

**ALOCAÇÃO DO MATERIAL LIGNOCELULÓSICO NO SETOR  
SUCROENERGÉTICO:  
FORMAÇÃO DA CARTEIRA EFICIENTE DE PRODUÇÃO**

Fábio Simone de Souza

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Rio de Janeiro

Março de 2018

ALOCAÇÃO DO MATERIAL LIGNOCELULÓSICO NO SETOR  
SUCROENERGÉTICO:  
FORMAÇÃO DA CARTEIRA EFICIENTE DE PRODUÇÃO

Fábio Simone de Souza

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

---

Prof. Lucio Guido Tapia Carpio, D.Sc.

---

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.

---

Prof. Raad Yahya Qassim, Ph.D.

---

Prof. Leonardo Silva de Lima, D.Sc.

---

Prof. Paulo Roberto de Campos Merschmann, D.Sc.

---

Prof. Augusto da Cunha Reis, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
MARÇO DE 2018

Souza, Fábio Simone de

Alocação do Material Lignocelulósico no Setor  
Sucroenergético: Formação da Carteira Eficiente de  
Produção – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XV, 143 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de  
Planejamento Energético, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 110-115.

1. Alocação Ótima. 2. Material Lignocelulósico. 3.  
Cogeração de Energia. 4. Etanol Celulósico. I. Carpio,  
Lucio Guido. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro,  
COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

## DEDICATÓRIA

Dedico esta tese ao meu pai (*in memoriam*), por ter me deixado características imprescindíveis para ultrapassar as grandes barreiras da vida: calma e tranquilidade.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos os meus familiares que conviveram no meu dia a dia e suportaram todas as minhas preocupações e sistemáticos questionamentos e reflexões, com intermináveis conversas sobre o tema analisado nesta tese, além das minhas ausências em diversos momentos nos quais se reuniram e eu não pude estar presente.

A todos os meus amigos, que me apoiaram em diversos momentos de fragilidade e me deram uma energia adicional para que continuasse meus estudos e pesquisa sobre o tema da tese.

Aos professores e funcionários do Programa de Planejamento Energético – PPE/COPPE/UFRJ o meu “muito obrigado”, já que todos os profissionais que convivi, seja em sala de aula ou na Coordenação do Programa, contribuíram individualmente de forma exemplar para que o conteúdo fosse assimilado e/ou as pendências administrativas resolvidas. Vale destacar o admirável papel desempenhado pelo meu orientador professor Lucio Guido, em sua incansável ajuda na pesquisa realizada e pelas orientações irretocáveis ao longo do curso.

Aos professores do CEFET/RJ, que com a convivência diária proporcionaram diversas formas de apoio, considerando as discussões sobre o tema e as reflexões sobre a estrutura do trabalho. Esta ajuda foi fundamental, em especial à Coordenação do DEPEA, agradecendo a todos os professores deste departamento que faço parte, e às Coordenações do DELEA e do DEPRO, departamentos que no período de elaboração da tese foram brilhantemente chefiados, respectivamente, pela profª Adriana Ramos e pelo prof. Ormeu Coelho.

Além disso, agradeço aos meus amigos de doutorado, que trilharam comigo esta viagem rumo ao conhecimento e à capacitação, e a todos aqueles que direta e indiretamente contribuíram para que o material desta tese fosse constantemente melhorado.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

ALOCAÇÃO DO MATERIAL LIGNOCELULÓSICO NO SETOR  
SUCROENERGÉTICO:  
FORMAÇÃO DA CARTEIRA EFICIENTE DE PRODUÇÃO

Fábio Simone de Souza

Março/2018

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Programa: Planejamento Energético

Considerando as mudanças tecnológicas ocorridas no setor sucroenergético nas últimas décadas, a geração de energia elétrica e a produção do etanol de segunda geração usando a biomassa da cana-de-açúcar representam alternativas sustentáveis ao abastecimento e à segurança energética no Brasil. O objetivo desta tese é usar o modelo de Markowitz para incorporar as incertezas ao processo decisório do usineiro, bem como proporcionar o percentual de Material Lignocelulósico (ML) que será usado para gerar energia elétrica e para produzir etanol celulósico. Conclui-se nesta tese que, no Cenário Base, 90,99% do ML deve ser destinado à geração de energia comercializada no Mercado Regulado e à medida que o custo de produção do etanol 2G é reduzido (em direção ao percentual esperado por especialistas do setor, 50% do custo de produção no Cenário Base), aumenta-se o percentual de ML a ser direcionado para a sua atividade. O Valor Presente Líquido, quando todo o ML é direcionado para a produção de etanol 2G, torna-se financeiramente vantajoso em relação à comercialização da energia elétrica em quaisquer dos mercados de venda de energia, se houver pelo menos uma redução de 40% em seus custos de produção. A partir deste cenário espera-se receber um maior rendimento, mas este é acompanhado de uma maior volatilidade dos retornos gerados. Desta forma, o modelo de Markowitz (1952) representa uma poderosa ferramenta para a alocação do ML no setor sucroenergético, mas que deve ser acompanhada de análises complementares para verificação e interpretação dos seus resultados obtidos.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

**ALLOCATION OF LIGNOCELLULOSIC MATERIAL IN SUGARCANE SECTOR:  
FORMATION OF THE EFFICIENT PRODUCTION PORTFOLIO**

Fábio Simone de Souza

March/2018

Advisor: Lucio Guido Tapia Carpio

Department: Energy Planning

Considering the technological changes that have occurred in the sugarcane industry in the last decades, the electric power generation and second-generation ethanol production using sugarcane biomass, represent sustainable alternatives to supply and to energy security in Brazil. This thesis aims, through the Markowitz model, incorporate the uncertainties in the decision-making process of the mill and provides the percentage of Lignocellulosic Material (ML) that will be used to generate electricity and to produce cellulosic ethanol. This thesis concluded that, in the Base Scenario, 90.99% of ML must be used for the generation of energy traded on the Regulated Market and, as the cost of production of 2G ethanol will be reduced toward the percentage expected by industry experts (50% of production cost in Base Scenario), increases the percentage of ML available in the plant should be directed to its activity. The Net Present Value, when all the ML is directed to 2G ethanol production, becomes financial advantageous to the commercialization of electric energy, in any of the markets for sale of energy, at average prices of the historical market series, if there is at least a 40% reduction in its cost of production. From this scenario, it is expected to receive a higher income, but this is accompanied by a higher volatility of the returns generated. In this way, the Markowitz (1952) model is a powerful tool for ML allocation in the sugarcane industry, but it must be accompanied by complementary analyzes for verification and interpretation of their results.

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
3. O SETOR SUCROENERGÉTICO.....	17
3.1. O PROCESSO PRODUTIVO ANALISADO NA USINA SUCROENERGÉTICA.....	18
3.2. PRODUTOS ANALISADOS NO SETOR SUCROENERGÉTICO.....	21
3.2.1. ETANOL CELULÓSICO.....	23
3.2.2. COGERAÇÃO DE ENERGIA.....	30
3.3. CUSTOS DE PRODUÇÃO E PRODUTIVIDADE NO SETOR.....	37
3.3.1. DADOS RELACIONADOS AO ETANOL DE SEGUNDA GERAÇÃO.....	39
3.3.2. DADOS RELACIONADOS À GERAÇÃO DE BIOELETRICIDADE.....	40
4. COMPORTAMENTO DOS MERCADOS ASSOCIADOS AO SETOR SUCROENERGÉTICO.....	43
4.1. O MERCADO DO ETANOL DE CANA-DE-AÇÚCAR.....	47
4.1.1. PERSPECTIVA HISTÓRICA E CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO.....	48
4.1.2. FONTES DE PRODUÇÃO DO ETANOL E FORMAÇÃO DO PREÇO DE MERCADO.....	49
4.1.3. DEMANDA, OFERTA E COMPORTAMENTO DOS PREÇOS DO ETANOL.....	52
4.2. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	57
4.2.1. MERCADO RELACIONADO À BIOENERGIA.....	60
4.2.2. DEMANDA, OFERTA E SÉRIE HISTÓRICA DO VALOR DA ENERGIA ELÉTRICA.....	64
5. METODOLOGIA DE ALOCAÇÃO DA BIOMASSA PARA O SETOR SUCROENERGÉTICO.....	70
5.1. AVALIAÇÃO TRADICIONAL DE PROJETOS DE INVESTIMENTO.....	70

5.2. ANÁLISE DE MÉDIA-VARIÂNCIA: MODELO DE MARKOWITZ (1952).....	72
5.3. CARACTERIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE UMA USINA REPRESENTATIVA DO SETOR SUCROENERGÉTICO.....	78
5.3.1. DEFINIÇÃO DO NÍVEL DE PRODUTIVIDADE DAS ATIVIDADES DA USINA.....	78
5.3.2. DADOS FINANCEIROS RELACIONADOS ÀS ATIVIDADES DA USINA.....	80
5.3.3. DEFINIÇÃO DOS CUSTOS RELACIONADOS ÀS ATIVIDADES DA USINA.....	84
5.3.3.1. CUSTOS IDENTIFICADOS NO SETOR SUCROENERGÉTICO.....	84
5.3.3.2. CUSTOS ANUAIS EQUIVALENTES ASSOCIADOS AO USO DO ML.....	85
5.3.3.3. DADOS ADICIONAIS PARA A COMPOSIÇÃO DO RESULTADO DAS ATIVIDADES.....	89
5.4. NÍVEL DE PREÇO DOS PRODUTOS ANALISADOS NO SETOR SUCROENERGÉTICO.....	89
5.5. CENÁRIO BASE DESTA TESE.....	90
5.6. PROVÁVEIS CENÁRIOS FUTUROS.....	92
6. RESULTADOS DA ANÁLISE DOS CENÁRIOS.....	94
7. CONCLUSÕES.....	107
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	110
ANEXO A – FLUXO DE CAIXA DA PRODUÇÃO DE ETANOL, COM PREÇO MÉDIO DE MERCADO, NO CENÁRIO BASE.....	116
ANEXO B – FLUXO DE CAIXA DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO REGULADO, COM PREÇO MÉDIO DE MERCADO.....	120
ANEXO C – FLUXO DE CAIXA DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO LIVRE, COM PREÇO MÉDIO DE MERCADO.....	124

ANEXO D – FLUXO DE CAIXA DA PRODUÇÃO DE ETANOL, COM PREÇO MÉDIO DE MERCADO, NO CENÁRIO 2.....	128
ANEXO E – FLUXO DE CAIXA DA PRODUÇÃO DE ETANOL, COM PREÇO MÉDIO DE MERCADO, NO CENÁRIO 3.....	132
ANEXO F – FLUXO DE CAIXA DA PRODUÇÃO DE ETANOL, COM PREÇO MÉDIO DE MERCADO, NO CENÁRIO 4.....	136
ANEXO G – FLUXO DE CAIXA DA PRODUÇÃO DE ETANOL, COM PREÇO MÉDIO DE MERCADO, NO CENÁRIO 5.....	140

