	Entalpia (hiso) (kJ/kg)
Entrada	22	332,9	739,47	3091,00	739,47	3091
Saída	2,5	111,14	654,07	2734,00	625,60	2615

0,75

Fórmula utilizada :

0,578

$$n = \frac{(hs_{real} - hereal)}{(hs_{iso} - heiso)}$$

hsreal - entalpia real de saída

hereal - entalpia real de entrada

hs real =

2734,00 kJ/kg

⇔

TEMPERATURA

hsiso - entalpia isoentrópica de saída

heiso - entalpia isoentrópica de saída

hs real =

654,07 kcal/kg

DE SAÍDA

sreal =

7,22 kJ/kg.K

111,14 °C

n= 0,75

n= 75,00 %

Fórmula utilizada :

$$W(Tam) = mv \cdot (hs - he)$$

ou

$$W(Tam) = \frac{13,26 \text{ kWh/ton de cana moída/hora}}{210 \text{ ton de cana/hora}}$$

$$W(Tam) = 2.784,86 \text{ kW}$$

W(TV)=	2394978,25	kcal/h
W(TV)=	2784,86	kW
W(TV)=	2,785	MW

Quantidade de vapor necessária = 28.042,04 kg/h
 Quantidade de vapor necessária = 28,04 ton/h

3.1 - Turbina de alta pressão 1 (Tap)

vazão de vapor da caldeira(mv)	mv caldeira=	145,12 t/h
vazão de vapor da turbina moendas(mv)	mvTam=	28,04 t/h
vazão de vapor necessária no processo	mvp=	75,61 t/h
vazão de vapor da Tap	mv Tap=	47,56 t/h
vazão de vapor turbina de condensação	mv Tcond=	69,51 t/h
vazão de vapor (mv)	mv =	145,12 t/h
	mv=	40,3111 kg/s

Tap	Pressão (atm)	Temperatura (°C)	Entalpia real (kcal/kg)	Entalpia real (kJ/kg)	Entalpia (hiso) (kcal/kg)	Entalpia (hiso) (kJ/kg)
Entrada	66	480	805,50	3367	788,76	3367
Saída	22	350	hs	hs	733,73	3067

Primeiramente será calculado a entalpia real de saída (hs)

Fórmula utilizada :

$$hs \text{ real} = n \cdot (hs \text{ iso} - he \text{ iso}) + he \text{ real}$$

hs real - entalpia real de saída
 hiso - entalpia isoentrópica

hs real =	3091,00 kJ/kg	→	TEMPERATURA DE SAÍDA
hs real =	739,47 kcal/kg		331,6 °C
sreal =	6,77 kJ/kg.K		

Fórmula utilizada :

$$W(\text{Tap}) = m \cdot v \cdot (h_s - h_e)$$

W(Tap)=	6441423,52	kcal/h
W(Tap)=	7490,03	kW
W(Tap)=	7,49	MW

Vapor= 97,55 t vapor/hora

3.2 - Cálculo da turbina de Alta pressão 2 (Tbp)

Fórmula utilizada :

mv turbina moendas(extraída) =	28,04	t/h
	7,789	kg/s

$$mTbp = mv \text{ necessário processo} - mv \text{ turbina moendas}$$

$$mTbp = 47,56 \text{ t/h}$$

$$\text{rendimento isoentrópico (niso)} = 0,88$$

Tbp	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia real (kcal/kg)	Entalpia real (kJ/kg)	Entalpia (hiso) (kcal/kg)	Entalpia (hiso) (kJ/kg)
Entrada	66	480	739,47	3367,00	805,50	3367,00
Saída	2,5	150	hs	hs	603,11	2521

Cálculo da entalpia de saída real :

Fórmula utilizada :

$$h_s \text{ real} = n \cdot (h_s \text{ iso} - h_e \text{ iso}) + h_e \text{ real}$$

hs - entalpia real de saída

hiso - entalpia isoentrópica

$$\begin{array}{l} h_s = 2622,52 \text{ kJ/kg} \\ h_s = 627,40 \text{ kcal/kg} \end{array} \Rightarrow$$

Temperatura de Saída
111,4 °C (tabela)

Com o valor da entalpia real de saída, calcula-se a potência da turbina - W(Tbp):

Fórmula utilizada :

$$W(Tbp) = mv \cdot (hs - he)$$

W(Tbp) =	5330918,43	kcal/h
W(Tbp) =	6198,74	kW
W(Tbp) =	6,20	MW

3.3 - Cálculo da turbina de condensação (Tcond)

Fórmula utilizada :

mv turbina cond =	69,51	t/h
	19,309	kg/s

mv T cond = mv total - mv processo

mv Tcond = 69,51 t/h

rendimento isoentrópico (niso) = 0,79

Tcond	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia real (kcal/kg)	Entalpia real (kJ/kg)	Entalpia (hiso) (kcal/kg)	Entalpia (hiso) (kJ/kg)
Entrada	22	331,6	739,47	3091,00	739,47	3091,00
Saída	0,14	45,81	hs	hs	539,00	2253

Cálculo da entalpia de saída real :

Fórmula utilizada :

$$hs_{real} = n \cdot (hs_{iso} - he_{iso}) + he_{real}$$

hs - entalpia real de saída

hiso - entalpia isoentrópica

hs = 2428,98 kJ/kg
hs = 581,10 kcal/kg



Temperatura de Saída
52,55 °C (tabela)

Com o valor da entalpia real de saída, calcula-se a potência da turbina - $W(Tbp)$:

Fórmula utilizada :

$$W(Tcond) = mv \cdot (hs - he)$$

W(T cond) =	11009305,51	kcal/h
W(T cond) =	12801,52	kW
W(T cond) =	12,80	MW

4 - cálculo da potência total (W_{total})

$$W(total) = W Tap + W Tbp + W T cond$$

W(total) =	26,49	MW
-------------------	--------------	-----------

Balanço de energia no misturado

Cálculo da entalpia de saída no misturador (h_{smist} = entalpia de entrada na bomba)
alimento 85,00%

Misturador		Correntes de entrada		
		Entalpia (kJ/kg)	Vazão de vapor (kg/s)	Vazão de vapor (t/h)
processo	entrada	3091	21,00	75,61
	saída *	377		
condensador	entrada	2428,98	19,31	69,51
	saída**	220		

$h_{smist} =$	256,53	kJ/Kg
$h_{smist} =$	61,37	kcal/kg

* $p = 2,5$ bar h_s processo = 377 kJ/kg
 $t = 90$ °C

** $p = 0,14$ bar h_s condensador : 220 kJ/kg
 $x = 0$

APÊNDICE III

Cálculo do custo do vapor de processo e valor da eletricidade através do método de cálculo da análise termoeconômica em base exergética, metodologia desenvolvida em (COELHO, 1999).

Coelho (1999), em sua tese de doutoramento, desenvolveu uma metodologia para o cálculo dos custos do vapor de processo e eletricidade para consumo próprio. Esta metodologia baseou-se no método de cálculo da Análise Termoeconômica em base exergética e de acordo com a Segunda Lei da Termodinâmica.

De acordo com a referida metodologia a partir da implementação de um novo projeto de geração de eletricidade excedente em uma usina, pode-se identificar duas personalidades distintas existentes, sendo elas:

- a) A usina de cana-de-açúcar que possui o bagaço de cana-de-açúcar e precisa de vapor de processo e eletricidade de para consumo próprio.
- b) O empreendimento de geração de energia que poderá vender eletricidade e vapor de processo para a usina e eletricidade excedente para a rede de distribuição de energia local, comprando o bagaço de cana-de-açúcar da usina.

Considera-se também que atualmente a usina produz todo o vapor de processo e eletricidade necessárias para consumo próprio a partir das instalações já existentes e, portanto totalmente amortizadas, visto que as mesmas datam de mais de 20 anos atrás.

Em virtude de os equipamentos atuais já estarem totalmente amortizados, no cálculo do custo do vapor de processo e da eletricidade para consumo próprio somente será considerado um custo anual de manutenção de 20% do valor atual das instalações existentes.

Pelo exposto, pode-se concluir que a partir do princípio que a usina é a dona do bagaço de cana-de-açúcar, a mesma deverá receber pelo bagaço entregue a usina de geração de eletricidade. O empreendimento de geração de eletricidade, por sua vez, receberá da usina pelo vapor de processo e pela eletricidade entregue para a usina para consumo próprio da mesma.

Entretanto, para a determinação do custo de vapor e eletricidade para consumo próprio algumas hipóteses devem ser adotadas segundo consta em Coelho (1999).

No caso da Destilaria Pindorama, assume-se as seguintes hipóteses tendo por base a metodologia desenvolvida por Coelho (1999):

Hipóteses:

- Condições ambientais (para cálculo da exergia específica):
Pressão: 1 atm
Temperatura: 25 ° C

- Custo da biomassa adotado (conforme discutido no item 5.12 do Capítulo 5):
Bagaço de cana-de-açúcar = R\$ 5,00/tonelada = $6,5 \times 10^{-7}$ R\$/kJ
Poder calorífico inferior - Pci do bagaço da cana-de-açúcar: 1.700 kcal/kg
Umidade: 50%

- Taxas de juros utilizados:
16, 5% ao ano para a remuneração do montante do capital próprio
14% ao ano para o pagamento de juros do capital financiado

- Regime de operação da Destilaria Pindorama (localizada na região Nordeste):
Dias de operação por ano: 163 dias/ano
Fator de utilização: 85,00 %
Número de horas efetivas trabalhadas por ano: 3.325 horas

- Condições do vapor de processo:
Vapor superaquecido: 150 °C
Pressão do vapor: 1,5 bar (manométrica)
Quantidade de vapor de processo: 85 ton/h
Quantidade de biomassa (bagaço da cana-de-açúcar): 49,36 t/h

- Situação atual da Destilaria Pindorama:
Equipamentos atuais existentes:
2 caldeiras de 21 bar, 280 ° C
2 turbo geradores de 1.250 kW cada
Valor das instalações atuais: R\$ 5.000.000,00

- Situação de Expansão da Destilaria Pindorama:
1 caldeira de 65 bar (manométrico), 480 ° C
1 turbo gerador de contra pressão com extração de 10 MW
1 turbo gerado de condensação de 17 MW
Valor do investimento necessário na Situação de Expansão (conforme descrito no item 5.2 do Capítulo 5): R\$ 42.200.000,00

Destilaria Pindorama

AValiação TERMOECONômICA DA COGERAÇÃO A PARTIR DE RESÍDUOS METODO DO TRABALHO COMO SUB-PRODUTO

PARTE I - AVALIAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

Considerando que os equipamentos já estão amortizados
sem considerar o custo da água de alimentação

$$\text{exv} = (h-h_0) - T_0(s-s_0)$$

$$\text{cvb}(\text{at}) * \text{mvb}(\text{at}) * \text{exvb} = (\text{PCIb}) * \text{mb}(\text{at}) * \text{cb}$$

$$\text{cv}(\text{at}) = (\text{PCIb}) * \text{mb}(\text{at}) * \text{cb} / (\text{W}(\text{at}) + \text{mv}(\text{at}) * \text{exv})$$

v=vapor de processo

b=biomassa

Dados de entrada da situação atual

Condições ambientais

Pressão:	1 atm
Temperatura:	25 ° C
h ₀ :	25 kcal/kg
s ₀ :	0,0879 kcal/kg°K
Pci biomassa:	1850 kcal/kg
	7733 kJ/kg

Custo da biomassa:

	5,00 R\$/t
	5.000.000,00 R\$/GJ
	6,5E-07 R\$/kJ

Condições financeiras:

i:	14,50%
n:	12 anos
FRC=	0,180559384

Investimento	Juros		Juros médio
20,00%	16,50%		14,50%
80,00%	14,00%		

Operação:

Dias/ano	163
Fator de utilização	85,00%
Horas/ano	3.325

Situação atual Ano - 2002**Vapor de baixa:**

Quantidade	85,00 ton/hora
Quantidade	23,61 kg/s
saturado	1,5 bar
Temperatura	150 ° C
h	663,39 kcal/kg
s	1,7749 kcal/kg °K

Exergia do vapor de baixa(exv)

$$\text{exv} = (h-h_0) - T_0(s-s_0)$$

exv =	135,66 kcal/kg
exv =	567,08 kJ/kg
mb(at)=	49,36 t/h
mb(at)=	13,71 kg/s
custo de biomassa	820.659,36 R\$/ano

Custo do vapor

$$\text{cvb(at)} * \text{m vb(at)} * \text{exvb} = (\text{PCIb}) * \text{mb(at)} * \text{cb}$$

cvb(at)	5,12E-06 R\$/kJ
cvb(at)	18,43 R\$/MWh
cvb(at)	2,90 R\$/t

Custo da eletricidade/energia mecânica total gerada

$$\text{ce(R\$/kJ)} * \text{W(kW)} + \text{cvb(R\$/kJ)} * \text{exvb(kJ/kg)} * \text{m vb(kg/s)} = \text{PCI(kJ/kg)} * \text{mb(kg/s)} * \text{cb(R\$/kJ)} + \text{ccap(R\$/s)} * 20\% \text{ (só manutenção)}$$

logo

$$\text{ce} = (\text{PCI} * \text{mb} * \text{cb} + \text{ccap} - \text{cvb} * \text{m vb} * \text{exvb}) / (\text{W})$$

		pci	7.733	kJ/kg
		mb	13,71	kg/s
		cb	6,5E-07	R\$/kJ
		ccap	0,08305529	R\$/s
		cvb	5,12E-06	R\$/kJ
		exvb	567,08	kJ/kg
		m vb	23,61	kg/s
		W	2.000	kW
ce=	8,31E-06 R\$/kJ			
	29,90 R\$/MWh			
Custo de O&M	5,00%			
	1,49 R\$/MWh			
Custo da eletricidade	31,39 R\$/MWh			