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> – Processo Produtivo na Usina Sucroenergética.....	19
<b>Figura 2</b> – Rotas Tecnológicas para a produção de etanol.....	25
<b>Figura 3</b> - Distribuição das Usinas Sucroenergéticas no Território Brasileiro.....	33
<b>Figura 4</b> - Processo de Cogeração de Energia Elétrica no Setor Sucroenergético.....	35
<b>Figura 5</b> – A cana-de-açúcar para a produção de etanol e de açúcar no Brasil.....	44
<b>Figura 6</b> – Série Histórica do preço do etanol anidro e do açúcar no Brasil.....	53
<b>Figura 7</b> – Série Histórica do preço do etanol hidratado e da gasolina no Brasil.....	55
<b>Figura 8</b> – Série Histórica do preço do etanol anidro.....	56
<b>Figura 9</b> – Série Histórica do preço da energia elétrica – PLD.....	67
<b>Figura 10</b> – Série Histórica do preço da energia elétrica – Leilões.....	68
<b>Figura 11</b> – Fluxo de Caixa Operacional dos Projetos de Produção.....	71
<b>Figura 12</b> – Fronteira eficiente de Markowitz.....	76
<b>Figura 13</b> – Fronteira de Markowitz: Cenário Base.....	96
<b>Figura 14</b> – Fronteira de Markowitz: Cenário 2.....	99
<b>Figura 15</b> – Fronteira de Markowitz: Cenário 3.....	102
<b>Figura 16</b> – Fronteira de Markowitz: Cenário 4.....	104
<b>Figura 17</b> – Fronteira de Markowitz: Cenário 5.....	106

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> – Composição adotada para o Material Lignocelulósico.....	13
<b>Tabela 2</b> – Comparação das Matérias-primas na Produção de Bioetanol.....	22
<b>Tabela 3</b> – Plantas de etanol de segunda geração (no mundo) por capacidade de produção (dados de 2015).....	24
<b>Tabela 4</b> – Geração e Consumo de Eletricidade, por Autoprodutor (GWh).....	31
<b>Tabela 5</b> – Participação de cada fonte na geração termelétrica em 2016.....	34
<b>Tabela 6</b> – Resultados da produção em uma usina que realiza fermentação de pentoses.....	41
<b>Tabela 7</b> – Custos de investimento, de O&M, de combustível e o custo nivelado da bioeletricidade das fontes consideradas.....	41
<b>Tabela 8</b> – Frota Brasileira de Veículos.....	49
<b>Tabela 9</b> – Produção Mundial do Etanol Combustível: 2016.....	50
<b>Tabela 10</b> – Série Histórica Anual das Exportações e Importações Brasileiras de Etanol.....	51
<b>Tabela 11</b> – Produção Brasileira processada pelas Usinas Sucroenergéticas.....	53
<b>Tabela 12</b> – Venda Interna de Combustíveis.....	54
<b>Tabela 13</b> – Consumo e número de consumidores de energia – Brasil.....	59
<b>Tabela 14</b> – Consumo Final Energético no Brasil por fonte.....	61
<b>Tabela 15</b> – Participação mundial da geração de energia elétrica pela biomassa.....	61
<b>Tabela 16</b> – Participação nacional da geração de energia elétrica pela biomassa.....	62
<b>Tabela 17</b> – Histórico de produção e moagem de cana-de-açúcar no Brasil.....	62
<b>Tabela 18</b> – Oferta interna de energia elétrica no Brasil e no mundo (%).....	65
<b>Tabela 19</b> – Consumo de energia no processo produtivo.....	79
<b>Tabela 20</b> – Configuração da usina a ser analisada.....	80
<b>Tabela 21</b> – Dados financeiros.....	81

<b>Tabela 22</b> – Dados utilizados para a análise financeira nesta tese.....	82
<b>Tabela 23</b> – Cálculo do CAE para a produção do Etanol 2G no Cenário Base.....	87
<b>Tabela 24</b> – Cálculo do CAE para a geração de Energia Elétrica.....	87
<b>Tabela 25</b> – Valores do CAE para a produção do Etanol 2G nos demais cenários.....	88
<b>Tabela 26</b> – Matriz de Variância-Covariância: Cenário Base.....	95
<b>Tabela 27</b> – Resultados do Modelo de <i>Markowitz</i> : Cenário Base.....	95
<b>Tabela 28</b> – Matriz de Variância-Covariância: Cenário 2.....	97
<b>Tabela 29</b> – Resultados do Modelo de <i>Markowitz</i> : Cenário 2.....	98
<b>Tabela 30</b> – Matriz de Variância-Covariância: Cenário 3.....	100
<b>Tabela 31</b> – Resultados do Modelo de <i>Markowitz</i> : Cenário 3.....	100
<b>Tabela 32</b> – Matriz de Variância-Covariância: Cenário 4.....	102
<b>Tabela 33</b> – Resultados do Modelo de <i>Markowitz</i> : Cenário 4.....	103
<b>Tabela 34</b> – Matriz de Variância-Covariância: Cenário 5.....	105
<b>Tabela 35</b> – Resultados do Modelo de <i>Markowitz</i> : Cenário 5.....	105

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

**Etanol 1G** – Etanol de 1<sup>a</sup> Geração.

**Etanol 2G** – Etanol de 2<sup>a</sup> Geração.

**ACL** – Ambiente de Contratação Livre.

**ACR** – Ambiente de Contratação Regulada.

**ANEEL** – Agência Nacional de Energia Elétrica.

**ANFAVEA** – Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores.

**ANP** – Agência Nacional de Petróleo.

**BNDES** – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

**CAE** – Custo Anual Equivalente.

**CCEE** – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

**CEPEA** – Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada.

**CGEE** – Centro de Gestão e Recursos Estratégicos.

**CInv** – Custo de Investimento.

**COGEN** – Associação da Indústria de Cogeração de Energia.

**COMEX** – Comércio Exterior.

**COper** – Custo Operacional.

**COport** – Custo de Oportunidade.

**CTC** – Centro de Tecnologia Canavieira.

**EIA** – *Energy Information Association*.

**EPE** – Empresa de Pesquisa Energética.

**ESALQ** – Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz.

**FAO** – *Food and Agriculture Organization of the United Nations*.

**FOB** – *Free On Board*.

**FC** – Fluxo de Caixa.

**GRG** – Método do Gradiente Reduzido Generalizado

**GWh** – Gigawatt-hora

**IEA** – *International Energy Agency*.

**IPCA** – Índice de Preço ao Consumidor Amplo.

**ISO** – *International Sugar Organization*.

**KWh** – Kilowatt-hora

**MAPA** – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento.

**MDIC** – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior.

**MJ** – Megajoule

**ML** – Material Lignocelulósico.

**MME** – Ministério de Minas e Energia.

**M-V** – Média-Variância.

**NAE** – Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República.

**O&M** – Operação & Manutenção.

**OIE** – Oferta Interna de Energia.

**OIEE** – Oferta Interna de Energia Elétrica.

**ONS** – Operador Nacional do Sistema Elétrico.

**pH** – potencial Hidrogeniônico.

**PIB** – Produto Interno Bruto.

**PLD** – Preço de Liquidação das Diferenças.

**PNL** – Método de Programação Não-Linear

**RFA** – *Renewable Fuels Association.*

**SECEX** – Secretaria de Comércio Exterior.

**SHF** – *Separate Hidrolysis and Fermentation.*

**SIN** – Sistema Interligado Nacional.

**SMA** – Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo.

**SSF** – *Simultaneous Saccharification and Fermentation.*

**TC** – Toneladas de Cana-de-açúcar

**TIR** – Taxa Interna de Retorno.

**TUSD** – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.

**TUST** – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão.

**TWh** – Terawatt-hora

**UNCTAD** – *United Nations Conference on Trade and Development.*

**UNICA** – União da Indústria da Cana-de-açúcar.

**USP** – Universidade de São Paulo.

**VP** – Valor Presente.

**VPL** – Valor Presente Líquido.

**WACC** – *Weighted Average Capital Cost.*

## CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

O setor sucroenergético apresenta a benesse de atender parte do mercado energético de forma sustentável, substituindo produtos e combustíveis derivados da indústria petrolífera. Dita participação acontece diminuindo a tão combatida degradação ambiental de emissões de gases de efeito estufa, muito presente na realidade mundial ao longo deste início do século XXI. Atualmente as atividades que possuem o maior nível de produção no setor, dado que geram a maior parcela de renda para a usina, são a produção de etanol 1G e açúcar, mas a cogeração de energia está conquistando um espaço significativo nas operações das usinas, devido a obter-se de uma única fonte primária três formas distintas de energia: térmica, mecânica e elétrica.

Na virada do século XX para o XXI, o uso do material lignocelulósico (bagaço, palhas e pontas de cana-de-açúcar) foi sendo ampliado gradativamente com esforços tecnológicos para dimensionar o seu aproveitamento e a capacidade de gerar melhores resultados econômico-financeiros para a usina, como é o caso das pesquisas realizadas para a produção do etanol de segunda geração. Com estes insumos antes desprezados pela usina (incinerados com a consequente poluição ambiental), o setor esbarrou no questionamento entre utilizá-los para cogerar energia ou produzir o etanol de segunda geração. Nesta direção, buscando sempre substitutos que possuíssem características de serem renováveis com menor custo e maior produtividade, o etanol de segunda geração teve um grande incentivo nos momentos em que ocorreram aumento nos preços do petróleo e a geração de energia elétrica foi motivada pelas reduções nos níveis dos reservatórios hidrelétricos no caso brasileiro, o que incentivou as formas alternativas de geração de energia elétrica.

Assim, as usinas procuram otimizar suas atividades, maximizando seus resultados com o menor nível de risco possível da carteira de produção. Além disso, a demanda mundial por energia elétrica se expandiu consideravelmente nos últimos anos (EIA, 2016), o que requer que sejam sistematicamente apresentadas novas formas para sua geração, assim como é imprescindível a substituição do uso de insumos com maior potencial de degradação ambiental, como é o caso do etanol na substituição da gasolina e outros derivados do petróleo.

Preliminarmente na presente tese, o autor pesquisou as atividades do setor sucroenergético quando realizou o Mestrado em Engenharia de Produção na Pontifícia Universidade Católica (PUC/RJ), sendo verificada a opção tecnológica que o usineiro possui no setor sucroenergético ao ter a possibilidade de ampliar a capacidade das caldeiras numa usina, aumentando a capacidade de geração de energia e proporcionando mais valor às suas atividades.

A partir do questionamento sobre qual atividade produtiva deve ser priorizada com o uso deste material lignocelulósico disponível na usina, esta tese tem o objetivo de dimensionar qual o percentual deste insumo que será utilizado para a geração de energia elétrica a ser comercializada no Mercado Regulado e no Mercado Livre de energia elétrica e qual o percentual de material lignocelulósico deve ser alocado para a produção de etanol de segunda geração. Para isto, será utilizado o modelo de programação não linear proposto por Markowitz (1952).

O modelo de Markowitz (1952) é adotado nesta tese pela sua facilidade de uso e capacidade de gerar resultados satisfatórios para o objetivo traçado, principalmente diante do reduzido número de ativos aqui analisados. Apesar disto, existem restrições ao mesmo pela sua simplificação, já que considera uma distribuição normal dos retornos, além de

assumir que a correlação entre os ativos que compõem a carteira é fixa e constante ao longo do tempo.

Para a aplicação deste modelo na determinação do percentual do material lignocelulósico a ser direcionado a cada uma das atividades analisadas, foi utilizada a série histórica mensal dos preços definidos entre Maio/2003 e Julho/2017 (atualizados a valores de Julho/2017) e foi considerada a volatilidade existente na variação percentual dos retornos esperados, definidos em megawatts/hora (MWh) para a energia elétrica e em litros (L) para o etanol. Paralelamente à aplicação do modelo de Markowitz (1952) foi verificado o Valor Presente Líquido (VPL) com a finalidade de dimensionar o resultado financeiro de cada uma das atividades e verificar, em cada cenário de redução dos custos de produção do etanol 2G, qual das atividades analisadas é financeiramente mais vantajosa.

Este estudo proporciona ao usineiro uma ferramenta para dimensionar o nível de risco para possíveis retornos de suas atividades, fazendo com que as suas escolhas sobre a alocação dos insumos nas atividades analisadas sejam realizadas diante do seu padrão de aversão ao risco do negócio. Além disso, a presente tese sinaliza ao mercado a percepção que os demais agentes econômicos devem ter sobre as atividades do setor e do seu nível de exposição financeira quando estas escolhas forem realizadas pelos usineiros.

Esta tese está dividida em mais seis capítulos, além desta Introdução. No capítulo 2 é apresentada uma Revisão da Bibliografia com os trabalhos já desenvolvidos sobre o setor sucroenergético, considerando a cogeração de energia e a produção de etanol de segunda geração, sendo expostas as ferramentas de análise e os resultados encontrados em cada um destes trabalhos. No capítulo 3 são ilustradas as principais atividades de uma usina do setor sucroenergético, sendo destacadas as atividades dos produtos que estão

sendo analisados nesta tese: geração de energia elétrica e produção de etanol de segunda geração. No capítulo 4 é apresentada a dinâmica do mercado associado a cada um destes dois produtos, identificando seu padrão de comercialização e sua configuração no cenário nacional, além da análise das perspectivas para cada um destes mercados com a ilustração do comportamento dos seus níveis de preço. No capítulo 5 são apresentadas as ferramentas de análise usadas nesta tese, com a apresentação das técnicas de decisão de investimentos, caracterização do modelo de Markowitz (1952) e definição de uma usina representativa do setor que permitirá a definição das equações de retorno esperado para cada uma das atividades objetos de pesquisa desta tese; ao final desse capítulo são definidas as condições para a constituição do Cenário Base e para a formação dos cenários nos quais são verificados os efeitos causados pela possível redução nos custos de produção, para que sejam comparados os resultados gerados nestes cenários de redução dos custos com os valores obtidos no Cenário Base. No sexto capítulo são realizados os cálculos e apresentados os resultados para cada um dos cenários configurados para esta tese. Por fim, no capítulo 7 são apresentadas as conclusões, seguido das referências bibliográficas.

## CAPÍTULO 2: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A matriz energética mundial no século XX passou a ser prioritariamente baseada nos recursos derivados de petróleo, estando este fator cada vez mais limitado na natureza, além de gerar um elevado nível de poluição ao meio ambiente. Na busca de recursos que possam substituir estes derivados do petróleo, representantes do setor público e privado de diversos países no mundo começaram a verificar as opções tecnológicas disponíveis que supram esta carência relacionada ao esgotamento desse recurso, proporcionando conjuntamente uma melhoria na questão ambiental.

Nesta direção, tanto a geração de energia elétrica quanto a produção de etanol de segunda geração (etanol 2G) representam opções tecnológicas no setor sucroenergético para satisfazer demanda específicas. Para isso, muitos autores analisam o comportamento de mercado destes ativos, seus níveis de produtividade, a eficiência energética dos seus processos produtivos, dentre outras perspectivas econômicas e tecnológicas. Assim, este capítulo tem o objetivo de apresentar o “estado da arte” destas questões associadas ao setor sucroenergético.

No intuito de constatar se o etanol representa uma opção para esta substituição dos produtos derivados do petróleo e considerando que a demanda do etanol está relacionada ao preço do petróleo e à legislação disponível para fomento dos biocombustíveis, Debnath *et al* (2017) analisam os possíveis efeitos complementares e substitutivos entre a demanda de gasolina e etanol, definindo cenários para diferentes níveis de preço e comparando as respectivas elasticidades resultantes. Os autores concluíram que no caso de haver um acentuado aumento no preço do petróleo bruto, o efeito substituição existente tende a gerar uma ampliação na demanda de etanol pelo mundo, além de afirmarem que tanto o

Brasil quanto os Estados Unidos da América serão os países que terão a maior participação nas exportações de etanol.

Além desta perspectiva favorável para a ampliação da produção de etanol, estimulando as atividades no setor sucroenergético, ao longo do século XX, com o aumento da produção de cana-de-açúcar ampliou-se a disponibilidade dos resíduos lignocelulósicos gerados no setor nos processos de produção de açúcar e etanol, seja nas suas atividades agrícolas, proporcionando um considerável volume de palhas e pontas (palhiço) da cana no campo após a sua colheita ou gerando uma grande quantidade de bagaço após a moagem da cana. Ainda mais, com a assinatura de protocolos ambientais que objetivam a extinção das queimadas nos canaviais, o palhiço da cana, que antes era incinerado no campo, tem sido incorporado à biomassa disponível no setor.

Diante deste fato, Colombo *et al* (2014) analisam o uso do bagaço para a geração de vapor de alta pressão e eletricidade nas usinas de cana-de-açúcar. Nesse trabalho foram avaliados os balanços de energia com diferentes níveis de uso do bagaço visando aperfeiçoar a eficiência global dos processos realizados pela usina. Concluíram que é financeiramente vantajosa para a usina a geração de energia com o bagaço e que esta atividade deveria ser ampliada com a substituição das caldeiras existentes por caldeiras de maior capacidade de produção, trocando consequentemente todo o maquinário associado à mudança das caldeiras, para que assim possa haver um correspondente aumento de eficiência e produtividade.

Em uma análise complementar para obter um maior aproveitamento destes resíduos, Albarelli *et al* (2014) analisaram a viabilidade econômica da produção do etanol 2G, considerando esta atividade integrada com a produção convencional do etanol (etanol 1G). Os autores consideraram que uma parcela destes resíduos é utilizada

preferencialmente para a cogeração de energia, para satisfação da demanda energética da usina, além da venda de seu excedente. Utilizaram como insumo o bagaço e parte das palhas e pontas residuais do processo da colheita da cana, e verificaram os resultados obtidos em cenários nos quais ocorrem, ou não, integração térmica em suas atividades, em uma destilaria autônoma e em uma destilaria anexa. Concluíram que num processo integrado de produção conjunta com açúcar, com o etanol 1G e com a cogeração, o etanol 2G apresentou uma maior Taxa Interna de Retorno se comparado com o processo integrado para a destilaria autônoma.

Ainda na perspectiva de integração da atividade de produção do etanol de primeira e segunda geração, alguns trabalhos relataram outros resultados complementares: Dias *et al* (2009); Dias *et al* (2012), Dias *et al* (2013a); Dias *et al* (2013b).

Em Dias *et al* (2009) são simulados cenários com o software *UniSim Design* para uma usina que tem uma capacidade de cogerar energia por meio da utilização de bagaço (da moagem da cana) e do palhiço (palhas e pontas que ficam no solo após a colheita da cana), ou produzir etanol 2G realizando a hidrólise ácida diluída do material lignocelulósico, sendo esta hidrólise constituída de três fases. Na primeira fase ocorre a pré-hidrólise da hemicelulose, seguida por uma fase para a deslignificação pelo método de *Organosolv*<sup>1</sup>, e enfim, a fase na qual se realiza a hidrólise da celulose. Foram analisados dois casos de sistemas de destilação: a destilação convencional (de pressão simples) e a destilação de duplo efeito. Verificou-se que as colunas de destilação multipressão são apontadas como uma variável importante para a integração do processo, considerando que no primeiro caso foram obtidos 102,5 litros de etanol anidro e

---

<sup>1</sup> Método de deslignificação que consiste no uso de solventes orgânicos como o etanol na presença de catalizador e tem por objetivo solubilizar a hemicelulose e lignina, tornando a celulose mais acessível à etapa da hidrólise.

33KWh/tonelada de cana e que no segundo cenário foram gerados 105,7 litros de etanol anidro e 13,5 KWh/tonelada.

Em Dias *et al* (2012) são comparados os resultados obtidos com a produção autônoma de etanol e a integração da produção de etanol de primeira e segunda geração; sendo esta integração realizada verificando seis cenários nos quais alguns parâmetros são modificados, como: a quantidade de enzimas, o processo utilizado, o tipo de tecnologia aplicada para a deslignificação, se produz (ou não) etanol 2G. O melhor resultado econômico e o maior nível de produção de etanol ocorrem com um processo integrado de produção entre o etanol de primeira e de segunda geração, utilizando em suas atividades uma tecnologia avançada de hidrólise e sendo ainda considerada a fermentação de pentoses. Os autores ainda ressaltaram que se houver uma recuperação do solvente utilizado na deslignificação alcalina, o benefício desta atividade apresentada para esta configuração também qualifica este cenário como tendo o melhor indicador ambiental.

Além do Material Lignocelulósico (ML) das etapas de moagem e colheita (bagaço, palhas e pontas), nas etapas de pré-tratamento e de hidrólise podem ser gerados resíduos adicionais (celulose residual, lenhina e, eventualmente, biogás se houver biodigestão de pentoses), como apresentado em Dias *et al* (2013a). Neste trabalho, os autores consideram diferentes configurações para o sistema de cogeração de energia, como o nível de pressão das caldeiras, o volume de ML utilizado, a pressão do vapor e a eficiência das turbinas, fazendo com que o volume de geração da energia seja diferenciado.

Com as duas possibilidades de produção com o uso do ML disponível (energia elétrica e etanol de segunda geração), é analisada uma usina do setor sucroenergético que possui um sistema de produção integrado para as atividades de fabricação do etanol de primeira e o de segunda geração. Na perspectiva econômica, Dias *et al* (2013a)

concluíram que a venda de eletricidade gerada com este ML pode beneficiar a produção do etanol, mesmo que em quantidades relativamente pequenas. Já na perspectiva ambiental o fator que gera o maior benefício é a integração entre a produção do etanol de primeira com o de segunda geração; esta situação ocorre em quase todos os cenários analisados.

Em Dias *et al* (2013b) o bagaço e o palhiço são usados novamente para se analisar a integração entre a produção do etanol de primeira com o de segunda geração. Nesse estudo os autores diferenciaram as usinas considerando que a primeira usina teria a possibilidade de produzir etanol de primeira e de segunda geração de forma integrada. Já na segunda usina, além da produção integrada de etanol de primeira e de segunda geração, os usineiros também teriam a possibilidade de cogerar energia. Desta forma, concluiu-se que as usinas que possuírem maior flexibilidade entre os processos de produção analisados têm maior Taxa Interna de Retorno (TIR), sendo que modificações percebidas nos preços do etanol tendem a alterar mais significativamente a TIR, se comparadas com as alterações que ocorrem no preço à vista da energia.