APÊNDICE IV

**Evolução da moagem de cana-de-açúcar, da produção
de açúcar e álcool no Brasil**

Tabela 1: Produção de cana-de-açúcar - Brasil (em toneladas)							
ESTADOS/SAFRA	97/98	98/99	99/00	00/01	01/02	02/03	03/04
ACRE	0	0	0	0	0		
RONDÔNIA	0	0	0	0	0		
AMAZONAS	0	0	0	0	201.036	255.852	250.881
PARÁ	247.045	307.650	521.339	527.383	283.406	311.492	419.514
TOCANTINS	184.761	20.962	0	0	0		
MARANHÃO	898.988	1.118.330	938.174	799.490	1.094.115	1.105.114	1.303.509
PIAUI	337.032	312.580	218.022	248.289	273.691	284.180	322.802
CEARÁ	325.613	367.684	131.166	65.671	73.637	88.954	63.907
R. G. NORTE	2.645.204	2.807.772	1.892.617	2.388.270	1.841.004	2.681.857	2.011.104
PARAIBA	5.329.824	3.888.104	3.418.496	3.594.320	3.231.238	4.335.516	419.514
PERNAMBUCO	16.970.789	15.588.250	13.320.164	14.366.994	11.534.865	14.891.497	11.173.403
ALAGOAS	23.698.079	17.345.105	19.315.230	25.198.251	15.606.914	22.645.220	17.068.453
SERGIPE	1.063.417	1.037.538	1.163.285	1.413.639	806.761	1.429.746	1.653.046
BAHIA	2.581.225	2.347.217	2.098.231	1.920.653	1.875.955	2.213.955	1.988.762
NORTE-NORDESTE	54.281.977	45.141.192	43.016.724	50.522.960	36.822.622	50.243.383	36.674.895
MINAS GERAIS	11.971.312	13.483.617	13.599.488	10.634.653	12.206.260	15.599.511	18.608.412
ESPÍRITO SANTO	2.465.729	1.942.022	2.126.902	2.554.166	2.010.903	3.292.724	2.952.895
RIO DE JANEIRO	4.926.275	5.191.421	4.953.176	3.934.844	3.072.603	4.478.142	4.577.007
SÃO PAULO	181.511.031	199.521.253	194.234.474	148.226.228	176.574.250	192.486.643	207.572.538
PARANÁ	24.874.691	24.224.519	24.351.048	19.320.856	23.075.623	23.892.645	28.485.775
SANTA CATARINA	0	0	0			0	0
R. G. SUL	45.459	32.493	0		80.262	102.999	93.836
MATO GROSSO	9.788.430	10.306.270	10.110.766	8.669.533	10.673.433	12.384.480	14.349.933
MATO GROSSO DO SU	5.916.046	6.589.965	7.410.240	6.520.923	7.743.914	8.247.056	8.892.972
GOIÁS	8.192.963	8.536.430	7.162.805	7.207.646	8.782.275	9.922.493	13.041.232
CENTRO-SUL	249.691.936	269.827.990	263.948.899	207.068.849	244.219.523	270.406.693	298.574.600
BRASIL	303.973.913	314.969.182	306.965.623	257.591.809	281.042.145	320.650.076	335.249.495

Fonte: Unica - União da Agroindústria Canaveieira de São Paulo, 2004

Tabela 2: Produção de álcool total - Brasil (em m³)							
ESTADOS/SAFRAS	97/98	98/99	99/00	00/01	01/02	02/03	03/04
ACRE	0	0	0	0	0	0	0
RONDÔNIA	0	0	0	0	0	0	0
AMAZONAS	0	0	0	3.854	2.666	3.889	4.375
PARÁ	16.238	15.551	25.504	31.273	24.993	26.426	35.015
TOCANTINS	16.675	1.257	0	0	0	0	0
MARANHÃO	64.402	71.916	57.174	46.944	75.097	83.579	89.865
PIAUI	25.140	22.781	15.440	16.624	18.676	22.831	22.373
CEARÁ	12.554	17.122	2.435	783	1.186	976	317
R. G. NORTE	131.768	110.188	68.558	93.809	64.381	99.015	62.217
PARAÍBA	310.279	257.090	201.593	218.322	203.845	240.367	202.298
PERNAMBUCO	549.545	433.504	339.893	297.324	188.942	306.974	231.219
ALAGOAS	838.583	561.233	550.514	712.634	380.692	567.868	401.136
SERGIPE	78.129	64.186	46.839	58.620	29.632	61.325	29.944
BAHIA	101.623	76.388	60.142	48.484	52.274	57.891	47.254
NORTE-NORDESTE	2.144.936	1.631.216	1.368.092	1.528.671	1.400.000	1.471.141	1.126.013
MINAS GERAIS	641.606	636.595	643.663	485.063	524.441	635.816	771.732
ESPIRITO SANTO	176.845	119.840	126.221	150.663	131.020	202.559	183.959
RIO DE JANEIRO	134.877	105.363	117.853	92.596	64.792	109.042	107.934
SÃO PAULO	9.493.058	9.072.463	8.486.735	6.439.113	7.118.891	7.690.689	8.806.942
PARANÁ	1.311.122	1.023.343	1.031.313	799.364	960.270	980.472	1.224.010
SANTA CATARINA	0	0	0	0	0	0	0
R. G. SUL	2.986	2.022	0	0	5.306	6.411	6.045
MATO GROSSO	595.962	527.970	542.733	464.357	580.127	653.919	792.169
MATO GROSSO DO SUL	393.566	345.446	371.193	314.777	396.521	418.052	480.571
GOIÁS	512.556	447.949	314.523	318.431	379.284	455.124	646.344
CENTRO-SUL	13.262.578	12.280.991	11.634.234	9.064.364	10.160.652	11.152.084	13.019.706
BRASIL	15.407.514	13.912.207	13.002.326	10.593.035	11.560.652	12.623.225	14.145.719

Fonte: Unica - União da Agroindústria Canavieira de São Paulo, 2004

Tabela 3: Produção de álcool hidratado - Brasil (em m³)							
ESTADOS/SAFRA	97/98	98/99	99/00	00/01	01/02	02/03	03/04
ACRE	0	0					
RONDÔNIA	0	0					
AMAZONAS	0	0		3.854	1.703	3.889	4.375
PARÁ	16.238	8.136	11.344	19.081	10.945	9.749	4.319
TOCANTINS	16.675	1.257					
MARANHÃO	26.224	34.784	13.734	8.026	9.383	6.224	5.609
PIAUÍ	24.833	14.020	8.958	8.198	13.169	11.602	4.347
CEARÁ	12.554	17.122	2.435	783	1.186	976	317
R. G. NORTE	92.666	71.285	27.459	60.998	36.913	50.336	28.535
PARAÍBA	186.111	137.025	104.099	105.514	134.239	133.754	113.334
PERNAMBUCO	277.140	212.904	185.758	132.979	89.254	152.297	100.589
ALAGOAS	457.941	185.670	218.078	313.943	154.035	312.048	255.244
SERGIPE	46.768	34.828	27.750	37.152	12.952	28.294	14.821
BAHIA	83.494	54.384	29.470	19.564	21.514	16.314	17.715
NORTE-NORDESTE	1.240.644	771.415	629.085	710.092	485.293	725.483	549.205
MINAS GERAIS	484.001	315.369	269.300	204.914	193.003	303.945	389.904
ESPÍRITO SANTO	68.878	57.445	37.524	49.200	54.721	81.355	62.290
RIO DE JANEIRO	85.688	59.005	47.562	39.597	40.832	64.543	68.313
SÃO PAULO	5.913.181	5.693.936	4.692.078	2.884.080	2.879.691	3.101.115	2.872.221
PARANÁ	894.827	674.336	599.306	536.935	598.063	580.900	735.306
SANTA CATARINA	0	0	0			0	0
R. G. SUL	2.986	2.022	0		5.306	6.411	6.045
MATO GROSSO	395.282	234.501	222.901	195.743	304.120	330.393	313.081
MATO GROSSO DO SUL	334.747	208.954	192.014	175.605	171.320	214.707	260.820
GOIÁS	303.397	232.891	180.355	175.905	183.408	198.907	273.286
CENTRO-SUL	8.482.987	7.478.459	6.241.040	4.261.979	4.430.464	4.882.276	4.981.266
BRASIL	9.723.631	8.249.874	6.870.125	4.972.071	4.915.757	5.607.759	5.530.471

Fonte: Unica - União da Agroindústria Canaveieira de São Paulo, 2004

Tabela 4: Produção de álcool anidro - Brasil (em m³)							
ESTADOS/SAFRA	97/98	98/99	99/00	00/01	01/02	02/03	03/04
ACRE	0						
RONDÔNIA	0						
AMAZONAS	0				963		
PARÁ	0	7.415	14.160	12.192	14.048	16.677	30.696
TOCANTINS	0						
MARANHÃO	38.178	37.132	43.440	38.918	65.714	77.355	84.256
PIAUÍ	307	8.761	6.482	8.426	5.507	11.229	18.026
CEARÁ	0						
R. G. NORTE	39.102	38.903	41.099	32.811	27.468	48.679	33.682
PARAÍBA	124.168	120.065	97.494	112.808	69.606	106.613	88.964
PERNAMBUCO	272.405	220.600	154.135	164.345	99.688	154.677	130.630
ALAGOAS	380.642	375.563	332.436	398.691	226.657	255.820	145.892
SERGIPE	31.361	29.358	19.089	21.468	16.680	33.031	15.123
BAHIA	18.129	22.004	30.672	28.920	30.760	41.577	29.539
NORTE-NORDESTE	904.292	859.801	739.007	818.579	557.091	745.658	576.808
MINAS GERAIS	157.605	321.226	374.363	280.149	331.438	331.871	381.828
ESPIRITO SANTO	107.967	62.395	88.697	101.463	76.299	121.204	121.669
RIO DE JANEIRO	49.189	46.358	70.291	52.999	23.960	44.499	39.621
SÃO PAULO	3.579.877	3.378.527	3.794.657	3.555.033	4.239.200	4.589.574	5.934.721
PARANÁ	416.295	349.007	432.007	262.429	362.207	399.572	488.704
SANTA CATARINA	0	0	0			0	0
R. G. SUL	0	0	0			0	0
MATO GROSSO	200.680	293.469	319.832	268.614	276.007	323.526	479.088
MATO GROSSO DO SUL	58.819	136.492	179.179	139.172	225.201	203.345	219.751
GOIÁS	209.159	215.058	134.168	142.526	195.876	256.217	373.058
CENTRO-SUL	4.779.591	4.802.532	5.393.194	4.802.385	5.730.188	6.269.808	8.038.440
BRASIL	5.683.883	5.662.333	6.132.201	5.620.964	6.287.279	7.015.466	8.615.248

Fonte: Unica - União da Agroindústria Canavieira de São Paulo, 2004

Tabela 5: Produção de açúcar - Brasil (em toneladas)							
ESTADOS/SAFRA	97/98	98/99	99/00	00/01	01/02	02/03	03/04
ACRE	0	0	0	0	0	0	0
RONDÔNIA	0	0	0	0	0	0	0
AMAZONAS	0	0	0	0	14.188	16.214	17.455
PARA	4.735	8.367	15.960	11.905	0	0	0
TOCANTINS	0	0	0	0	0	0	0
MARANHÃO	8.599	14.041	23.451	10.238	12.406	3.149	11.118
PIAUI	0	0	0	0	0	0	0
CEARÁ	21.801	12.801	8.180	5.350	6.220	6.260	5.887
R. G. NORTE	155.035	127.945	96.813	134.790	116.952	165.815	147.817
PARAÍBA	105.395	66.484	78.030	74.231	62.979	142.865	99.032
PERNAMBUCO	1.231.581	1.049.590	856.021	1.099.342	927.029	1.230.998	981.172
ALAGOAS	1.774.364	1.312.005	1.215.469	2.059.420	1.161.902	1.994.142	1.524.729
SERGIPE	73.384	46.001	48.504	71.818	37.816	68.651	36.313
BAHIA	151.322	144.596	144.905	145.670	129.778	161.111	160.703
NORTE-NORDESTE	3.526.216	2.781.830	2.487.333	3.612.764	2.469.270	3.789.205	2.984.226
MINAS GERAIS	493.525	625.036	802.058	619.544	747.053	1.093.233	1.346.598
ESPÍRITO SANTO	50.380	54.235	45.341	45.474	22.953	58.635	54.405
RIO DE JANEIRO	351.420	373.854	357.443	307.698	218.592	312.423	331.747
SÃO PAULO	8.734.860	11.806.282	13.091.179	9.671.388	12.328.477	14.347.908	15.171.854
PARANÁ	936.854	1.245.460	1.430.202	989.139	1.351.249	1.468.921	1.865.409
SANTA CATARINA	0	0	0	0	0	0	0
R. G. SUL	0	0	0	0	0	0	0
MATO GROSSO	366.706	482.767	486.107	369.530	448.354	546.153	579.401
MATO GROSSO DO S	165.505	250.829	319.115	231.635	327.865	373.715	402.878
GOIÁS	285.146	341.361	368.393	397.440	505.843	577.067	668.185
CENTRO-SUL	11.384.396	15.179.824	16.899.838	12.631.848	15.950.386	18.778.055	20.420.477
BRASIL	14.910.612	17.961.654	19.387.171	16.244.612	18.419.656	22.567.260	23.404.703