Além destes trabalhos complementares relacionados ao benefício gerado com a integração da produção do etanol de primeira com o de segunda geração, e considerando a hipótese de que a produção do etanol 2G ainda carece de redução nos custos de produção para confirmar sua viabilidade econômica plena, Macrelli *et al* (2012) analisaram a integração da produção de etanol de primeira com a de segunda geração verificando os efeitos ocorridos nas melhorias dos processos e na ampliação da eficiência energética, de maneira a proporcionar uma redução nestes referidos custos de produção. Os autores verificaram que, comparado ao caso base definido no trabalho com a integração de calor e o uso de equipamentos mais eficientes em termos energéticos, ocorre uma redução de

37% no preço mínimo de venda do etanol 2G. Além disso, de acordo com as simulações apresentadas, constatou-se que a produção de etanol 2G no Brasil já é competitiva com a produção de etanol de amido na Europa. Vale ainda ressaltar que foi considerada na análise de sensibilidade uma redução de 50% no preço das enzimas e que esta redução proporcionou uma queda proporcionalmente menor no preço mínimo de venda do etanol 2G.

Para verificar se realmente é vantajoso o uso do ML disponível nas usinas na produção de etanol 2G, Dias *et al* (2011) questionam se este uso do ML é mais favorável na produção de etanol 2G ou na geração de energia, com um possível excedente energético podendo ser comercializado no Sistema Interligado Nacional (SIN). Os autores utilizam cenários nos quais modificam algumas características: nível de pressão das caldeiras, oferta de eletricidade, o nível tecnológico da produção do etanol 2G, eletrificação completa da planta, uso de 50% das palhas e pontas disponíveis após a colheita, fermentação de pentoses.

Diante disto, os melhores resultados econômicos foram encontrados nos cenários nos quais a produção de eletricidade é maximizada e, mesmo com a integração entre a produção de etanol de primeira e de segunda geração, a TIR é satisfatoriamente obtida com a produção do etanol 2G nos cenários que ocorrem o uso do palhíço resultante da colheita e quando os níveis tecnológicos da hidrólise são melhorados. Esta evidência tecnológica reforça o estímulo a pesquisa associada com a produtividade do etanol 2G gerada a partir do uso do ML.

Desta forma, visando constituir uma ampliação no resultado obtido com a produção de etanol 2G, na perspectiva tecnológica, em Brienzo *et al* (2017) são analisadas 19 variedades de cana quanto as suas variações estruturais, teor de lignina resultante, na

forma de pré-tratamento do bagaço (com ácido diluído). Diante das diferenças constatadas para obtenção de um melhor rendimento da glucose, o resultado gerado sugere que a modificação da lignina ocorre sempre que a fase de pré-tratamento for mais severa. Assim, observa-se que o desenvolvimento de pesquisas nesta área tende a aumentar a produtividade da obtenção de açúcares fermentáveis e a expandir a produtividade da fabricação do etanol 2G. Conforme afirmado por Johnson (2016), nesta direção relacionada aos ganhos de produtividade, a redução dos custos de produção tende a aproximar o etanol 2G em uma escala competitiva com os demais combustíveis.

Johnson (2016) apresenta os níveis do custo de produção do etanol 2G definidos em outros trabalhos e realça a importância da redução dos custos de produção da celulase. Em sua pesquisa compara três abordagens para produção da celulase, concluindo que o método que apresenta o menor custo de produção é o integrado. O método integrado apresenta um custo, minimamente, 10% menor do que as demais abordagens realizadas. Desta forma, associada ao nível de produtividade este método apresenta uma variação expressiva no resultado de produção do etanol 2G.

Jonker *et al* (2015) também apresentam uma análise dos custos de produção do etanol celulósico, mas em seu estudo compararam o efeito gerado nos custos de produção do etanol de primeira e segunda geração utilizando diferentes matérias-primas: a cana-de-açúcar, a cana energia, o sorgo doce, o eucalipto e o capim-elefante. Nesse trabalho foi detalhada uma estrutura de custos de produção que relaciona os custos de cultivo da biomassa, o custo de transporte e de processamento industrial, além de ser definida a perspectiva de produção entre os anos de 2010 e 2030 para as matérias-primas analisadas. Os autores ressaltaram a importância da otimização do processo de produção do etanol 2G, considerando uma relação entre o aumento de produtividade e a diminuição dos

custos, e constataram que a eficiência da produtividade da biomassa afeta fortemente os seus custos de produção caso os níveis previstos de processamento apresentados em seu estudo não sejam alcançados. Foi estimada uma redução de 20% no custo da produção de etanol proveniente da cana-de-açúcar entre 2010 e 2030.

Além disso, foram verificados que os custos de produção são impactados por muitos parâmetros: o rendimento da biomassa (já que são analisadas distintas formas de biomassa), o rendimento do etanol (especialmente para o processamento do etanol de segunda geração), o investimento de capital e as receitas de eletricidade. Com base nesta perspectiva de redução dos custos de produção do etanol 2G e ampliação da produtividade de seu processo produtivo, cada vez mais se realizam estudos econômicos sobre suas atividades, com a avaliação do resultado gerado no setor sucroenergético, considerando a integração das atividades da usina.

Seabra *et al* (2010) analisaram economicamente duas formas de conversão de resíduos da cana-de-açúcar em etanol, pela rota termoquímica e pela bioquímica. Nos modelos analisados, os autores consideraram o uso do excedente de bagaço da usina, assim como o palhiço de cana residual das colheitas. Nesta obra, o desempenho econômico encontrado para as duas rotas tecnológicas analisadas foi muito semelhante em termos de preço mínimo de venda do etanol, apresentando vantagens quanto ao resultado gerado em ambos os casos. Os autores ainda ressaltaram as incertezas apresentadas quanto ao ritmo do avanço tecnológico e velocidade na redução dos custos de produção.

Soares & Rossell (2009) apresentaram a composição do bagaço e da palhiço de cana de açúcar conforme caracterizado na *Tabela 1*. Estes autores, mesmo com esta composição média da palha, relataram que existem alguns fatores que potencializam uma

expressiva diferenciação entre estas formas de ML: a realização da queima prévia do canavial, o nível de arraste de impurezas nos procedimentos de colheita e carregamento, o tipo de solo, os procedimentos de limpeza da cana, além da eficiência dos equipamentos de extração.

**Tabela 1 – Composição adotada para o Material Lignocelulósico**

Composição % (base seca)	Bagaço	Palhiço
Celulose	46,6	45,1
Hemicelulose	25,2	25,6
Lignina	20,7	14,1
Organosolúveis	2 – 3	3,5
Aquasolúveis	2 – 3	---
Cinzas	2 – 3	8

Fonte: Soares & Rossell (2009)

Os autores complementam esta caracterização do bagaço e do palhiço, retratando uma diferenciação entre os níveis de umidade existente os dois tipos de material lignocelulósico, dado que a umidade do bagaço varia entre 48% e 52% e o nível de umidade do palhiço tem em média 9,7%, o que respalda a busca de um indicador único que expresse um nível de produtividade com o uso de ambas as formas de ML do setor.

Hassuani *et al* (2005) apresentaram um resultado econômico favorável com a possibilidade de utilização do palhiço juntamente com o bagaço, ou em sua substituição, definindo para isso a necessidade de Trituração do palhiço antes do processamento, obedecendo assim certas dimensões das partículas.

Esta perspectiva econômica também foi analisada em Albarelli *et al* (2014), conforme já apresentado anteriormente, que consideraram a produção de etanol de segunda geração integrada ao processo de produção de uma destilaria autônoma ou integrada ao processo de uma destilaria anexa, sendo gerada uma maior Taxa Interna de Retorno no processo integrado à destilaria anexa. Os autores analisaram uma usina de

produção autônoma de etanol e uma de produção conjunta com etanol e açúcar, verificando o possível aumento de produtividade na geração de energia e na produção de etanol 2G ao utilizar frações finas de bagaço como insumo. Foram avaliados processos integrados termicamente e pelo uso da água, possibilitando um menor consumo de água e um maior excedente de eletricidade. Os autores constataram, ainda, que a melhor escolha de investimento está relacionada à produção de eletricidade com novos sistemas de cogeração, mas ressaltam que a produção de etanol 2G representa um investimento estratégico de longo prazo. Nesta direção, retratam que diante do elevado custo das enzimas, a viabilidade econômica foi gerada nos cenários em que o etanol celulósico não era produzido, mas mesmo assim, na usina conjunta houve uma redução do impacto do custo das enzimas em relação ao valor apresentado na usina autônoma.

Diante destas restrições econômicas associadas ao seu custo de produção e considerando suas consequentes incertezas de mercado para o etanol 2G, além da perspectiva de ampliação da demanda energética mundial, Carpio e Souza (2017) consideram o resultado gerado com as atividades de produção de etanol 2G e geração de energia associado ao nível de risco definido pela volatilidade dos preços destes produtos fabricados no setor sucroenergético, para otimizar a carteira de produção numa usina representativa do setor. Os autores apresentaram nesse artigo um modelo de otimização biobjetivo para verificar o percentual eficiente de bagaço de cana-de-açúcar que seria alocado em uma das três atividades relacionadas: produzir etanol 2G, gerar energia a ser comercializada no Mercado Regulado, ou gerar energia a ser comercializada no Mercado Livre, considerando a produção integrada em todos os processos da usina e sem custos de investimento. Para esta análise, os autores consideraram quatro cenários possíveis, nos quais foram alternados dois níveis de custos de produção para a fabricação do etanol 2G

(US\$0,30/litro e US\$0,39/litro) e dois níveis para a geração de energia elétrica (US\$50/MWh e US\$55/MWh).

Considerando a decisão de minimizar o risco associado ao efeito da volatilidade dos seus níveis de preço, maximizando o resultado das atividades analisadas, concluiu-se que no cenário no qual o custo da geração de energia elétrica é de US\$50,00/MWh e o custo de produção do etanol 2G é de US\$0,30/litro, é gerado o retorno máximo ao investidor, associado ao seu menor nível de risco.

Em Dantas *et al* (2013) é analisado o uso do bagaço de cana de açúcar em três configurações tecnológicas do setor sucroenergético: na geração de energia por meio do ciclo *Rankine*<sup>2</sup>, na geração de eletricidade com turbinas de ciclo combinado e na produção do etanol de segunda geração. Como apenas o ciclo *Rankine* representava uma tecnologia economicamente viável no período, foram estimados níveis de custos e de produtividade para estas atividades no ano de 2030 afim de traçar uma perspectiva diferenciada para o setor e analisar uma mudança nos parâmetros considerados. Por meio do Custo Anual Equivalente (CAE) foi verificado que nos cenários projetados, o aproveitamento do bagaço para a opção tecnológica do ciclo combinado e para o etanol 2G só se tornam opções economicamente mais vantajosas para o usineiro se forem alcançadas determinadas condições de mercado para seus produtos.

Assim, a maioria dos trabalhos verificados sobre as usinas do setor sucroenergético consideram os custos e produtividades dos processos de cogeração de energia e produção de etanol 2G para proporcionar os indicadores de eficiência e rentabilidade para suas

---

<sup>2</sup> O Ciclo *Rankine* é um ciclo termodinâmico reversível que funciona convertendo calor em trabalho. O calor é fornecido à caldeira por uma fonte de calor externa, geralmente utilizando a água como fluido operante.

atividades, mas considerando parcialmente as incertezas que definem as atividades analisadas no setor, que estão caracterizadas em três variáveis principais: no preço do produto, nos custos de produção e no seu nível de produtividade.

Estes trabalhos retratados neste capítulo relatam um benefício econômico e, em algumas vezes, ambiental da produção de etanol 2G integrada com a produção do etanol de primeira geração. E mesmo analisando diversos cenários para alcançar estes resultados, as incertezas a respeito de parâmetros cruciais para o processo de produção do etanol 2G, como custo de produção e nível de produtividade, tornam este tipo de etanol um produto que deve ser pesquisado e a sua atividade de produção carece de ser melhor dimensionada.

Desta forma esta tese busca incorporar estas três variáveis em sua estrutura de análise para a tomada de decisão do usineiro visando dimensionar as atividades realizadas no setor sucroenergético. E para um maior entendimento deste setor, no próximo capítulo são apresentadas as atividades analisadas nesta tese (cogeração de energia e produção de etanol 2G), sendo definidas as características destas atividades, padrões de custo de produção e níveis de produtividade existentes no setor.

## CAPÍTULO 3: SETOR SUCROENERGÉTICO

O setor sucroenergético é reconhecido principalmente pela produção de seus tradicionais produtos, etanol e açúcar. O açúcar é consumido como adoçante em todos os países ao redor do mundo e o etanol representa um combustível renovável capaz de substituir os combustíveis fósseis.

A estrutura de produção deste setor vem se desenvolvendo ao longo dos anos e incorporando novos produtos e coprodutos às suas opções de fabricação e, desta forma, potencializando o resultado da usina sucroenergética, seja com a venda da energia elétrica gerada na usina, seja com a comercialização do melaço (mel residual da fabricação do açúcar), do gás carbônico, do bagaço *in natura* (BNDES/CGEE, 2008). Mas, quanto ao processo produtivo para a fabricação do etanol, segundo o Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República (NAE, 2004), já em 2004, este é realizado com uma tecnologia na qual “atingiu sua maturidade plena”.

Esta maturidade está atrelada ao processo de fabricação do etanol (este classificado como um dos tradicionais produtos da usina sucroenergética, juntamente com o açúcar; podendo também ser definido como etanol de primeira geração), no qual os ganhos de produtividade na primeira década do século XXI foram mínimos. Isso não invalida a diversificação da sua planta produtiva e a constituição de novos produtos e subprodutos nesta planta. No processo produtivo do etanol, além de produzir o etanol anidro a ser misturado na gasolina utilizada em vários países do mundo, no Brasil também é produzido o etanol hidratado a ser comercializado isoladamente para que possa servir como uma forma de combustível própria para os veículos automotores.

Considerando estas características apresentadas preliminarmente sobre os produtos gerados no setor sucroenergético, este capítulo tem o objetivo de apresentar os produtos

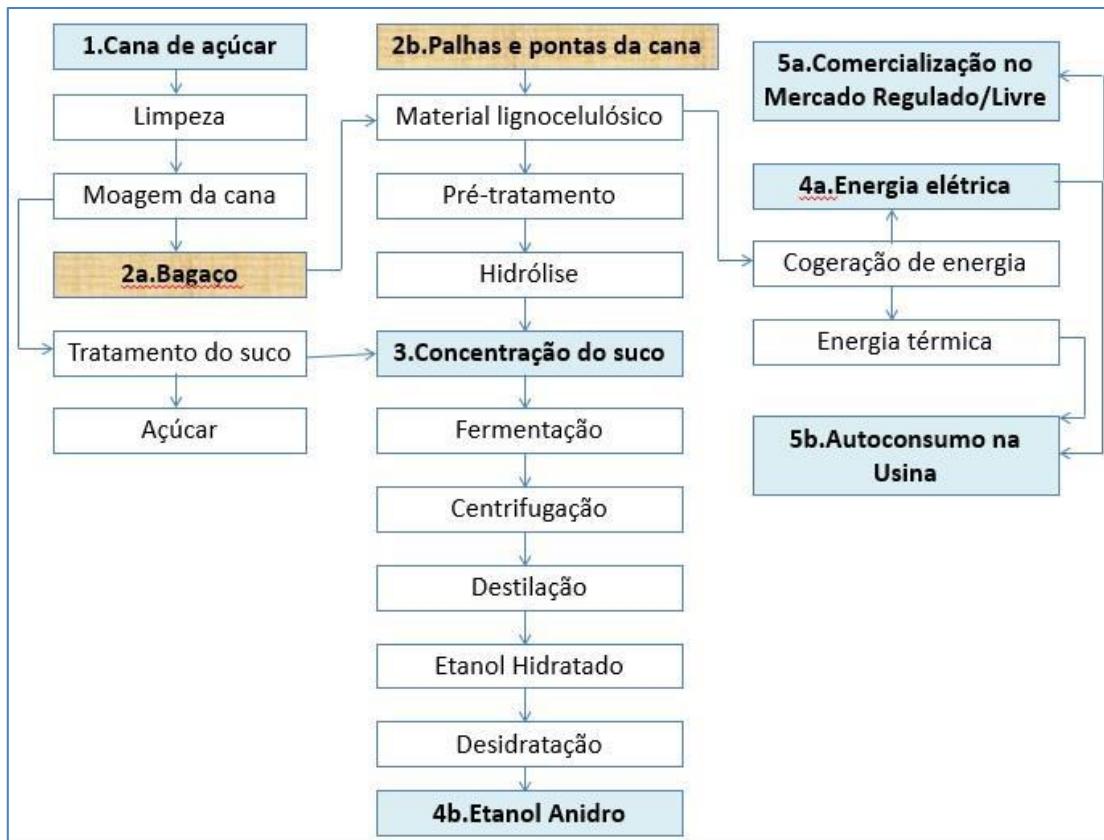
fabricados no setor, com especificação dos benefícios obtidos considerando as demais opções correlatas no mercado, além de detalhar o processo produtivo realizado numa usina deste setor, privilegiando as atividades dos produtos analisados nesta tese (energia elétrica e etanol). Ao final são apresentados os padrões existentes de custo e produtividade destas atividades.

### **3.1. O PROCESSO PRODUTIVO ANALISADO NA USINA SUCROENERGÉTICA**

A estrutura de produção considerada nesta tese analisa as atividades do setor sucroenergético quanto à produção de etanol, assim como está relacionada à possibilidade de geração de energia elétrica.

A *Figura 1* apresenta a estrutura a ser analisada neste trabalho, considerando resumidamente que a moagem da cana-de-açúcar (1), no estágio industrial da usina, proporciona um suco rico em açúcares fermentáveis e o (2a) bagaço como resíduo. Esse bagaço, juntamente com as (2b) palhas e pontas (palhiço) colhidas no campo, constituem o ML, que pode ser queimado para cogerar (4a) energia elétrica e térmica, ou pode ser tratado e moído para juntar-se ao suco obtido da moagem da cana para gerar um (3) suco concentrado e produzir (4b) um volume maior de etanol, sem a necessidade de expansão da fronteira agrícola do setor.

A energia elétrica gerada pode ser total ou parcialmente comercializada nos mercados de energia elétrica (5a), sendo gerada uma renda adicional ao usineiro, e/ou ser utilizada nas atividades da própria usina (5b). Cabe ressaltar que nesta tese, apenas o etanol gerado a partir do ML (bagaço e palhiço) é qualificado como etanol de segunda geração (2G), ou etanol celulósico:



**Figura 1: Processo Produtivo na Usina Sucroenergética**

Fonte: elaboração própria.

De forma mais detalhada, na *Figura 1* pode ser verificado que o processo produtivo do etanol começa com a limpeza, picagem e desfibrilação da cana, para que seja obtido o máximo de suco possível na etapa de moagem. Daí o material resultante desta fase prévia segue para a moagem da cana-de-açúcar, com esta atividade sendo geralmente realizada em uma estrutura composta por um grupo de ternos de moenda sucessivos, que tanto gera um volume de bagaço que pode ser reaproveitado em outras atividades da usina, quanto um caldo açucarado, que após tratamentos químicos, vaporizações e condensações, passa pelo processo de filtração na fase de tratamento do suco, sendo este suco rico em açúcares redutores (como glicose e frutose), resultantes da decomposição da sacarose.

Com o nível tecnológico analisado, depois deste estágio de tratamento do suco, o processo é direcionado para a especificação de qual será o produto fabricado, se etanol

(hidratado ou anidro) ou açúcar. Quando o processo se encaminha para a produção de açúcar seguem-se os estágios de evaporação, cozimento, centrifugação, no qual é gerado o melaço, finalizando com a secagem para a extração do açúcar. Neste caso, quando o processo passa pelo estágio da centrifugação, o subproduto do melaço representa uma solução residual rica em açúcares redutores, sendo que esse proporciona ainda a fabricação de um determinado volume de etanol.

Quando o processo for direcionado para a produção de etanol a etapa seguinte é realizada nas dornas de fermentação, sendo utilizadas leveduras (com fungos *Saccharomyces cerevisae*) para este processo de fermentação dos açúcares. Após esta etapa ocorrem os processos de Centrifugação e Destilação para a obtenção do etanol hidratado, que por processo de desidratação pode gerar o etanol anidro.

O bagaço gerado na etapa de moagem da cana-de-açúcar pode ser misturado com o palhiço recolhido no campo gerado na fase agrícola, para constituição do ML. Este ML ao sofrer um estágio de pré-tratamento, seu material é preparado para a fase de hidrólise para que assim sejam extraídos mais açúcares fermentáveis, fazendo com que este conteúdo seja misturado ao suco gerado na etapa de moagem e forme um suco concentrado que seguirá para as já apresentadas etapas de fermentação, centrifugação e destilação, gerando o etanol hidratado.

Quando o ML for utilizado na cogeração de energia, o material é queimado em caldeiras que irão gerar vapor de pressão que moverão as turbinas e irão gerar energia elétrica e térmica para o sistema da usina. Esta energia tende a ser aproveitada no próprio sistema da usina e seu excedente comercializado no mercado para a obtenção de uma renda adicional. Cabe ressaltar que estas formas de energia são geradas a partir de processos de produção que podem ser definidos como atividades complementares à fabricação do açúcar e do etanol da usina, sendo que além do fato desta energia gerar um

resultado econômico, proporciona também um benefício ambiental diante da diminuição das queimadas do palhiço nos campos na fase de colheita.

### **3.2. PRODUTOS ANALISADOS NO SETOR SUCROENERGÉTICO**

Segundo Gordinho (2010) o processo produtivo realizado no setor sucroenergético se baseia na lavoura e na produção de cana-de-açúcar, que representa uma planta que possui rebrotas anualmente e que necessita de replantio a cada cinco ou seis anos, dependendo da região, da tecnologia e da forma de plantio e colheita utilizada.