Fonte: Unica - União da Agroindústria Canaveira de São Paulo, 2004

APÊNDICE V

Fotos

Destilaria Pindorama



Foto 1: Vista da entrada da Destilaria Pindorama



Foto 2: Vista das instalações da Destilaria Pindorama (em manutenção)



Foto 3: Vista da Destilaria Pindorama – fabricação de álcool



Foto 4: Vista da casa de força – Destilaria Pindorama



Foto 5: Vista das moendas (em manutenção) Destilaria Pindorama



Foto 6: Vista interna da Destilaria Pindorama (em manutenção)



Foto 7: Vista lateral da Destilaria Pindorama (em manutenção)



Foto 8: Vista interna da Destilaria Pindorama (em manutenção)



Foto 9: Vista interna da Destilaria Pindorama (em manutenção)



Foto 10: Vista da caldeira – Destilaria Pindorama (em manutenção)



Foto 11: Vista da caldeira – Destilaria Pindorama (em manutenção)



Foto 12: Vista da caldeira – Destilaria Pindorama (em manutenção)

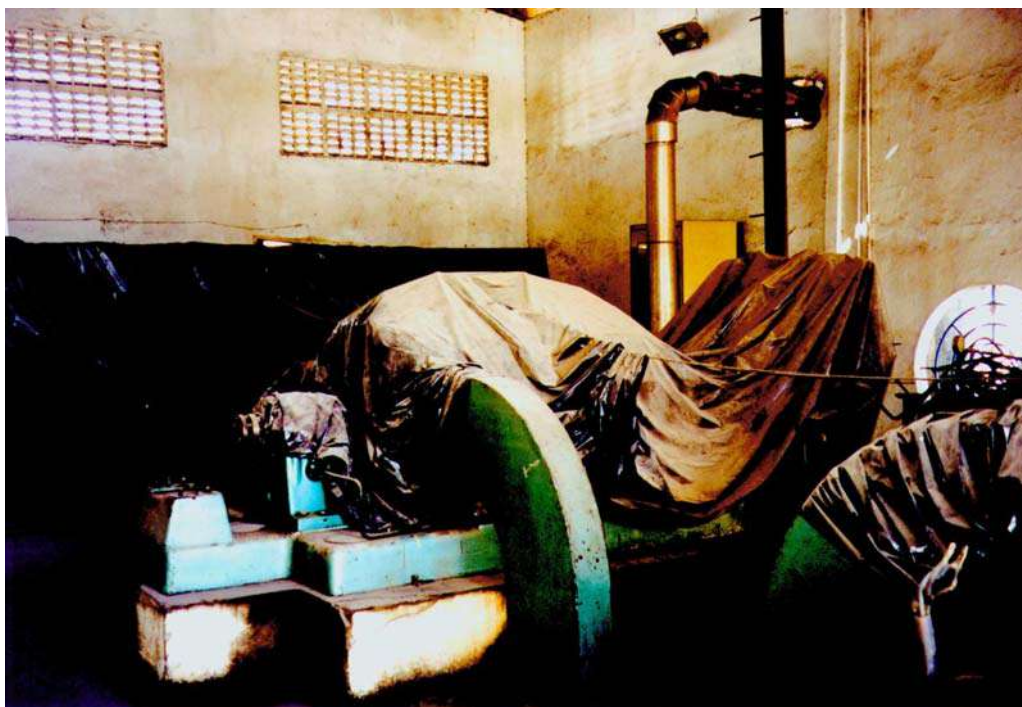


Foto 13: Vista da turbina e do gerador de eletricidade (em manutenção) Destilaria Pindorama



Foto 14 Vista da Indústria de alimentos – Cooperativa Pindorama



Foto 15 Vista interna da Fábrica de sucos – Cooperativa Pindorama

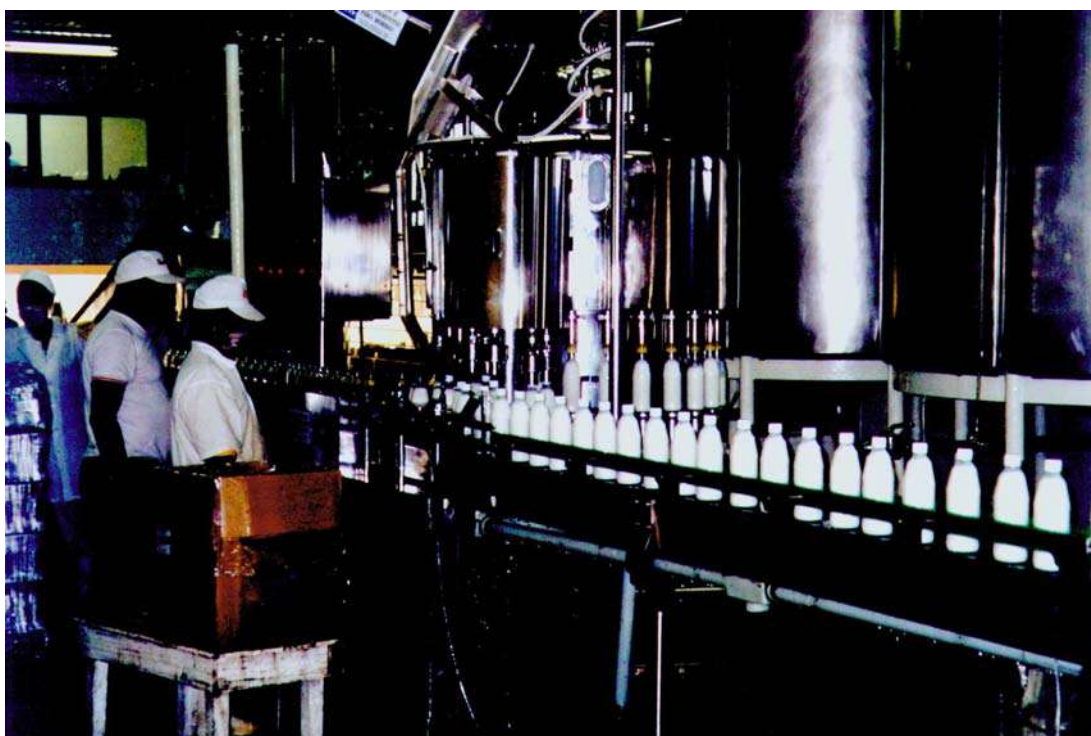


Foto 16 Vista interna da Fábrica de sucos – Cooperativa Pindorama



Foto 17: Turbinas de acionamento mecânico Destilaria Pindorama



Foto 18: Destilaria – Destilaria Pindorama



Foto 19: Moenda (em manutenção) Destilaria Pindorama



Foto 20: Caldeira Destilaria Pindorama



Foto 21: Caldeiras (em manutenção) Destilaria Pindorama



Foto 22: Caldeira (em manutenção) Destilaria Pindorama



Foto 23: Caldeiras (em manutenção) Destilaria Pindorama



Foto 24: Recebimento de cana-de-açúcar da Destilaria Pindorama (em operação)



Foto 25: Estoque de cana-de-açúcar da Destilaria Pindorama (em operação)



Foto 26: Alimentação de cana-de-açúcar da Destilaria Pindorama (em operação)



Foto 27: Esteira de bagaço de cana-de-açúcar da Destilaria Pindorama (em operação)



Foto 28: Alimentação de bagaço na caldeira - Destilaria Pindorama (em operação)



Foto 29: Vista externa da Destilaria Pindorama (em operação)



Foto 30: Caldeiras da Destilaria Pindorama (em operação)

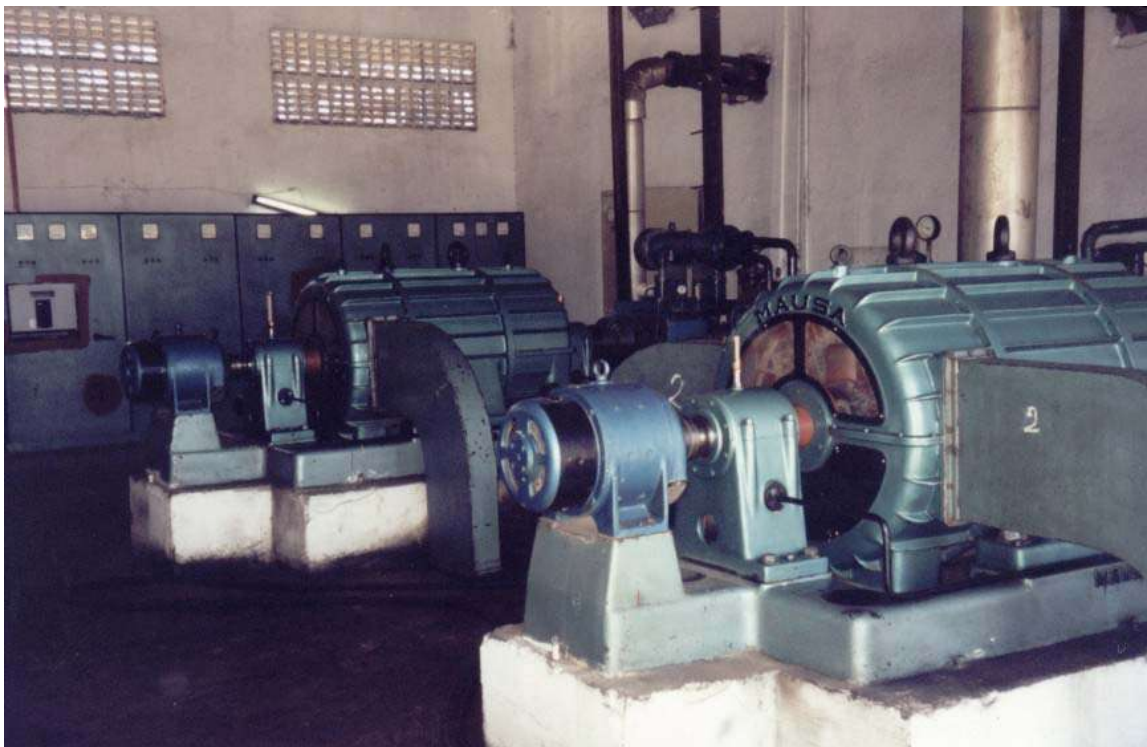


Foto 31: Turbo geradores da Destilaria Pindorama (em operação)



Foto 32: Estoque de bagaço da Destilaria Pindorama (em operação)



Foto 33: Venda de bagaço da Destilaria Pindorama (em operação)

APÊNDICE VI

**Políticas atuais e perspectivas para a implementação da
biomassa como fonte de energia na matriz energética
brasileira.**

Políticas atuais e perspectivas para a implementação da biomassa como fonte de energia na Matriz Energética Brasileira.

Neste texto será discutida e analisada a legislação existente e reguladora no que se refere à geração de eletricidade a partir de biomassa. Algumas resoluções determinaram alguns procedimentos de cálculos de tarifas de energia, tarifas de transmissão de energia, cálculos de subsídios existentes, atualização dos valores normativos para a biomassa entre outros cálculos necessários para a determinação dos parâmetros que norteiam a geração, transmissão e distribuição de energia no país. Nessas resoluções específicas, a metodologia de cálculo existente será exemplificada para a cana-de-açúcar do setor sucroalcooleiro, em particular para a Destilaria Pindorama, objeto esta do Estudo de Caso proposto.

Embora existam regulamentações e leis que datam da década de 80, quando as ferramentas legais existentes eram escassas e em muitos casos não adequadas à geração de energia a partir de biomassa, vale ressaltar que na discussão proposta nesse estudo somente será analisada a legislação existente após a criação da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica em 1996.

Entre elas pode-se destacar:

na Resolução nº 281, de 1 de outubro de 1999, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, os procedimentos de cálculo das tarifas de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica;

na Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que estabelece os procedimentos de cálculo para a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor

independente, para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração;

na Resolução nº 488, de 29 de agosto de 2002, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que estabelece os procedimentos de cálculo dos Preços de repasse da compra de energia elétrica com relação aos Valores Normativos;

na Resolução nº 784, de 24 de dezembro de 2002, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que estabelece os procedimentos de cálculo para a sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.

Assim sendo, a abordagem das leis, decretos e resoluções será cronológica e ao final dessa explanação, pretende-se formar um mapeamento legislativo e regulador sobre a geração de eletricidade a partir de biomassa, no Brasil, bem como uma análise crítica das mesmas.

Lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996, da Presidência da República, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

Por meio da referida Lei fica instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal e prazo de duração indeterminado. Sua principal finalidade é a de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal e ainda promover a articulação com os Estados e o Distrito Federal, para o aproveitamento energético dos cursos de água e a compatibilização com a política nacional de recursos hídricos.

Lei nº 9648, de 27 de maio de 1998, da Presidência da República, que altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de

1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.

A Lei nº 9648 é considerado como o marco para o início da reformulação das atribuições da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica no que se refere a ser o agente regulador e fiscalizador da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A mesma também propiciou o início da privatização e reestruturação do setor elétrico no país.

A partir desta data, a ANEEL teve as suas atribuições valorizadas e possibilitou ao Poder Executivo promover, com vistas a privatização, a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias a Centrais Elétricas Sul do Brasil S/A - ELETROSUL, a Centrais Elétricas Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE, a Cia. Hidroelétrica do São Francisco - CHESF e a Furnas Centrais Elétricas S/A, mediante operações de cisão, fusão, incorporação, redução de capital, ou constituição de subsidiárias integrais.

Resolução nº 112, de 18 de maio de 1999, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.

A realização de estudos de viabilidade dessas centrais não necessita de prévia autorização da ANEEL. Entretanto, facultativamente, a mesma poderá ser solicitada à ANEEL, mediante requerimento contendo dados e informações a seguir indicados, não gerando, porém, direito de preferência, exclusividade ou garantia de obtenção da Autorização para implantação da respectiva central geradora. Para tanto faz necessário informar:

- ✓ Nome ou razão social, número de inscrição no Cadastro de Pessoas Físicas – CPF ou número do registro no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas –

CNPJ do Ministério da Fazenda – MF, endereço da empresa ou empreendedor e o nome do representante legal da empresa.

- ✓ Denominação, potência e localização da central geradora, com indicação do Município e do Estado da Federação.
- ✓ Características técnicas gerais da central geradora.
- ✓ Finalidade a que se destina a energia elétrica.
- ✓ Finalidades previstas além de geração de energia elétrica.
- ✓ Combustíveis previstos.
- ✓ Prazo previsto para conclusão dos estudos e projetos.

No caso de centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW, deverá ser solicitada à ANEEL o registro de implantação, ampliação ou repotenciação mediante requerimento, acompanhada da Ficha Técnica preenchida, conforme modelo constante nos anexos da resolução.

Para as centrais geradoras com potência superior a 5 MW, a autorização para implantação, ampliação ou repotenciação deverá ser solicitada a ANEEL, mediante requerimento, acompanhado de um relatório contendo os requisitos legais e técnicos a seguir:

Requisitos Legais:

- ✓ nome ou razão social, número de inscrição no Cadastro de Pessoas Físicas – CPF ou número do registro no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas – CNPJ do Ministério da Fazenda – MF, endereço da empresa ou empreendedor e o nome do representante legal da empresa;
- ✓ contrato ou estatuto social da empresa, com indicação da composição acionária;
- ✓ denominação e localização da central geradora, com indicação do Município e do Estado da Federação;
- ✓ prova de propriedade da área ou do direito de dispor livremente do terreno, onde será implantada a central geradora;
- ✓ acordo de fornecimento comprovando, quando for o caso, a disponibilidade do combustível a ser utilizado; e

- ✓ certificados de regularidade perante a Seguridade Social e o FGTS, e certidões de regularidade para com as Fazendas Federal, Estadual e Municipal do domicílio ou sede do interessado.

Requisitos técnicos:

- ✓ arranjo geral e memorial descritivo da central geradora, contendo suas características técnicas principais, incluindo a respectiva subestação e as demais instalações de conexão ao sistema de transmissão, à rede de distribuição e/ou diretamente a outros consumidores;
- ✓ finalidade a que se destina a energia elétrica;
- ✓ finalidades previstas além da geração de energia elétrica;
- ✓ estudo comprovando a disponibilidade dos combustíveis previstos;
- ✓ fluxograma simplificado do processo;
- ✓ diagrama elétrico unifilar geral;
- ✓ balanço térmico da planta para as condições de operação com cem, setenta e cinco e cinquenta por cento de carga, onde aplicável;
- ✓ fluxograma do sistema de resfriamento da central geradora, contendo vazões e temperaturas, onde aplicável;
- ✓ ficha técnica preenchida na forma dos modelos anexos a Resolução, conforme o caso; e
- ✓ cronograma geral de implantação da central geradora destacando as datas de elaboração do projeto básico, elaboração do projeto executivo, obtenção das licenças ambientais, início da construção, implementação da subestação e respectivo sistema de transmissão associado, conclusão da montagem eletromecânica, comissionamentos e início da operação comercial de cada unidade geradora.

Toda a documentação a ser apresentada deve estar em conformidade com as especificações a seguir a exigida pela ANEEL.

- ✓ Toda documentação a ser apresentada deverá estar no idioma português.
- ✓ Os desenhos, mapas, plantas e gráficos deverão ser numerados e apresentados obedecendo às correspondentes normas da Associação

Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, em escalas gráficas, de tal forma que se permita identificar claramente os seus elementos, em todas as folhas, abrangendo a identificação e o local do empreendimento, sua área de influência e outros detalhes imprescindíveis à sua localização e inserção na região.

- ✓ Toda documentação técnica a ser apresentada deverá ser assinada pelo Engenheiro Responsável Técnico (RT), não sendo aceitas cópias de assinaturas.
- ✓ A Autorizada será responsável pelas Anotações de Responsabilidade Técnica (ART's) do empreendimento perante o Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia – CREA.
- ✓ Para cada responsável Técnico (RT), deverá ser indicada a região e o número de seu registro no respectivo Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia - CREA.
- ✓ Quaisquer modificações dos dados apresentados na solicitação de Registro ou Autorização, que impliquem alterações significativas nas características do empreendimento, deverão ser informadas à ANEEL, imediatamente.
- ✓ A ANEEL poderá solicitar outros dados e informações correlatos, ou a complementação daqueles já apresentados, para melhor instrução e análise do requerimento de Autorização.
- ✓ A Autorizada deverá submeter-se aos “Procedimentos de Rede”, elaborados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e aprovados pela ANEEL, nos requisitos de planejamento, implantação, conexão, operação e de todas as responsabilidades relacionadas ao seu sistema de transmissão.
- ✓ A Autorizada deverá, após o início de operação da central geradora, pagar os encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de acordo com a regulamentação específica.
- ✓ A Autorizada deverá atender e cumprir a legislação relativa aos recursos hídricos, no que se refere à captação e lançamento de água de uso na central geradora.
- ✓ Para fins de início das obras de implementação e início de operação a Autorizada deverá remeter à ANEEL, obrigatoriamente, previamente ao início da construção da central geradora bem assim de sua operação, cópia das

Licenças de Instalação (LI) e de Operação (LO), respectivamente, emitidas pelo Órgão Licenciador Ambiental.

- ✓ A Autorizada deverá manter em seu arquivo, à disposição da ANEEL, os seguintes documentos:

I - Estudo de Impacto Ambiental (EIA), Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) ou estudo ambiental formalmente requerido pelo órgão ambiental conforme legislação específica de meio ambiente;

II - Projeto Básico; e

III - resultados dos ensaios de comissionamento.

Abaixo, encontra-se o modelo da ficha técnica que deverá ser preenchida.

 ANEEL AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	FICHA TÉCNICA CENTRAIS GERADORAS TERMELÉTRICAS	SCG SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE GERAÇÃO
	ENDEREÇO: SGAN 603 - MÓDULO J - TEL.: (061) 312-5753 – FAX.: (061) 312-5777 - CEP. 70.830.030 - BRASÍLIA - DF	

1. IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:

DENOMINAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:			
PROPRIETÁRIO:			
ENDEREÇO DO PROPRIETÁRIO:			
DISTRITO:		MUNICÍPIO:	ESTADO:
CNPJ/CPF:	TEL.: ()	FAX.: ()	E-mail:
FINALIDADE	PRODUTOR INDEPENDENTE...	AUTOPRODUTOR...	SERVIÇO PÚBLICO...
SISTEMA	ISOLADO.....	INTERLIGADO.....	INTEGRADO.....

2. LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:

ENDEREÇO:		
DISTRITO:	MUNICÍPIO:	ESTADO:
TEL.: ()	FAX.: ()	E-mail:
COORDENADAS GEOGRÁFICAS	LATITUDE:	LONGITUDE:
ALTITUDE (m):	Temperatura Ambiente Média Anual (°C):	Umidade Relativa Média Anual (%):

3. CUSTOS ÍNDICES: (NÃO INCLUIR SUBESTAÇÃO E RESPECTIVO SISTEMA DE TRANSMISSÃO ASSOCIADO)

RS/kW:	DATA BASE: / /	RS/kWh:	DATA BASE: / /
--------	----------------	---------	----------------

4. CENTRAL GERADORA TERMELÉTRICA:

Potência Instalada Total Bruta (kW):	Consumo Interno (kW):
Nº de Unidades Geradoras:	Fator de Disponibilidade:
Combustível Principal:	"Heat Rate" da Central Geradora (kJ/kWh) :
Combustíveis Alternativos:	Poder Calorífico Inferior - PCI (kJ/kg) – Combustível Principal :
Consumo de Combustível (kg/dia):	ou (Nm ³ /dia) :
	Densidade (kg/Nm ³) ou (kg/m ³) – Combustível Principal :

GERADORES ELÉTRICOS DA CENTRAL GERADORA TERMELÉTRICA (1):

GERADORES	Potência (kVA)	Tensão (kV)	Fator de Potência	Frequência (Hz)	Classe de Isolamento	Rotação (rpm)	Fabricante	Data Prevista de Entrada em Operação Comercial
01								
02								
(1)								

EQUIPAMENTO MOTRIZ DA CENTRAL GERADORA TERMELÉTRICA (1):

EQUIPAMENTO MOTRIZ	Tipo (2)	Potência (kW)	Rotação (rpm)	Fabricante	"Heat Rate" (base PCI) <input type="checkbox"/> (kJ / kWh) ou Consumo Específico <input type="checkbox"/> (-----/kWh)
01					
02					
(1)					

(2) TURBINA A VAPOR / MOTOR A PISTÃO / TURBINA A GÁS INDUSTRIAL / TURBINA A GÁS AERODERIVADA

CICLO TÉRMICO SIMPLES..... CICLO TÉRMICO COMBINADO..... COGERAÇÃO.....

SISTEMA DE RESFRIAMENTO EM CICLO ABERTO.....	SISTEMA DE RESFRIAMENTO EM CICLO FECHADO.....
Vazão de água na captação(m ³ /s):	Vazão de água de "MAKE-UP" (m ³ /dia):
Temperatura da água (°C):	Temperatura da água (°C):

GERADORES DE VAPOR DA CENTRAL GERADORA TERMELÉTRICA (1):

GERADORES DE VAPOR	Tipo	Produção de Vapor (p/Energia Elétrica) (t/h)	Produção de Vapor (p/ Processo) (t/h)	Pressão de Vapor (bar)	Temperatura (°C)
01					
02					
(1)					

RESPONSÁVEL TÉCNICO:

NOME:

Nº DE REGISTRO NO CREA:

REGIÃO:

ASSINATURA:

LOCAL:

DATA:

(3) NÃO SENDO OS ESPAÇOS SUFICIENTES PARA ENTRADA DE TODOS OS DADOS (OU DADOS ESPECÍFICOS DE UM DETERMINADO EQUIPAMENTO), FAVOR AMPLIÁ-LOS ADEQUADAMENTE. (Incluir linhas onde necessário)

Resolução nº 281, de 1 de outubro de 1999, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A legislação em vigor assegura aos fornecedores e respectivos consumidores o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário do serviço público de energia elétrica, mediante ressarcimento do custo do transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.

Desta forma, as concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia devem negociar e celebrar os Contratos de Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição, com os usuários que venham conectar-se às suas instalações de distribuição.

Assim sendo, a cada concessionária local de distribuição de energia, uma taxa específica foi estabelecida de acordo com os parâmetros de localização e área de concessão.

Para o caso de unidades geradoras, que irão comercializar parte ou toda sua energia com a concessionária, a fórmula de cálculo é a seguinte:

$$Eg = Tg \times Ug \text{ (R\$)}$$

onde:

Eg = encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, em R\$.

Tg = tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição atribuída ao usuário, em R\$/kW.

Ug = montante do uso contratado pelo usuário, em kW, determinado pelas potências máximas injetáveis no sistema, calculada pelas potências nominais

instaladas, subtraídas dos consumos próprios e dos fornecimentos feitos diretamente de suas subestações.

As tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição são estabelecidas pela Resolução nº. 286, de 01 de outubro de 1999, onde, em seu anexo, constam as tarifas para cada concessionária de energia. Posteriormente, novas resoluções foram publicadas, homologando os valores de cada concessionária em separado.