Como definido em BNDES/CGEE (2008), a sazonalidade da safra está definida de acordo com a região, dado que na região Centro-Sul brasileira a safra ocorre de abril a dezembro, e no Nordeste de agosto a abril. No que se refere ao período do ano, vale ressaltar a complementaridade da disponibilidade entre a termoelétrica com o uso do ML de cana-de-açúcar e as hidroelétricas na geração de energia elétrica, pois conforme dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico<sup>3</sup> (ONS, 2016), a partir do mês de abril acontece uma queda nos níveis dos reservatórios hidroelétricos, representando justamente o período no qual é iniciada a colheita da safra de cana-de-açúcar. Desta forma, a geração de energia no setor sucroenergético satisfaz não somente a energia necessária às atividades da própria usina, mas proporciona um excedente energético a ser exportado à rede, gerando uma renda adicional ao empreendimento e satisfazendo uma demanda social.

O etanol pode ser extraído não só da cana, mas também de outras formas de biomassa, com níveis diferenciados de produtividade e custo, sendo o concorrente mais comum o etanol de milho, que tem os Estados Unidos da América como seu maior

---

<sup>3</sup> Disponível em: [http://www.ons.org.br/historico/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx). Acesso em 12 out 2016.

produtor mundial, conforme apresentado no *Annual Industry Outlook*, relatório elaborado pela Associação de Combustíveis Renováveis (RFA, 2017).

Além desta opção de produção do etanol proveniente do milho, este ainda pode ser gerado de outras formas de biomassa, como da mandioca, do trigo, da beterraba açucareira e dos resíduos lignocelulósicos, sendo que este último possui em sua estrutura, principalmente, a lignina, a celulose e a hemicelulose. Estas distintas formas de biomassas para a produção de etanol são apresentadas no estudo realizado pela parceria BNDES/CGEE (2008), sendo que quando analisado sob a perspectiva ambiental, o etanol de cana-de-açúcar apresenta a melhor relação de energia dentre os insumos energéticos analisados, tal como apresentado na *Tabela 2*. Esta relação de energia relaciona o montante de energia renovável gerada em sua cadeia produtiva e o quantitativo de energia não renovável utilizada na sua produção:

**Tabela 2 – Comparaçao das Matérias-primas na Produção de Bioetanol**

Matéria-prima	Relação de energia	Emissões evitadas
Cana	9,3	89%
Milho	0,6 – 2,0	-30% a 38%
Trigo	0,97 – 1,11	19% a 47%
Beterraba	1,2 – 1,8	35% a 56%
Mandioca	1,6 – 1,7	63%
Resíduos lignocelulósicos*	8,3 – 8,4	66% a 73%

Fonte: BNDES/CGEE (2008).

\* Estimativa teórica.

Com base nestes dados da *Tabela 2*, pode ser verificado que o valor da Relação de energia acompanha o percentual de Emissões evitadas, sendo que esse é caracterizado pelo percentual de poluição atmosférica que é evitado quando não é utilizado o combustível de origem fóssil, tendo sua substituição pela demanda relativa ao combustível proveniente da respectiva matéria-prima. Em um ordenamento decrescente do valor esperado da Relação de energia, e respeitando o devido intervalo possível de

seus resultados apresentados, a cana-de-açúcar apresenta o maior percentual de Emissões evitadas de gases do efeito estufa, seguida sucessivamente pelos recursos lignocelulósicos (resultados esperados), mandioca, beterraba, trigo e o milho.

Cabe ressaltar que a fabricação de etanol a partir do milho pode gerar um resultado negativo das Emissões evitadas, ocasionando um saldo ambiental deficitário, o que corresponde a um maior volume nas emissões de gases de efeito estufa do que seu resultado gerado de mitigação, conforme verificado em Manochio *et al* (2017). Associado a este benefício econômico-ambiental da cana-de-açúcar, pode ser constatado que dentre estas biomassas listadas, no final do século XX a estrutura tecnológica existente no Brasil gera um custo de produção inferior ao etanol gerado tanto nos Estados Unidos (EUA) quanto nos países europeus.

### **3.2.1. ETANOL CELULÓSICO**

O etanol celulósico é gerado por meio da fermentação do suco obtido com o ML, sendo utilizado para isso um processo bioquímico. Diante de dados da Conferência das Nações Unidas Sobre Comércio e Desenvolvimento (UNCTAD, 2016), conforme pode ser observado na *Tabela 3*, o Brasil em 2015 respondeu por 12% da capacidade instalada mundial de etanol celulósico, estando em termos mundiais apenas abaixo dos EUA, China e Canadá. E esta posição ainda pode ser ampliada devido aos avanços tecnológicos e esforços empresariais.

Esta potencialidade é ressaltada diante da constante ampliação da produção do setor o que eleva a quantidade de moagem de cana-de-açúcar no Brasil, fato que pode ser verificado devido a quantidade de cana colhida e moída ao longo das duas primeiras décadas do século XXI, salvas poucas e inexpressivas reduções, conforme pode ser constatado em UNICA (2016). Para ilustrar esta percepção, na safra de 2000/2001 houve

a moagem de 256.818 mil toneladas de cana-de-açúcar no Brasil, saltando para 651.841 mil toneladas na safra de 2016/2017. Ao longo destes 17 anos houve uma variação de 153,81% na disponibilidade de ML para as atividades de cogeração de energia ou de etanol 2G, proporcionando ao Brasil uma oportunidade, cada vez maior, de ampliação destes processos produtivos.

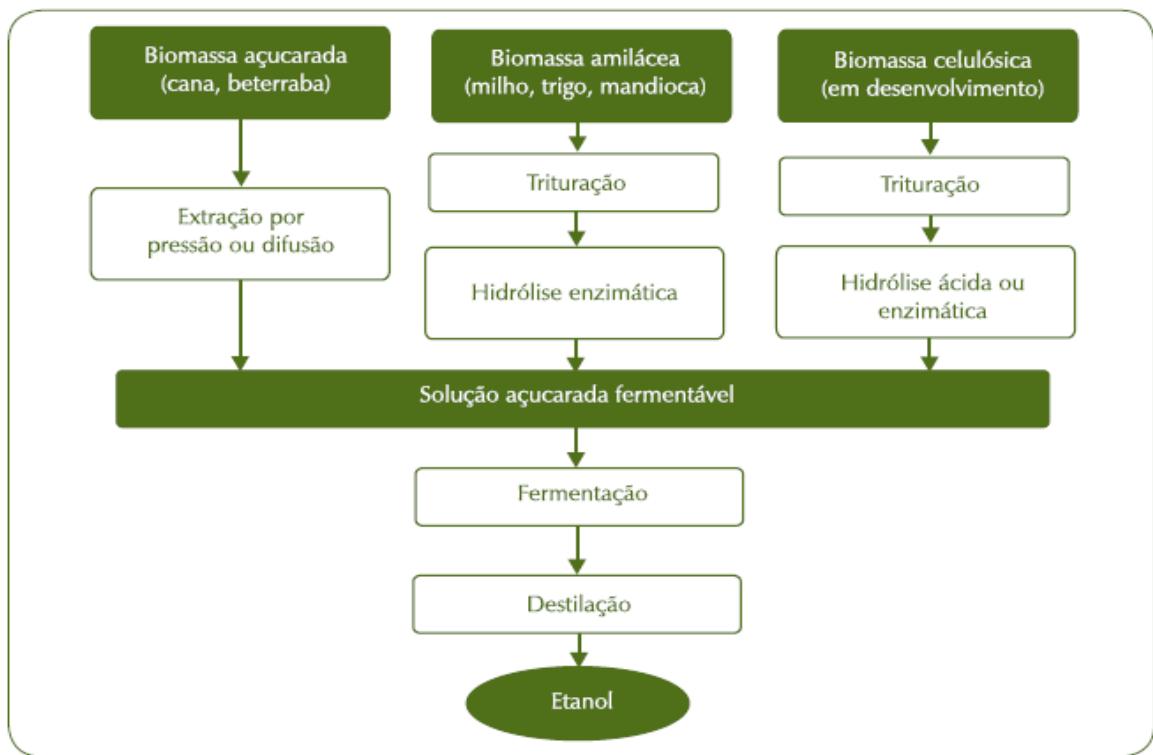
**Tabela 3 – Plantas de etanol de segunda geração (no mundo) por capacidade de produção (dados de 2015).**

PAÍS	Participação	Litros (milhões)
Estados Unidos da América (EUA)	34%	490,37
China	24%	340,19
Canadá	21%	303,45
Brasil	12%	177,34
União Europeia (UE)	9%	130,83
Total	100%	1,4 mil

Fonte: modificada de UNCTAD (2016).

Cabe ressaltar que todos os resíduos proporcionados no processo produtivo da usina sucroenergética, compostos pela vinhaça, torta de filtro, assim como as cinzas das caldeiras, representam subprodutos que são cada vez mais e melhor aproveitados na geração de valor para a usina, como é o caso do tratamento destes e sua utilização como fertilizantes.

Considerando a perspectiva tecnológica para a produção do etanol, pode-se afirmar que este tem a possibilidade de ser gerado a partir de qualquer biomassa que possua uma quantidade significativa de amido ou de açúcares que possam ser extraídos, conforme as rotas tecnológicas definidas na *Figura 2*:



**Figura 2: Rotas Tecnológicas para a produção de etanol**

Fonte: BNDES/CGEE, 2008.

Assim, existe a possibilidade de o etanol ser obtido por meio da biomassa açucarada (cana, beterraba), biomassa amilácea (milho, trigo, mandioca) e biomassa celulósica (materiais lignocelulósicos).

A fabricação de etanol a partir da biomassa açucarada e da biomassa amilácea já está tecnologicamente madura, mas a de produção de etanol a partir da biomassa celulósica ainda está em desenvolvimento, dado que existem *trade-offs* entre as duas rotas disponíveis para a extração dos açúcares fermentáveis, utilizando a hidrólise enzimática ou a hidrólise ácida. Esta questão relacionada à utilização da hidrólise enzimática ou ácida surge, pois, dependendo da tecnologia utilizada exige que sejam realizadas etapas adicionais no processo, anteriores a etapa de fermentação, e que geram custos adicionais.

Estas etapas são necessárias para que os açúcares existentes na biomassa lignocelulósica se tornem fermentáveis, sendo necessários dois estágios fundamentais para esta qualificação: um de pré-tratamento e outro de tratamento do ML. E dependendo

do rendimento destas etapas, viabilizam economicamente (ou não) a produção do etanol lignocelulósico. Desta forma, Sarkar *et al* (2012) definem que existem dois processos de pré-tratamentos físicos: Redução Mecânica do Tamanho e Pirólise. Além destes, os autores relatam o pré-tratamento físico-químico e os pré-tratamentos químicos. No pré-tratamento físico-químico relatam as modalidades de: Explosão à Vapor ou Auto-hidrólise, Método da água quente líquida, Explosão de Fibra de Amônia e a Explosão de CO<sub>2</sub>. E, nos pré-tratamentos químicos, os processos podem ser realizados pelo método ácido, alcalino, Oxidação úmida, Pré-tratamento *Organosolv* e Pré-tratamento Biológico.