Em termos práticos, no caso da CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz, do Estado de São Paulo, através da Resolução número 676, de 27 de dezembro de 2001, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, atualmente são cobrados R\$ 1,87/KW mensal, inserido por um gerador, no sistema de distribuição de energia.

De acordo com esta metodologia, abaixo encontra-se o cálculo de um gerador de energia que disponibiliza, hipoteticamente o montante de 1.000 kW mensais na rede de distribuição.

- Potência disponibilizada na rede: 1.000 kW/mês
- CUSD: R\$ 1,87/kW
- Total: R\$ 1.870,00/mês

No caso da CEAL – Companhia Energética de Alagoas, do Estado de Alagoas, através da Resolução número 74, de 14 de fevereiro de 2002, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, atualmente são cobrados R\$ 2,33/KW mensal, inserido por um gerador, no sistema de distribuição de energia.

De acordo com esta metodologia, abaixo se encontra o cálculo de um gerador de energia que disponibiliza, hipoteticamente o montante de 1.000 kW mensais na rede de distribuição.

- Potência disponibilizada na rede: 1.000 kW/mês
- CUSD: R\$ 2,33/kW
- Total: R\$ 2.330,00/mês

De acordo com a Lei 10.438 que instituiu o PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, ao montante mensal da CUSD, poderá incidir um desconto não inferior a 50 % para as fontes alternativas de energia elétrica.

Resolução nº 282, de 1 de outubro de 1999, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que estabelece as tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica, componentes da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado.

De acordo com a resolução, foram estabelecidos os valores das tarifas para o uso das instalações de transmissão componentes da rede básica do sistema elétrico brasileiro interligado, aplicáveis as unidades geradoras do país.

Resolução nº 286, de 1 de outubro de 1999, da ANEEL – Agência nacional de Energia Elétrica, que estabelece as tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

De acordo com a resolução, foram estabelecidos os valores das tarifas para o uso das instalações de transmissão componentes da rede básica do sistema elétrico brasileiro interligado, aplicáveis aos usuários, caracterizados pelos concessionários, permissionários e autorizados de serviços de energia elétrica.

Os valores das tarifas aplicáveis no cálculo dos encargos devidos por unidades consumidoras, foram determinados em consonância com a estrutura tarifária atual de cada concessionária, conforme seus contratos de concessão de distribuição.

Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente, para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração.

A partir da publicação desta resolução, ficaram estabelecidas as condições gerais para contratação e comercialização de reserva de capacidade, por autoprodutor ou produtor independente de energia elétrica que atenda, total ou parcialmente, unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração por meio de rede elétrica de uso exclusivo.

A resolução também definiu como reserva de capacidade o montante de potência, em MW, requerido dos sistemas de transmissão e distribuição quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica das usinas de autoprodutor ou produtor independente.

A mesma estabeleceu que a reserva de capacidade deverá ser contratada, com duração mínima de um ano, entre autoprodutor ou produtor independente e a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica que atue na área onde se localiza a unidade consumidora, devendo o contrato respectivo dispor, entre outros aspectos, sobre o montante de reserva de capacidade requerido e o número de horas, previsto em base anual, de uso dos sistemas de transmissão e distribuição e a contratação de reserva de capacidade fica limitada ao montante de 30 MW.

Desta forma, para cálculo do valor a ser pago pela chamada Reserva de Capacidade deverá ser calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$D = \frac{Hp}{1314}$$

onde:

D = fator de uso.

Hp = número de horas previsto, em base anual, de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

A seguir são mostradas 3 hipóteses para o cálculo da Reserva de Capacidade a ser paga pelo gerador de energia em caso de uso do sistema de transmissão e distribuição de energia da concessionária local.

1º Hipótese:

Considera o número anual de horas acumulado de utilização do sistema de transmissão e distribuição de energia = 1.314 horas/ano

2º Hipótese:

Considera o número de acumulado de uso dos sistemas de transmissão e distribuição for maior que o número de horas contratadas (Hp) ou a frequência de uso do sistema for maior que 12, o fator de uso (D) será igual a 1,20.

3º Hipótese:

Considera que ocorra a ultrapassagem do valor, em MW, de reserva de capacidade, será imputável, à parcela excedente, uma tarifa de ultrapassagem.

A Tabela 1, a seguir, mostra os resultados das simulações para as três hipóteses acima.

Tabela 1: Memória de cálculo da reserva de capacidade conforme a Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999

Memória de cálculo da reserva de capacidade conforme a Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999.		
1º Hipótese		
Quantidade contratada	3	MW
Quantidade utilizada	3	MW
Número de horas contratado	1.314	horas/ano
Número de horas de uso	1.314	horas/ano
D=	Hp/1314	
D=	1,00	
2º Hipótese		
Quantidade contratada	3	MW
Quantidade utilizada	3	MW
Número de horas de uso	1.500	horas/ano
D=	Hp/1314	
D=	1,20	
3º Hipótese		
Quantidade contratada	3	MW
Quantidade utilizada	4	MW
D=	não calculado	
Obs: A tarifa a ser cobrada será igual a tarifa de ultrapassagem definida conforme o artigo 15 da Resolução nº 281 da Aneel, de 01 de outubro de 1999.		

Fonte: ANEEL

Cálculos do autor

Em análise às regras estabelecidas para o valor a ser pago pela Reserva de Capacidade pode-se concluir que:

No caso da 1º Hipótese, o valor a ser pago pela tarifa referente à energia consumida e contratada a partir da Reserva de Capacidade será igual ao do contrato de fornecimento estabelecido previamente.

No caso da 2º Hipótese, o valor pela tarifa referente à energia consumida e contratada a partir da Reserva de Capacidade será 20% superior ao do contrato de fornecimento estabelecido previamente.

No caso da 3ª Hipótese, o valor pela tarifa referente a energia consumida e contratada a partir da Reserva de Capacidade será igual a tarifa de ultrapassagem definida conforme o artigo 15 da Resolução nº 281 da ANEEL, de 01 de outubro de 1999.

Resolução nº 21, de 20 de janeiro de 2000, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que estabelece os requisitos necessários à qualificação de centrais cogedoras de energia e dá outras providências.

Esta resolução estabeleceu os requisitos necessários à obtenção de qualificação, junto a ANEEL, de centrais cogedoras de energia, para fins de participação das políticas de incentivo a cogeração, reconhecendo desta forma que a atividade de cogeração de energia elétrica contribui com a racionalidade energética e para o uso racional dos recursos energéticos do país.

Desta forma, a resolução fixa parâmetros para os diversos tipos de combustíveis utilizados em processos de cogeração de energia, parâmetros estes que comparam a quantidade de energia contida originalmente no combustível com a quantidade de energia térmica e elétrica produzidas a partir do mesmo combustível.

Estes parâmetros foram definidos com base em índices de eficiência conhecidos para os processos de cogeração visando, desta forma, obrigar aos processos industriais já existentes um mínimo de eficiência na utilização da energia.

Para os processos e instalações industriais que já se adequaram ou já satisfizeram os índices estabelecidos será dada a qualificação de cogedor de energia e desta forma a possibilidade de obtenção dos benefícios que porventura forem estabelecidos para os mesmos.

Abaixo encontra-se o modelo de requerimento de qualificação de central geradora, o qual deverá ser encaminhado preenchido a ANEEL para a solicitação.

SCG
SUPERINTENDÊNCIA DE
CONCESSÕES E
AUTORIZAÇÕES DE
GERAÇÃO

REQUERIMENTO DE QUALIFICAÇÃO DE
CENTRAL COGERADORA



Endereço: SGAN 603 Módulo H/J, Asa Norte, CEP 70.830-030, Brasília/DF

Tel.: (61) 312-5750 Fax.: (61)

1. IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

DENOMINAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:			
PROPRIETÁRIO:			
ENDEREÇO DO PROPRIETÁRIO:			
DISTRITO:		MUNICÍPIO:	
ESTADO:		ESTADO:	
CNPJ/CPF:	TEL.: ()	FAX.: ()	E-mail:
PRODUTOS INDUSTRIAIS	PRINCIPAL ?	SECUNDÁRIO..... ?	TERCIÁRIO... ?
PRODUÇÃO ANUAL (t, m ³ , etc...) ? ? ?

2. LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

ENDEREÇO:		
DISTRITO:	MUNICÍPIO:	ESTADO:
TEL.: ()	FAX.: ()	Correio Eletrônico:
COORDENADAS GEOGRÁFICAS	LATITUDE:	LONGITUDE:
ALTITUDE (m):	Temperatura Ambiente Média Anual (°C):	Umidade Relativa Média Anual (%):

3. CENTRAL COGERADORA

Potência Elétrica Instalada (kW):	Consumo interno anual de energia elétrica (MWh):
Nº de Unidades Geradoras:	Fator de Disponibilidade:

COMBUSTÍVEIS CONSUMIDOS

COMBUSTÍVEL	CONSUMO NOMINAL (kg / dia)	PODER CALORÍFICO INFERIOR (kJ/kg)
Principal		
Secundário 1.....		
Secundário 2.....		

GERADORES ELÉTRICOS

GERADORES	Potência Nominal (kVA)	Tensão Nominal (kV)	Fator de Potência Nominal (%)
01			
02			
(1)			

EQUIPAMENTOS FORNECENDO DIRETAMENTE TRABALHO MECÂNICO (SOPRADORES, MOENDAS, ETC)

EQUIPAMENTO MOTRIZ	Tipo (a vapor, gás, ...)	Potência (kW)	Rotação (rpm)	Destino (soprador, moenda, ...)	Consumo Específico □ (-----/kWh)
01					
02					
(1)					

MISTURADORES DE VAPOR (DESTINADO AO PROCESSO INDUSTRIAL)

MISTURADORES	Tipo	Destino	Consumo de vapor (t/h)	Pressão do vapor (bar)	Temperatura do vapor (°C)
01					
02					
(1)					

FORNOS (GASES QUENTES)

FORNOS	Gás (Ar, produtos da combustão, ...)	Destino	Vazão de gás quente (t/h)	Temperatura de entrada do gás (°C)	Temperatura de saída do gás (°C)
01					
02					
(1)					

TROCADORES DE CALOR (DESTINADO AO PROCESSO INDUSTRIAL)

TROCADORES	Tipo	Destino	Fluido primário	Pressão do vapor (bar)	Temperatura do vapor (°C)
01					
02					
(1)					

RESPONSÁVEL TÉCNICO PELAS INFORMAÇÕES:

NOME:

CARGO / CREA:

Resolução nº 170, de 4 de maio de 2001, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que estabelece as condições especiais para comercialização temporária de energia elétrica oriunda de excedentes de centrais cogedoras, autoprodutores e centrais geradoras de emergência.

Editada em pleno período de racionamento de energia no país, a Resolução nº 170 assegurava aos geradores de eletricidade que porventura se propusessem a produzir uma quantidade de eletricidade excedente, o livre acesso ao sistema de transmissão e distribuição de energia existente no país, a fim de minimizar os prejuízos causados pelo racionamento de energia, em vigor no ano de 2001.

As condições especiais estabelecidas por esta resolução valeram até o dia 31 de dezembro de 2001. Após esta data os geradores que por ventura desejassem continuar a utilizar o sistema de transmissão e distribuição de energia existente deveriam se adequar a legislação vigente.

Resolução nº 229, de 22 de junho de 2001, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que estabelece as regras para a contratação especial do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

Esta resolução estabeleceu as regras para a viabilização das condições especiais definidas na Resolução nº 170 da ANEEL, no que se refere ao livre acesso.

A mesma Resolução nº 229, ainda definiu que nos casos em que seja necessária a implementação de obras de reforço nos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica, para viabilizar a contratação a que se refere o "caput", aplicar-se-á integralmente o disposto na Resolução nº 281, da ANEEL, de 1 de outubro de 1999.

Resolução nº 488, de 29 de agosto de 2002, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que regulamenta o estabelecido na Resolução CNPE nº 7, de 21 de agosto de 2002, aprovada pela Presidência da República em 22 de agosto de 2002, no que se refere à aplicação dos Valores Normativos vigentes até a data da edição da Resolução ANEEL nº 248, de 6 de maio de 2002, para a energia gerada pelos empreendimentos que especifica.

Esta Resolução revogou as Resoluções ANEEL nº 22, de 1º de fevereiro de 2001 e nº 256, de 2 de julho de 2001, que estabeleciam os Valores Normativos e procedimentos de limite de repasse dos preços de compra às tarifas de fornecimento, vigentes até a sua edição.

Ressalta-se que entende-se por Valor Normativo o valor de referência, através do qual se estabelecem os limites de repasse dos preços de compra de energia às tarifas de fornecimento.