Segundo Soares & Rossell (2009), os três processos mais comuns para cumprir esta etapa são: a explosão à vapor (alta temperatura e descompressão instantânea), o processo de *Organosolv* (uso de solventes) e o aquecimento da biomassa na presença de ácido diluído (ácido com alta temperatura). Ditos autores ressaltam possíveis problemas em alguns destes processos nesta etapa de pré-tratamento diante da possibilidade desta forma de atuação requerer um pós-tratamento para neutralizar a acidez dependendo do volume de ácido utilizado. Geralmente, esta neutralização ocorre com calcário e resulta em gesso como resíduo, que tem recuperação complexa e proporciona um problema ambiental. Desta forma, a explosão a vapor tende a ser o processo de maior rendimento e menor custo.

Quanto ao processo de hidrólise, Soares & Rossell (2009) apresentam três principais categorias para este fim: (1) Por ácido concentrado, sendo que este possui um alto rendimento na obtenção de açúcares, mas que diante das severas condições de sua reação faz com que seja necessário um elevado nível de investimento nos equipamentos utilizados para minimizar o desgaste das máquinas; (2) Por ácidos diluídos, sendo este dividido em duas etapas, uma inicial para fazer a hidrólise da hemicelulose e uma posterior, mais severa em elevados níveis de temperatura, para reagir com a celulose, que

possui uma estrutura mais bem organizada; (3) Por processos enzimáticos, utilizando a celulose como enzima, sendo que esta possui um elevado custo.

Sun & Cheng (2002) ressaltam que a hidrólise enzimática tem um custo inferior ao da hidrólise ácida, e proporcionam um maior rendimento. Além destas características, esta forma de catálise é realizada em condições brandas de temperatura (45° a 50°) e de potencial Hidrogeniônico (pH). A hidrólise enzimática ainda permite a união da etapa de fermentação com a de sacarificação (*Simultaneous Saccharification and Fermentation*), apresentando menores custos ao processo nesta modalidade, conforme apresentado em Sarkar *et al* (2012) e analisado e utilizado por Dantas *et al* (2013). Estes autores relatam a vantagem desta modalidade com o aumento do rendimento do etanol, devido à remoção do fator de inibição do processo de sacarificação e considerando o fato de ser realizada com um menor número de reatores.

Quando este processo ocorre com o uso de ácido concentrado, são obtidos maiores rendimentos, mas concomitantemente é gerada também a necessidade de recuperação do ácido e a utilização de equipamentos que possam ser mais resistentes à corrosão. Desta forma, o processo de hidrólise do ML é precedido por uma fase de tratamento desta biomassa, que consiste em “quebrar” sua estrutura a fim de separar a lignina (não facilmente fermentável), da celulose e hemicelulose. Esta etapa pode ocorrer sob o efeito de um ácido diluído (para não estragar o açúcar), que tem uma etapa posterior de recuperação do ácido (ajuste de pH), ou pela extração a vapor, que é um processo no qual se injeta vapor à alta pressão e depois descomprime, e ao descomprimir bruscamente a lignina é rompida, fazendo com que não seja necessária uma etapa posterior para ter de neutralizar o açúcar, além de gerar menores níveis de perda. Outra forma de hidrólise para a produção do etanol celulósico é gerada por meio de um processo termoquímico, que

consiste em introduzir moléculas de água à alta temperatura, a fim de transformar os polissacarídeos da biomassa em açúcares.

Assim, na fabricação do etanol 2G as etapas de hidrólise e a de fermentação do ML podem ocorrer em um mesmo reator, sendo então este processo denominado de Fermentação e Hidrólise Simultâneas (*Simultaneous Saccharification and Fermentation* – SSF). No SSF ambas as atividades são realizadas num mesmo reator, não sendo gerado o fator inibidor da hidrólise, mas existe o problema de que nenhuma das atividades é realizada em seu nível ótimo. Já quando o processo de fabricação do etanol 2G tem as etapas de hidrólise e de fermentação do ML ocorrendo em reatores separados, um para cada atividade, este é denominado de Sacarificação e Fermentação Separadas (*Separate Hydrolysis and Fermentation* – SHF), fazendo com que as condições em cada reator se aproximem do nível desejado para melhorar o rendimento das enzimas (Krishnan *et al*, 2000). Mas o problema no SHF é que o tipo de glicose formada neste processo inibe a etapa de hidrólise.

Nesta tese é considerado o processo SSF e, de uma forma geral, como benefícios da produção de etanol de segunda geração podem ser constatados:

- (1) é possível gerar um aumento da produção de biocombustíveis a partir do ML presente no bagaço e no palhico de cana-de-açúcar sem expandir a área plantada, que pode ser utilizada para a produção de gêneros alimentícios;
- (2) existe um baixo custo da matéria-prima e uma baixa emissão de gás carbônico que representa um excelente benefício no quesito da sustentabilidade ambiental;
- (3) a flexibilidade nas plantas de produção, dado que as plantas serão capazes de flexibilizar seu portfólio de produção, proporcionam o melhor uso do ML entre os distintos fins disponíveis para sua aplicação de acordo com o cenário mais lucrativo no período de decisão;

(4) a perspectiva favorável da viabilidade econômica existente, considerando que o etanol 2G já é uma realidade tanto no Brasil como em outros países do mundo, como nos EUA. Há uma expectativa de aumentar a produtividade do etanol 2G em até 50% por hectare de cana plantada e alcançar menor custo de produção quando comparado ao etanol de primeira geração produzido a partir do caldo obtido com moagem de cana;

(5) o aumento do volume total de etanol produzido permitirá abastecer a demanda doméstica e exportar etanol contribuindo para o crescimento econômico do Brasil;

(6) com a produção integrada é possível aproveitar a infraestrutura de uma planta convencional, que produz etanol de primeira geração, juntamente com a tecnologia necessária para produzir etanol 2G, otimizando as atividades e gerando um saldo energético favorável para a usina.

Quanto às dificuldades relacionadas à produção de etanol de segunda geração:

(1) no aspecto tecnológico a produção de etanol a partir do ML é feita com tecnologias ainda em desenvolvimento, existe incertezas para os investidores;

(2) na fase de pré-tratamento do ML ainda representa uma dificuldade para os produtores, dado que estes ainda estão buscando definir o melhor método a ser usado em escala industrial para a hidrólise do ML, que deve ser de baixo custo e, ao mesmo tempo, evitar a formação de inibidores da hidrólise enzimática e da fermentação;

(3) a hidrólise representa um estágio muito caro para os produtores de etanol celulósico sendo elevados os custos de algumas matérias-primas utilizadas e das enzimas aplicadas ao processo de hidrólise enzimática.

### **3.2.2. COGERAÇÃO DE ENERGIA**

Segundo a ISO (2009), a cogeração representa um processo no qual são produzidas eletricidade e energia térmica útil. Este processo ocorre próximo de seu ponto de utilização, além de apresentar uma elevada eficiência.

Conforme apresentado por BNDES/CGEE (2008) são necessários três tipos de energia para o processamento da cana-de-açúcar, com sua necessidade representada pela energia térmica que é utilizada nos estágios de aquecimento, da energia mecânica expressa pelas atividades realizadas pelas moendas e pela energia elétrica utilizada em diversos sistemas de acionamento existentes nos variados estágios da produção. Estas formas de energia podem ser produzidas pela própria usina.

Sob a ótica da oferta, na Resenha Energética Brasileira de 2016 (MME, 2017) pode se observar que a Oferta Interna de Energia Elétrica continua majoritariamente constituída pela fonte hidrelétrica. O bagaço de cana representa o segundo maior percentual como fator gerador de energia elétrica, com uma participação de 5,5% da oferta nacional de energia elétrica em 2015, e ampliando sua participação para 5,7% em 2016.

Cabe observar a expressiva ampliação do percentual de crescimento da participação da fonte eólica na Oferta Interna de Energia Elétrica, variando 54,9% entre os anos de 2015 e 2016; estimulado pela necessidade de diversificação da matriz energética nacional, associada à disponibilidade de vento, baixo custo de produção e nível tecnológico disponível para a atividade.

Com base nestes dados, observa-se que o setor sucroenergético apresenta entre os anos de 2015 e 2016 o segundo maior percentual de crescimento na geração de energia elétrica dentre as fontes renováveis de geração. Esse dado torna-se ainda mais

representativo diante dos dados da *Tabela 4*, referente à Geração e Consumo de Eletricidade por Autoprodutor.

O setor sucroenergético apresenta um percentual de geração por consumo de 140,6% acima da necessidade de consumo próprio, o que dimensiona um excedente de energia a ser comercializado com a rede de distribuição.

**Tabela 4 – Geração e Consumo de Eletricidade, por Autoprodutor (GWh)**

SETOR	Uso Próprio	Vendas	Total	Consumo Total	% Geração/Consumo
Sucroenergético	13.727	20.502	34.229	14.227	240,6
Petróleo	12.045	63	12.108	16.079	75,3
Papel e Celulose	10.295	3.050	13.345	21.684	61,5
Outros	33.865	3.048	36.913	470.843	7,84
<b>TOTAL</b>	<b>69.932</b>	<b>26.663</b>	<b>96.595</b>	<b>522.833</b>	<b>18,5</b>

Fonte: elaboração própria, com base em MME (2016).

Quanto à tecnologia de geração de eletricidade, Castro *et al* (2010) privilegiam as Termoelétricas como reserva de energia, dado que representam uma garantia de seu fornecimento, principalmente em períodos de estiagem quando diminuem os níveis dos reservatórios das hidrelétricas; os autores complementam sua análise qualificando as termoelétricas a gás natural como sendo complexas do ponto de vista da cadeia produtiva e dispendiosas quanto a construção da sua infraestrutura de produção, dado que o retorno dos investimentos que devem ser realizados nesta cadeia de suprimento do combustível a ser proporcionado com uma garantia firme de consumo caso seja acionado são incertos diante de questões probabilísticas associadas a abundância de chuva, além do fato deste representar um insumo que não tem oferta flexível no Brasil; estes fatores potencializam a importância da geração térmica das usinas sucroenergéticas. Assim, considerando esse volume de geração apresentado na *Tabela 4*, respaldada pela importância associada a essa

tecnologia sucroenergética, a autossuficiência das usinas em energia elétrica e térmica já representa uma realidade no setor.

Conforme COGEN (2016), as estruturas produtivas para a cogeração de energia são definidas como *greenfield* quando a sua instalação acompanha a implantação da usina, incorporando os custos do maquinário necessário para atingir a produtividade desejada. Já as usinas classificadas como *retrofit* são aquelas nas quais o maquinário básico das usinas de etanol/açúcar já foi adquirido e este já se encontra em operação, sendo que estas precisam realizar investimentos para adquirir novos equipamentos para uma possível ampliação da potência deste maquinário já existente, assim como novas estruturas de capital para geração, captação e distribuição da energia gerada.