Na Resolução 488, estabeleceu-se os Valores Normativos para os contratos de compras de energia elétrica oriunda de centrais termelétricas integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, referentes a junho de 2001, conforme o seguinte Quadro 2.1:

Quadro 1: Valores Normativos

Resolução nº 488, de 29 de agosto de 2002.		
Fonte	Valores Normativos	
	R\$/MWh	K1 mínimo
Termelétrica a Gás Natural > 350 MW	91,06	0,25
Termelétrica a Gás Natural <= 350 MW	106,40	0,25

Fonte: ANEEL

Para aplicação do limite de repasse dos preços contratuais, o Valor Normativo estabelecido para cada contrato de compra de energia será atualizado para o mês anterior à data DRP – Data do Reajuste em Processamento ou DRA – Data de Referência Anterior, conforme o caso, de acordo com a seguinte fórmula:

$$VN_i = VN0_i \times \left[K1_i \times \frac{IGPM1_i}{IGPM0_i} + K2_i \times \frac{COMB1_i}{COMP0_i} + K3_i \times \frac{IVC1_i}{IVC0_i} \right]$$

Onde:

VNi = Valor Normativo atualizado para o mês do último reajuste do contrato de compra de energia anterior a DRA ou DRP.

VN0i = Valor Normativo vigente em junho de 2001.

K1i = fator de ponderação do índice IGPM.

K2i = fator de ponderação do índice de combustíveis.

K3i = fator de ponderação do índice de variação cambial.

IGPM1i = valor acumulado do índice geral de preços ao mercado, estabelecido pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, até o mês anterior a data de atualização do VN.

IGPM0i = 1,000.

COMB1i = preço do gás natural vigente no mês anterior a data de atualização o VN.

COMB0i = preço do gás natural vigente em junho de 2001.

IVC1i = média da cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central do Brasil, no mês anterior a data de atualização do VN.

IVC0i = R\$ 2,3758/US\$.

A mesma resolução também estabelece que para os contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica de prazo igual ou superior a vinte e quatro meses, referentes aos empreendimentos em fase de implantação comprovada, os Valores Normativos, referidos a janeiro de 2001, conforme o Quadro 2.2, a seguir:

Quadro 2: Valores Normativos

Resolução nº 488, de 29 de agosto de 2002.		
Fonte	Valores Normativos	
	R\$/MWh	K1 mínimo
Competitiva	72,35	0,25
Termelétrica Carvão	74,86	0,25
Pequena Central Hidrelétrica - PCH	79,29	0,25
Termelétrica Biomassa e Resíduo	89,86	0,25
Usina Eólica	112,21	0,25
Usina Solar Fotovoltáica	264,12	0,25

Fonte: ANEEL

Para aplicação do limite de repasse dos preços contratuais, o Valor Normativo estabelecido para cada contrato de compra de energia será atualizado para o mês anterior à data DRP ou DRA, conforme o caso, de acordo com a seguinte fórmula:

$$VN_i = VN0_i \times \left[K1_i \times \frac{IGPM1_i}{IGPM0_i} + K2_i \times \frac{COMB1_i}{COMB0_i} + K3_i \times \frac{IVC1_i}{IVC0_i} \right]$$

Onde:

VNi = Valor Normativo atualizado para o mês do último reajuste do contrato de compra de energia anterior a DRA ou DRP.

VN0i = Valor Normativo vigente em janeiro de 2001.

K1i = fator de ponderação do índice IGPM.

K2i = fator de ponderação do índice de combustíveis.

K3i = fator de ponderação do índice de variação cambial.

IGPM1i = valor acumulado do índice geral de preços ao mercado, estabelecido pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, até o mês anterior a data de atualização do VN.

IGPM0i = 1,000.

COMB1i = valor do índice do combustível, no mês anterior a data de atualização do VN.

COMB0i = valor do índice do combustível vigente em janeiro de 2001.

IVC1i = média da cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central do Brasil, no mês anterior a data de atualização do VN.

IVC0i = R\$ 1,963/US\$.

O índice referente ao combustível, a ser utilizado na fórmula de atualização dos Valores Normativos, será definido de acordo com os seguintes procedimentos:

- ✓ Para energia proveniente de centrais geradoras que utilizam gás natural: conforme o disposto na Portaria MME nº 215, de 26 de julho de 2000.
- ✓ Para energia proveniente de centrais geradoras que utilizam carvão mineral nacional: em função da seguinte fórmula:

COMB0 = R\$ 19,63/ton

$$\text{COMB1}_i = \text{R\$}19,63 / \text{ton} \times \left[0,8534 \times \frac{\text{IGPM1}_i}{\text{IGPM0}_i} + 0,0701 \times \frac{\text{OD1}_i}{\text{OD0}_i} + 0,0765 \times \frac{\text{PL1}_i}{\text{PL0}_i} \right]$$

Onde:

OD = valor acumulado até o mês anterior a data de atualização do VN, conforme estabelecido pela Fundação Getúlio Vargas – FGV, Índices Gerais – Índice de preços por atacado – coluna 54 – combustíveis e lubrificantes.

PI = valor acumulado até o mês anterior a data de atualização do VN, conforme estabelecido pela Fundação Getúlio Vargas – FGV, Preço por atacado – oferta global – produtos industriais – total – coluna 27.

III – para a energia proveniente dos demais combustíveis: em função da seguinte fórmula:

COMB0 = 1,000

COMB1i = IGPM1i

A soma dos fatores de ponderação K1i, K2i e K3i deverá ser igual a 1,0.

Os fatores de ponderação K1i, K2i e K3i poderão ser revisados após o décimo ano de vigência de um contrato bilateral, e após esse período, a cada cinco anos.

Na hipótese de variação expressiva no IGPM, COMB e/ou IVC, entre as datas DRA e DRP, que provoquem impactos significativos no preço da energia comprada, a concessionária ou permissionária de distribuição poderá solicitar à ANEEL revisão específica das tarifas na forma disposta no respectivo Contrato de Concessão.

O limite de repasse das compras de energia elétrica, para os contratos será considerado de acordo com os procedimentos estabelecidos a seguir:

I - para a fixação do limite de repasse considerar que:

a) PBi é o preço da compra de energia elétrica realizada, no período de referência, por meio do contrato bilateral “i” livremente negociado, o qual será expresso em R\$/MWh.

b) VNi é o Valor Normativo, vigente na época da contratação do contrato bilateral “i”, definido pela ANEEL, expresso em R\$/MWh.

c) PCEi é o preço de repasse da compra de energia elétrica, expresso em R\$/MWh.

II - o preço de repasse será estabelecido conforme o Quadro 2.3 a seguir:

Quadro 3: Preço de repasse da compra de energia elétrica

Resolução nº 488, de 29 de agosto de 2002.

Preço de Compra da Energia Elétrica no Contrato Bilateral “i” – PBi	Preço do Repasse da Compra de Energia Elétrica – PCEi
$PBi = 1,15 \times VNi$	$PCEi = 1,115 \times VNi$
$1,1 \times VNi = PBi < 1,15 \times VNi$	$PCEi = 0,5 \times PBi + 0,54 \times VNi$
$1,05 \times VNi = PBi < 1,1 \times VNi$	$PCEi = 0,8 \times PBi + 0,21 \times VNi$
$0,95 \times VNi = PBi < 1,05 \times VNi$	$PCEi = PBi$
$0,9 \times VNi = PBi < 0,95 \times VNi$	$PCEi = 0,8 \times PBi + 0,19 \times VNi$
$0,85 \times VNi = PBi < 0,9 \times VNi$	$PCEi = 0,5 \times PBi + 0,46 \times VNi$
$PBi < 0,85 \times VNi$	$PCEi = 0,885 \times VNi$

Fonte: ANEEL

A seguir são mostrados os valores corrigidos do Valor Normativo para biomassa de acordo com a evolução do IGPM.

Tabela 2: Atualização do Valor Normativo para Biomassa

Tabela: Variação mensal do IGPM - Índice Geral de Preços de Mercado		VN para Biomassa (R\$/MWh)
Mês/Ano	%	
2001		
junho	0,98	72,35
julho	1,48	73,42
agosto	1,38	74,43
setembro	0,31	74,66
outubro	1,18	75,55
novembro	1,10	76,38
dezembro	0,22	76,54
2002		
janeiro	0,36	76,82
fevereiro	0,06	76,87
março	0,09	76,94
abril	0,56	77,37
maio	0,83	78,01
junho	1,54	79,21
julho	1,95	80,75
agosto	2,32	82,63
setembro	2,40	84,61
outubro	3,87	87,89
novembro	5,19	92,45
dezembro	3,75	95,91
2003		
janeiro	2,33	95,91
fevereiro	2,28	98,10
março	1,53	99,60
abril	0,92	100,52
maio	-0,26	100,26
junho	-1,00	99,25
julho	-0,42	98,84
agosto	0,38	99,21
setembro	1,18	100,38
outubro	0,38	100,76
novembro	0,49	101,26
dezembro	0,61	101,88

Fonte: Jornal O Estado de São Paulo, 2001, 2002, 2003 e 2004

Cálculos: do autor

Conforme Resolução Nº 488, da ANEEL, de 29 de agosto de 2002, K1=1

Tendo em vista o melhor entendimento da metodologia descrita, a seguir serão evidenciadas 3 hipóteses de cálculo do preço de repasse da compra de energia elétrica para o consumidor final:

A 1º Hipótese considera os resultados de uma operação de compra e venda de energia baseada em um preço de R\$ 70,00 estabelecido em maio de 2001. A partir desta data, este valor será corrigido pelo IGPM até a data de junho de 2003 e

somente então será calculado o valor do preço de repasse da eletricidade ao consumidor final.

A 2ª Hipótese considera os resultados de uma operação de compra e venda de energia baseada em um preço de R\$ 70,00 estabelecido em junho de 2001. A partir desta data, este valor será corrigido pelo IGPM até a data de junho de 2003 e somente então será calculado o valor do preço de repasse da eletricidade ao consumidor final.

A 3ª Hipótese considera os resultados de uma operação de compra e venda de energia baseada em um preço de R\$ 100,00 estabelecido em maio de 2002. A partir desta data, este valor será corrigido pelo IGPM até a data de junho de 2003 e somente então será calculado o valor do preço de repasse da eletricidade ao consumidor final.

Tabela 3: Memória de cálculo para cálculo do preço de repasse conforme a Resolução nº 488, de 29 de agosto de 2002

Memória de cálculo para cálculo do preço de repasse conforme a Resolução nº 488, de 29 de agosto de 2002.		
1º Hipótese		
VN atualizado, junho de 2003	100,26	R\$/MWh
PBi, maio de 2002	70	R\$/MWh
IGPM 1º ano	31,51%	
PBi atualizado	92,057	R\$/MWh
PCEi	92,1481	R\$/MWh
2º Hipótese		
VN atualizado, junho de 2003	100,26	R\$/MWh
PBi, junho de 2001	70	R\$/MWh
IGPM 1º ano	11,23%	
IGPM 2º ano	31,51%	
PBi atualizado	102,395	R\$/MWh
PCEi	102,395	R\$/MWh
3º Hipótese		
VN atualizado, junho de 2003	100,26	R\$/MWh
PBi, maio de 2002	100	R\$/MWh
IGPM 1º ano	31,51%	
PBi atualizado	131,51	R\$/MWh
PCEi	111,7899	R\$/MWh

Fonte: ANEEL

Cálculos do autor

De acordo com os cálculos acima, pode-se concluir que a 1º e 2º hipóteses são viáveis, isto é, ao corrigir o preço de compra da energia do ano de 2001 e de 2002 para a data atual, o valor do preço de repasse ao consumidor final é superior ao valor pago pela energia, viabilizando desta forma a operação.

Entretanto, ao analisar-se o resultado da 3º hipótese, pode-se concluir que o valor de repasse da energia ao consumidor final é inferior ao preço de compra da mesma energia, inviabilizando desta forma a operação.

Resolução nº 784, de 24 de dezembro de 2002, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que estabelece as condições e os prazos para a sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC em favor de titulares de concessão ou autorização de empreendimentos que substituam derivados de petróleo ou que permitam a redução do dispêndio atual ou futuro da CCC nos sistemas elétricos isolados.

A Resolução nº 784 foi editada em função das alterações estabelecidas pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, na qual existe a necessidade de se adequar a Resolução nº 245, de 11 de agosto de 1999, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica que estabelecia as condições e os prazos para a sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC aos projetos a serem estabelecidos em sistemas elétricos isolados em substituição à geração termelétrica que utilize derivados de petróleo.

A Resolução nº 784 estabelece as condições e os prazos para a sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC aos projetos a serem estabelecidos em sistemas elétricos isolados em substituição à geração termelétrica que utilize derivados de petróleo ou em atendimento a novas cargas.

Tal resolução foi definida com base no fato que “é diretriz a ser observada pela ANEEL o estabelecimento de medidas efetivas que assegurem a oferta de energia elétrica a áreas de renda e densidade de carga baixas, urbanas e rurais, de forma a promover o desenvolvimento econômico e social e a redução das desigualdades regionais”, e considerando que a implantação de fontes de energia renovável, nos

sistemas elétricos isolados tem compatibilidade com as características socioeconômicas dos mercados a serem atendidos, reduzindo problemas ambientais e de custos.

Além disso, há a justificativa de que a implantação de projetos que proporcionem a redução dos dispêndios da CCC contribui para a “modicidade das tarifas aos consumidores finais, tanto dos sistemas isolados pela implantação de projetos eficientes, quanto dos consumidores do restante do país”, pela redução da CCC.

Em primeiro lugar deve ser ressaltado que esta aplicação de sistemática de rateio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC - para geração de energia elétrica nos sistemas isolados será mantida até abril de 2022, exclusivamente nos sistemas isolados e se aplica em condições específicas:

Estabelecer, nos termos desta Resolução, as condições e os prazos para a sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC em favor de titular de concessão ou autorização que venha a implantar empreendimento para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em sistemas elétricos isolados e que permita a substituição, total ou parcial, de geração termelétrica que utilize derivados de petróleo ou o atendimento a novas cargas, devido à expansão do mercado, reduzindo o dispêndio atual ou futuro da CCC.

Os empreendimentos a que se refere o caput são aqueles que entrarem em operação comercial em data posterior à de publicação da Lei nº 10.438, de 2002, ressalvados os casos de eficientização de central termelétrica e/ou troca de combustível, situação em que o benefício será devido após a comprovação, pela área de fiscalização da ANEEL, da respectiva implementação e eficácia.

Sub-rogar-se-ão no direito de usufruir da sistemática de rateio da CCC, na forma e nos prazos estabelecidos nesta Resolução, os titulares de concessão ou autorização que atendam aos requisitos estabelecidos no artigo anterior e se enquadrem em uma das características a seguir:

I - aproveitamentos hidrelétricos de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente ou auto-produção de energia elétrica, mantidas as características de pequena central hidrelétrica, em conformidade com o estabelecido na regulamentação pertinente;

II - empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, solar, biomassa ou gás natural;

III - aproveitamentos hidrelétricos não abrangidos pelo inciso I;

IV - empreendimentos de transmissão e distribuição de energia elétrica e

V - outros empreendimentos, tais como, sistemas de transporte de gás natural, na proporção de sua utilização para fins de geração de energia elétrica, e projeto de efficientização de central termelétrica ou de troca de combustível, desde que represente redução do dispêndio da CCC.

Para os empreendimentos de geração, transmissão e distribuição, a ANEEL definirá o número de parcelas mensais a serem pagas de forma que o valor total corresponderá ao percentual de 75 % (setenta e cinco por cento) do valor do investimento.

Para o caso de efficientização de central termelétrica ou de troca de combustível, em que a fonte geradora continue fazendo jus ao ressarcimento do combustível com recursos da CCC, o número de parcelas mensais será estabelecido de forma a reembolsar ao empreendedor 75% (setenta e cinco por cento) do valor investido nas alterações responsáveis pela redução do dispêndio da CCC.

Para sistemas de transporte de gás natural, a ANEEL definirá o número de parcelas mensais a serem pagas de forma que o valor total corresponderá ao percentual de 75% (setenta e cinco por cento) do valor do investimento referente à proporção de sua utilização para fins de geração de energia elétrica.

Considera-se como valor do investimento dos empreendimentos, o custo de implantação definido no projeto devidamente aprovado pelo órgão competente, considerados os juros durante a construção (JDC).

Os benefícios a serem pagos ficam limitados ao valor aprovado, podendo ser reduzidos caso a fiscalização da ANEEL constatare redução nos investimentos constantes do projeto registrado na Agência.

O pagamento do benefício estará limitado a abril de 2022, independentemente do número de parcelas estabelecidas para o empreendimento.

O cálculo do valor mensalmente pago aos beneficiários utiliza o valor da ER (Energia de Referência) estabelecido pela ANEEL com base no mercado atendido e na demanda reprimida existente, bem como na disponibilidade de energia de longo prazo do empreendimento e revisto anualmente.

O valor mensal dos recursos da CCC a ser destinado aos beneficiários qualificados no é determinado de acordo com a fórmula:

$$V_i = E_{Ci} \times K \times (1000 \rho \times P_{Ci} - TEH)$$

Onde:

V_i = valor do benefício a ser pago no mês i , expresso em R\$.

E_{Ci} = energia considerada no mês i , que será igual à Energia de Referência – ER para o primeiro mês e à Energia Medida - E_{Mi} para os meses seguintes, expressa em MWh.

K = fator de redução dos dispêndios da CCC, igual a:

- ✓ 0,9 (nove décimos) para o pagamento das parcelas devidas até 31 de dezembro de 2008;

- ✓ 0,7 (sete décimos) para o pagamento das parcelas devidas no período de 1º de janeiro de 2009 até 31 de dezembro de 2014 e
- ✓ 0,5 (cinco décimos) para o pagamento das parcelas devidas a partir de 1º de janeiro de 2015.

ρ = consumo específico da geração termelétrica substituída, sendo limitado a:

- ✓ 0,30 l/kWh para centrais térmicas que utilizem óleo diesel;
- ✓ 0,38 kg/kWh para centrais térmicas que utilizem óleo combustível e
- ✓ 0,34 l/kWh para projetos que visem o atendimento a novos mercados.

PCi = preço CIF do combustível substituído, quando for o caso, ou o preço do óleo diesel no Estado da Federação do respectivo atendimento, conforme estabelecido no Plano Anual de Combustíveis, quando for o caso de atendimento a novos mercados, no mês i , expresso em R\$/l ou R\$/kg; e

TEH = Tarifa de Equivalente Hidráulico, publicada pela ANEEL, expressa em R\$/MWh.

À título de contribuição para a fixação dos conceitos abordados, a seguir será apresentada uma exemplificação do mecanismo da CCC.

As tabelas abaixo mostram os cálculos referentes a metodologia utilizada para cálculo do benefício da CCC e o limite de repasse do benefício da CCC.

Tabela 4: Memória de cálculo da CCC – Conta Consumo Combustíveis

Tabela: Metodologia de cálculo da CCC		
$V_i = E_{Ci} * K (1000 * \rho * P_{Ci} - TEH)$		
onde:		
$E_{Ci} =$	1,0 MWh gerado	
$K =$	0,9	
$\rho =$	0,3 litros/kWh	
$P_{Ci} =$	1,00 R\$/litro de diesel	
$TEH =$	25,12 R\$/MWh	
$V_i = 1 * 0,9 (1000 * 0,3 * 1,0 - 25,12)$		
$V_i =$	247,39	R\$/MWh gerado

Fonte: ANEEL

Cálculos do autor

Tabela 5: Limite de repassa do benefício da CCC – Conta Consumo Combustíveis

Tabela: Limite de repasse do benefício da CCC		
Potência instalada	1000	kW
Regime de funcionamento anual		
Fator horas/funcionamento	0,85	
dia	24	horas/dia
ano	365	dias/semana
Número de horas de funcionamento	7.446	horas/ano
Energia gerada	7.446.000	kWh/ano
Energia gerada	7.446	MWh/ano
Valor do benefício da CCC	247,39	R\$/MWh gerado
Valor do benefício da CCC	1.842.081	R\$/ano
Valor do investimento	4.500.000	Reais
Limite máximo de repasse da CCC	75,00%	
Limite máximo de repasse da CCC	3.375.000	Reais
Total de repasse da CCC no 1º ano	1.842.081	R\$/1º ano
Total de repasse da CCC no 2º ano	1.532.919	R\$/2º ano

Fonte: ANEEL

Cálculos do autor

Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, da Presidência da República, que dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.

Decreto 4.541, de 23 de dezembro de 2002, da Presidência da República, que Regulamenta os artigos. 3º, 13, 17 e 23 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, e dá outras providências.

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, da Presidência da República criou o PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica e a CDE - Conta de Desenvolvimento Energético com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional.

A regulamentação do PROINFA ocorreu em 23 de dezembro de 2002, através do Decreto nº 4.541, da Presidência da República.

Após a sua publicação e incessante discussão, a regulamentação mostrou-se ineficaz e inconsistente em diversos pontos, tais como:

No Artigo 3º, sobre a definição dos valores econômicos, ressalta-se:

Os valores econômicos correspondentes às tecnologias específicas para cada fonte serão estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia e divulgados por meio de Portaria.

Parágrafo único. Os valores econômicos a serem inicialmente utilizados na CDE serão divulgados dentro de noventa dias, da data de publicação deste Decreto, e os valores econômicos a serem utilizados no PROINFA serão divulgados com, pelo menos, trinta dias de antecedência em relação a cada Chamada Pública.

Art. 4º O cálculo de cada valor econômico será efetivado mediante metodologia que considere um fluxo de caixa:

I - para um período de trinta anos no caso de centrais hidrelétricas e vinte anos nos casos das demais tecnologias;

II - com uma taxa de retorno do capital próprio compatível com os riscos minorados que decorrem das garantias de contratação e de preço;

III - com níveis de eficiência compatíveis com o estágio de desenvolvimento tecnológico e com os potenciais energéticos nacionais;

IV - com custos unitários médios para a determinação do valor a ser investido no empreendimento;

V - com a estimativa do valor residual;

VI - com as previsões de despesas operacionais, inclusive perdas, custos médios de conexão e uso de sistemas elétricos e tributos;

VII - com as condições de eventuais financiamentos especiais;

VIII - com uma relação adequada entre capital próprio e capital de terceiros;

IX - com os descontos específicos previstos em Lei para a utilização da rede de transmissão e de distribuição; e

X - com os níveis médios de inadimplência setorial.

§ 1º As taxas de retorno do capital próprio e os fatores de capacidade mínimos a serem considerados nas definições de valores econômicos serão fixados por Portaria do Ministro de Minas e Energia.

§ 2º Para fins de aplicação de recursos do PROINFA, os valores econômicos correspondentes às tecnologias específicas das fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa terão como piso oitenta por cento da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final.

Com a adoção desta metodologia, os empreendedores não conseguem discutir seus contratos, pois não possuem uma sinalização de qual será o preço de compra de sua energia e desta forma os potenciais projetos de geração estão paralisados à espera de regras claras que permitam a sua continuação.

Vale ressaltar que trinta dias são um período muito curto para que os empreendedores tomem conhecimento dos valores econômicos pelos quais será comercializada a energia gerada e desta forma, elaborem os projetos e participem da chamada pública.

Digno de nota é que projetos de geração de energia representam um montante considerável de capital que somente se justifica com a definição de regras claras de comercialização, prazos e taxas de financiamento e reajustes dos valores a serem pagos.

Diante do exposto, algumas considerações podem ser feitas:

- ✓ O reajuste dos contratos não consta na regulamentação, sendo este um ponto de vital importância para o fluxo de caixa dos empreendimentos.

- ✓ O artigo 4º, § 1º, define que as taxas de retorno do capital próprio serão fixadas por Portaria do Ministro de Minas e Energia, sem estabelecer nenhum prazo para essa divulgação.
- ✓ A taxa de retorno é um índice necessário para que o empreendedor faça o projeto de viabilidade financeira e econômica.
- ✓ No artigo 8º, §2º, o decreto refere-se à figura do PIA – Produtor Independente Autônomo.
- ✓ Em nenhum momento tem-se a definição exata desta figura. Esta definição é essencial para dirimir dúvidas que ainda pairam, diferenciando-os dos produtores independentes de energia (PIE) que têm ligações com empresas concessionárias de energia elétrica.

No artigo 11, está previsto que os empreendimentos serão classificados em função da existência ou não de suas licenças ambientais. Destaca-se que os empreendimentos habilitados serão classificados em função das suas licenças ambientais, observadas a seguinte ordem:

I - serão considerados, inicialmente, aqueles empreendimentos que tiverem a Licença Ambiental de Instalação - LI, com as propostas classificadas, neste grupo, em ordem crescente dos prazos de validade remanescentes das LIs; e

II - na seqüência, serão considerados aqueles empreendimentos que dispuserem da Licença Prévia Ambiental - LP, com a classificação, neste grupo, em ordem crescente dos prazos de validade remanescentes das LPs.

Na maioria dos Estados Brasileiros, tanto a Licença Prévia Ambiental como a Licença de Instalação, exigem o projeto do empreendimento para que as mesmas sejam concedidas.

Analogamente ao item anterior, algumas considerações se fazem necessárias, sendo:

- ✓ Sem regras claras para o processo, os projetos ficam parados, assim como suas licenças.
- ✓ O tempo destinado para a obtenção de uma licença ambiental pode impedir um projeto de participar da Chamada Pública.
- ✓ Não existe nenhuma diferenciação entre tipo de fonte de energia e suas respectivas licenças.
- ✓ As licenças são diferentes para cada tipo de empreendimento. Por exemplo, uma usina de açúcar e álcool que pretende aumentar a geração já existente necessita de um processo de licenciamento totalmente diferente de um projeto de geração a partir de resíduos de madeira que será implementada desde o começo.

Desta forma, como os prazos de obtenção das licenças são diferentes, a classificação dos projetos através desta metodologia é inadequada.

No artigo 12, consta que o pagamento aos geradores pela Eletrobrás ocorrerá desde que a mesma receba os custos rateados entre os consumidores e na proporção da venda de cada gerador.

Este artigo contradiz com os objetivos do PROINFA. Sem a garantia de compra do agente financeiro (governo) os empreendedores não têm garantia de compra da energia a ser gerada e desta forma não possuem garantias para o financiamento junto ao BNDES.

Com relação à segunda parte do PROINFA, que diz respeito a CDE - Conta de Desenvolvimento Energético, o Artigo 28 define a origem dos recursos que irão subsidiar essa conta e serão compostos de:

- I – dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público - UPB;
- II – dos pagamentos de multas aplicadas pela ANEEL e

III – dos pagamentos de quotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final.

Também ficou estabelecido que:

- ✓ Os pagamentos a que se referem os incisos I e II são aqueles ocorridos a partir de 29 de abril de 2002.
- ✓ As quotas a que se refere o inciso III serão recolhidas a partir de 1º de janeiro de 2003 e determinadas em Resolução da ANEEL, que estabelecerá os procedimentos operacionais a serem adotados, inclusive as multas e outras penalidades decorrentes de inadimplência.

Já o artigo 31. diz que as quotas a que se refere o inciso III do art. 28 terão valor idêntico àquelas estipuladas para o ano de 2001, em obediência ao estabelecido no § 1º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e serão reajustadas anualmente de modo a manter a mesma participação percentual global em relação à Receita Nacional de Fornecimento aos Consumidores Finais dos Sistemas Elétricos Interligados observada em 2001, não acarretando desta forma aumento tarifário, em obediência ao § 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002.

Entretanto, a partir dos anos de 2003, 2004 e 2005 serão deduzidos das quotas, de que trata o caput, os valores a serem recolhidos a título da sistemática de rateio de ônus e vantagens para as usinas termelétricas, situadas nas regiões atendidas pelos sistemas elétricos interligados, conforme definido no art. 11 da Lei nº 9.648, de 1998, e descrito a seguir:

Lei 9.648, de 27 de Maio de 1998.

Art. 11. As usinas termelétricas, situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, que iniciarem sua operação a partir de 6 de fevereiro de 1998, não farão jus aos benefícios da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do **consumo de combustíveis fósseis para a**

geração de energia elétrica, prevista no inciso III do art. 13 da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973.

Resolução nº 42, de 31 de janeiro de 2003, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que fixa as quotas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, para o exercício de 2003, e estabelece os procedimentos operacionais a serem adotados pelos agentes.

Conforme já mencionado anteriormente, a Resolução nº 42 trata da CDE e fixa as quotas que devem ser recolhidos pelos agentes que atendem os consumidores finais de energia do Sistema Interligado e desta forma assegura a CDE – Conta de Desenvolvimento Energético, a qual deverá ser utilizada para promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelo Sistema Interligado.

Resolução nº 219, de 23 de abril de 2003, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que dá nova redação ao art. 22 da Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999, com prazo para republicação integral.

O artigo 22 da Resolução nº 281 tratava das condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, compreendendo o uso e a conexão.

A nova redação do artigo 22 da Resolução vem para assegurar as condições e regras estabelecidas pela Lei 10.438 no que se refere ao percentual de desconto a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição.

De acordo com a nova redação, fica assegurado um percentual de redução de 50 a ser aplicado nas tarifas de uso e de conexão da energia produzida e ofertada pelas fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e de cogeração qualificada.

Resolução nº 223, de 29 de abril de 2003, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que estabelece as condições gerais para a elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras ou aumento de carga, regulamentando o disposto nos arts. 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixa as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Esta resolução estabelece as condições gerais para a elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, bem como a responsabilidade das mesmas no atendimento de pedidos de fornecimento ou aumento de carga.

Também determina que a partir da data de publicação desta Resolução, a concessionária deverá atender, sem qualquer ônus para o solicitante ou consumidor, ao pedido de fornecimento ou aumento de carga, em áreas do sistema elétrico, que possa ser efetivado mediante a extensão de rede em tensão secundária de distribuição, inclusive instalação ou substituição de transformador, ainda que seja necessário realizar reforço ou melhoramento na rede em tensão primária de distribuição.

Para tal a concessionária deverá submeter à ANEEL o Plano de Universalização de Energia Elétrica, a ser implementado no período de 1º de janeiro de 2004 até o dia 31 de dezembro do ano estabelecido para o alcance da universalização.

Além do exposto, a resolução determina ainda os prazos para o cumprimento do Plano de Universalização proposto pela concessionária a ANEEL, com base nos dados do CENSO IBGE 2000, o qual estabeleceu o Índice de Atendimento da Concessionária aos seus consumidores.

De acordo com estes dados do índice de atendimento, os prazos máximos para o cumprimento das metas poderão variar entre os anos de 2004 a 2015.

Por ser um plano audacioso, que pretende minimizar e até acabar com o não atendimento aos consumidores, a Resolução prevê penalidades rigorosas às concessionárias que não cumprirem os Planos Anuais constantes do respectivo Plano de Universalização elaborado e aprovado pela ANEEL.

As penalidades prevêm a aplicação de um coeficiente redutor de 3% até 10% nos níveis tarifários de energia obtidos nas revisões periódicas realizadas a partir do ano de 2005.

Decreto nº 4562, da Presidência da República, de 31 de dezembro de 2002, que Estabelece normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica; para tarifação e preço de energia elétrica; dispõe sobre compra de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição; valores normativos; estabelece a redução do número de submercados; diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e dá outras providências.

O decreto estabelece as normas a substituição dos antigos contratos de fornecimento de energia elétrica dos consumidores finais por novos contratos de compra e venda de energia elétrica em virtude do estabelecido pelo artigo 27 da Lei 10.438, da Presidência da República, de 26 de abril de 2002, conforme transcrito a seguir.

O artigo 27 diz que, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) da energia elétrica comercializada pelas concessionárias geradoras de serviço público sob controle federal, inclusive o montante de energia elétrica reduzido dos contratos iniciais de que trata o inciso II do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, deverá ser negociada em leilões públicos, conforme disciplina estabelecida em resolução da ANEEL.

Em virtude da nova determinação de compra de energia pelas concessionárias e permissionários de energia elétrica, a tarifa final de venda da energia elétrica ao consumidor final sofrerá alterações.

Desta forma, o Decreto 4562 definiu as normas dos novos contratos a serem celebrados e a composição das novas tarifas de energia elétrica.

A partir 01 de janeiro de 2003, os consumidores do Grupo "A", das concessionárias ou permissionárias de serviço público de geração ou de distribuição de energia elétrica deverão celebrar contratos distintos para a conexão, uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e compra de energia elétrica.

Na definição do valor das tarifas para os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição a que se refere este artigo, serão consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo.

Os valores das tarifas de energia que poderão ser estabelecidos na forma monômnia ou binômnia, de acordo com a modalidade de fornecimento, para os contratos de compra de energia elétrica celebrados pelos consumidores com concessionária ou permissionária de distribuição, serão estabelecidos, até a data contratual dos respectivos reajustes ou revisões tarifárias, a partir da composição das seguintes parcelas:

- ✓ Parcela I, com peso de 75%, 50%, 25% e 0% em 2003, 2004, 2005 e 2006, respectivamente: tarifa de energia calculada com base na tarifa de fornecimento da estrutura tarifária atual, descontados os correspondentes custos de conexão e de uso do sistema de transmissão ou de distribuição; e
- ✓ Parcela II, com peso de 25%, 50%, 75% e 100% em 2003, 2004, 2005 e 2006, respectivamente: tarifa de energia calculada com base no custo da energia disponível para venda, acrescido do custo de comercialização, e, onde couber, de encargos setoriais e tributos.

Desta forma pode-se concluir que a tarifa de energia dos novos contratos para o ano de 2003 deverá ser formada por 75 % do valor do antigo contrato e 25 % do valor da nova energia adquirida em leilões.

Nos anos subseqüentes a 2003, a participação do valor da energia dos contratos antigos no novo valor da tarifa será reduzida para 50%, 25% e 0% respectivamente.

Resolução nº 246, de 23 de maio de 2003, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica que Estabelece as condições gerais para a compra de energia elétrica, por meio de licitação, na modalidade de leilão, pelas concessionárias do serviço público de distribuição, conforme disposto o Decreto n o 4.562, de 31 de dezembro de 2002.

Esta Resolução estabelece as normas para a aplicação do disposto no Decreto nº 4.562 de 31 de dezembro de 2003.

Entretanto, no artigo nº 15, consta que estarão excluídos dos leilões de energia elétrica os contratos bilaterais cujo objeto seja a compra e venda de energia elétrica produzida por fontes eólicas, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

Diante desta nova conjuntura, o fato que poderá ocorrer é que as concessionárias não poderão adquirir a eletricidade de fontes renováveis tais como biomassa, eólica e pequenas centrais hidrelétricas em leilões.

Partindo do princípio que essas fontes de energia têm um custo da eletricidade gerada superior aos das hidrelétricas de grande porte, e as mesmas já estão quase que totalmente amortizadas, os valores correspondentes as fontes renováveis não entrarão no cálculo de composição das novas tarifas, devendo esta tarifa ter um valor inferior ao valor de geração das fontes renováveis.

Sabe-se que os novos valores da energia elétrica proveniente dos leilões servirão de base a para a definição do valor de repasse aos consumidores finais.

Dessa forma, é possível que, no caso das concessionárias de energia elétrica que adquirirem a energia de fontes renováveis a um preço superior ao praticado nos leilões, pode ser que não seja possível que o valor pago ao gerador possa ser repassado aos consumidores finais.

Em suma, isto poderá inviabilizar as operações de compra e venda de eletricidade com contratos de longo prazo que, por sua vez, são necessários e atendem às expectativas dos agentes financiadores.

Decreto 5.025, de 30 de março de 2004 , da Presidência da República que regulamenta o inciso I e os §§ 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do art. 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências.

Este decreto altera a Lei 10.438 que instituiu o PROINFA bem com o Decreto 4.541 que o regulamentava até esta data.

De acordo com a nova regulamentação, a metodologia de cálculo dos valores econômicos correspondentes à tecnologia específica de cada fonte (biomassa, PCH e eólica) foi alterada de acordo com os critérios abaixo, por meio do artigo 3 do Decreto 5.025.

No Artigo 3º, sobre a definição dos valores econômicos ressalta-se:

O cálculo dos valores econômicos será efetivado mediante o método do Fluxo de Caixa Descontado:

- I - para um período de vinte anos de operação comercial;
- II - com uma taxa de retorno do capital próprio compatível com os riscos minorados que decorrem das garantias de contratação e de preço;
- III - com níveis de eficiência compatíveis com o estágio de desenvolvimento tecnológico e com os potenciais energéticos nacionais;

IV - com custos unitários-padrão de cada fonte para a determinação do valor a ser investido no empreendimento, inclusive os custos-padrão de conexão;

V - com a estimativa do valor residual;

VI - com as previsões de despesas e custos operacionais, inclusive perdas, uso de sistemas elétricos, tributos e encargos setoriais;

VII - com as previsões de taxas de indisponibilidade e de consumo próprio de energia elétrica;

VIII - com condições especiais de financiamento;

IX - com uma relação entre capital próprio e de terceiros compatível com a praticada pelo mercado de geração de energia elétrica;

X - com os descontos específicos previstos na legislação existente para a utilização das redes de transmissão e de distribuição;

XI - considerando os níveis de depreciação estabelecidos na regulação específica para cada fonte; e

XII - com as receitas advindas de subprodutos e co-produtos que venham a ser comercializados.

Parágrafo único. No cálculo dos valores econômicos, o Ministério de Minas e Energia poderá considerar os incentivos ou os subsídios existentes para as fontes eólica, PCH e biomassa.

Diante deste novos parâmetros, nota-se que o fluxo de caixa descontado foi alterado de um período de 15 anos para um período de 20 anos, fato este que impacta no resultado final do empreendimento.

Já o Artigo 4º dispõe sobre o piso mínimo que os valores econômicos podem atingir.

De acordo com o decreto anterior, o Decreto 4.541, o piso dos valores econômicos não poderia ser inferior a 80% da Tarifa Média Nacional.

Entretanto o artigo 4º do atual Decreto 5.025 estabelece novos parâmetros como piso mínimo dos valores econômicos, como pode ser constatado abaixo:

Art. 4º Os valores econômicos correspondentes às tecnologias específicas e os pisos para cada fonte serão estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia e divulgados por meio de portaria.

§ 1º Os valores econômicos correspondentes às tecnologias específicas das fontes eólica, PCH e biomassa terão como piso, respectivamente, noventa por cento, setenta por cento e cinquenta por cento da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final.

§ 2º A ANEEL calculará a Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final e a divulgará em até dez dias da publicação deste Decreto.

Portaria nº 45, de 30 de março de 2004, do MME – Ministério de Minas e Energia, que estabelece os valores econômicos e pisos correspondentes às tecnologias específicas das fontes eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica.

O artigo 1º dispõe sobre a chamada pública da Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S. A. dos empreendimentos de geração de energia elétrica a partir das fontes alternativas, os quais devem obedecer à legislação aplicável e às regras contidas nos Guias de Habilitação de cada fonte em específico divulgados pelo Ministério de Minas e Energia

O Artigo 2º estabelece os valores econômicos e pisos correspondentes às tecnologias específicas das fontes eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica, os quais já estão reajustados para a data de 1º de março de 2004.

No caso específico da fonte biomassa o piso estabelecido é de R\$ 83,58 para qualquer tipo de biomassa

Já os valores econômicos estabelecidos são:

Bagaço de cana-de-açúcar: R\$ 93,77/MWh

Casca de arroz: R\$ 103,20/MWh

Madeira: R\$ 101,35

Biogás de aterro: R\$ 169,08