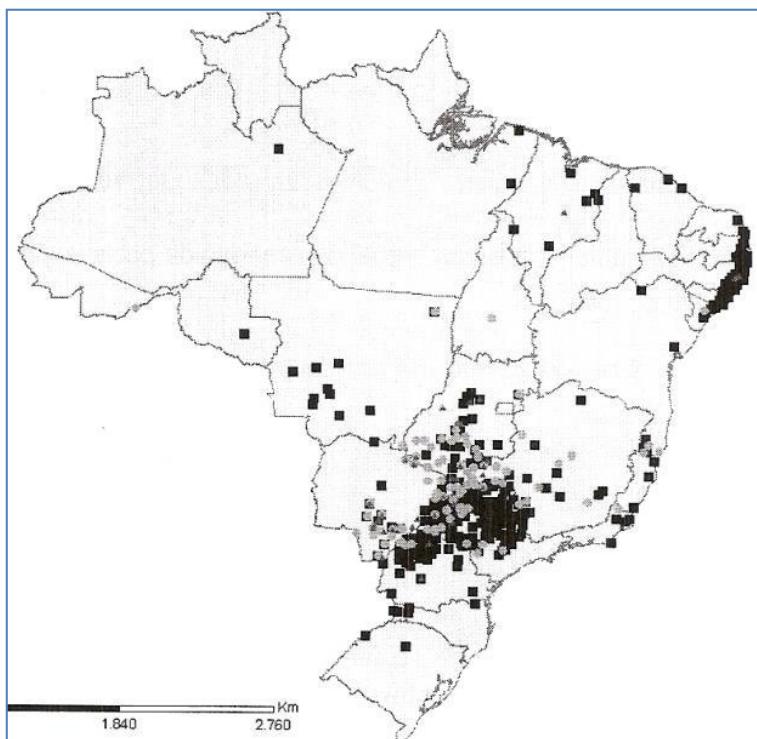
Nyko *et al* (2011) concluíram em seu trabalho que grande parte dos possíveis investimentos estão atrelados às usinas *retrofit*, indicando a opinião dos usineiros a respeito da ausência de uma modalidade específica como fonte de financiamento às suas atividades. Assim há maior dificuldade na obtenção do investimento para a modernização do sistema de cogeração. Os autores apontaram, ainda, que não foi informada pelos usineiros alguma dificuldade em operar no fornecimento de energia, relatando também uma baixa relevância o impacto causado pelos custos de ligação com a rede de transmissão, com exceção das usinas localizadas no Mato Grosso do Sul, as quais possuem uma dificuldade relacionada com a distância associada aos pontos de fornecimento. Pode-se complementar esta percepção do produtor com a visão de que no estado de São Paulo existe uma elevada concentração de usinas já instaladas e em operação, situação que minimiza a possibilidade de implantação de estruturas do tipo *greenfield*.

Uma forma de visualização da distribuição das usinas ao longo do território brasileiro é apresentada em EPE/MME (2008), conforme ilustrada na *Figura 3*. Diante

desta figura pode ser constatada que a aglomeração das usinas sucroenergéticas se dá no estado de São Paulo e nas suas fronteiras, além da percepção de uma considerável incidência no litoral nordestino. Desta forma, este é um forte indicador a ser considerado na presente tese, sendo a análise definida com base nas estruturas *retrofit*, assim como a utilização do nível de preços praticado no estado de São Paulo (região Sudeste).

Nesta figura, os pontos com as marcações em cinza referem-se às usinas mais recentes, com as fases de estudo e implantação ocorridas na última década; os pontos mais escuros referem-se às usinas mais antigas, com sua operação iniciada a mais de 10 anos.

Quanto ao destino da energia gerada no setor sucroenergético, devido à necessidade de utilização de energia elétrica nas diversas formas de acionamento, condução dos sistemas de controle e de iluminação, além de ser usada nos sistemas de bombeamento existentes, a possibilidade de cogeração de energia minimamente supre uma demanda interna da usina.



**Figura 3: Distribuição das Usinas Sucroenergéticas no Território Brasileiro**

Fonte: EPE/MME (2008)

Devido ao fato de a energia elétrica não poder ser estocada e, normalmente, a geração de eletricidade ser superior à necessidade interna da usina, resultam excedentes exportados para o mercado. Vale ressaltar que o ML pode estar disponível tanto na safra quanto na entressafra, o que torna possível a ampliação da flexibilidade anual de energia elétrica da usina, podendo também serem realizadas aquisições de caldeiras mais potentes, assim como pode ser adicionado, ou não, palhiço nas atividades de cogeração.

Esta exportação de excedente de energia pode visualizada na *Tabela 5*, que define a participação de cada fonte na geração termelétrica no Brasil em 2016. Desta forma, a biomassa representa 31% do volume de energia elétrica gerado pelas termelétricas em 2016; tendo assim um percentual próximo do que é fornecido pelas termelétricas à gás natural. Cabe informar que a composição da biomassa inclui tanto a cana-de-açúcar quanto lixívia, lenha e outras fontes primárias.

**Tabela 5 – Participação de cada fonte na geração termelétrica em 2016**

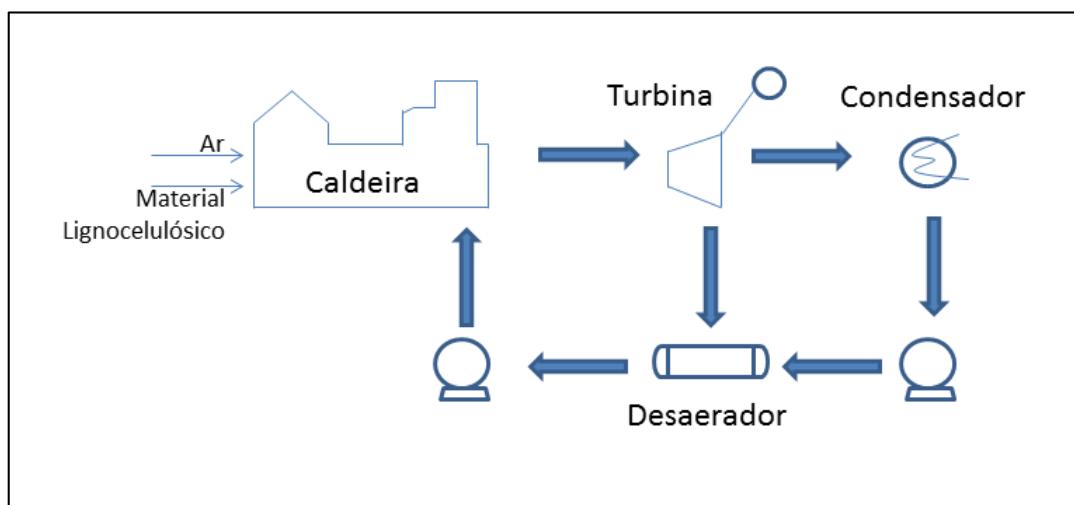
Biomassa	31,0%
Gás Natural	34,4%
Nuclear	9,6%
Derivados de Petróleo	14,0%
Carvão e Derivados	11,0%

Fonte: EPE, 2017b.

Para a ilustração do fluxo de vapor gerado com a queima do ML no acionamento das atividades produtivas da usina, a geração de energia pode ser vista na *Figura 4*, a qual mostra que as caldeiras a vapor geram gases de alta pressão com a combustão do ML. Estes vapores acionam as turbinas para a geração de energia elétrica, assim como realizam (de forma mecânica) alguns acionamentos do processo, proporcionando então escape de vapor à baixa pressão neste sistema. Ocorre assim não apenas a satisfação de

acionamentos mecânicos, mas também supre determinadas necessidades térmicas da usina.

A *Figura 4* representa uma estrutura básica, sendo que esta pode ser ampliada e reestruturada diante do nível de complexidade e dos investimentos realizados na usina, utilizando-se de turbinas que realizem suas atividades de cogeração com níveis mais elevados de vapor e pressão, determinados em função da mudança tecnológica desejada, da intensidade de utilização dos insumos e da necessidade de produção definida pela usina.



**Figura 4: Processo de Cogeração de Energia Elétrica no Setor Sucroenergético**

Fonte: elaboração própria.

Em uma usina, existem diversas formas de demanda energética nas etapas do processo produtivo, podendo ser constituído um consumo de energia térmica de 400kg (2,5bar) de vapor por tonelada de cana processada, existindo um gasto de 16 kWh por tonelada de cana processada de energia mecânica (na etapa de preparação e moagem da cana), como potência de eixo, e de energia elétrica de 12 kWh por tonelada de cana.

Na presente tese é considerada uma usina de referência que opera com uma turbina de condensação com extração controlada, operando apenas no período de safra. Dita usina é equipada com uma caldeira de 100bar de pressão e 530 °C de temperatura.

Os benefícios da geração de bioeletricidade estão relacionados à:

- (1) complementaridade sazonal do período de colheita da cana-de-açúcar, dado que este coincide com o período de redução das vazões de água nos reservatórios das bacias brasileiras, onde há uma maior escassez de eletricidade devido aos baixos níveis dos reservatórios;
- (2) a proximidade dos centros de carga faz com que a produção de bioeletricidade no setor sucroenergético seja realizada perto dos centros de consumo, o que facilita a viabilidade a exportação de eletricidade para a rede de transmissão ou através da geração distribuída;
- (3) a maturidade tecnológica do setor sucroenergético na cogeração de energia utiliza tecnologia de produção nacional, dispensando a importação de equipamentos;
- (4) a contribuição para a redução das emissões de gases de efeito estufa, considerando o uso desta tecnologia em relação às fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis.

As dificuldades associadas à produção de bioeletricidade estão:

- (1) nos riscos de mercado, devido à alta volatilidade dos preços da energia elétrica no mercado à vista, sendo possível obter altos retornos apenas em períodos de rationamento de energia, onde os preços da eletricidade no mercado à vista são elevados. É devido a esse alto risco que quase 95% de toda a bioeletricidade

excedente é comercializada no Mercado Regulado onde os preços são relativamente baixos;

(2) a falta de clareza na política setorial de bioeletricidade, já que nos últimos leilões de Mercado Regulado, o limite do preço da biomassa caiu em média 11%, o que desencoraja os investidores no setor devido às incertezas dos retornos futuros. E desta forma, das 387 usinas de cana-de-açúcar, apenas cerca de 170 exportam eletricidade para a rede de transmissão, segundo dados da UNICA (2016), o que significa que mais da metade das usinas não comercializam a bioeletricidade, embora o ML da cana-de-açúcar esteja disponível.

### **3.3. CUSTOS DE PRODUÇÃO E PRODUTIVIDADE NO SETOR**

A cana-de-açúcar é um tipo de gramínea perene, composta pelo colmo, palhas e pontas. Esta biomassa é rica em açúcares. Da moagem dos colmos é obtido um suco rico em açúcares e o bagaço. O ML é composto pelo bagaço, gerado no processo produtivo da usina para a fabricação do etanol e do açúcar, assim como pelo palhço da cana-de-açúcar colhido no campo após a colheita da cana. Nesta tese, esse ML pode ser direcionado para a produção de etanol 2G, e/ou para a geração de energia elétrica.

O volume de palhço gerado na fase de colheita é analisado pelo Centro de Tecnologia Canavieira (CTC, 2005), a qual determina que a sua característica físico-química irá depender da forma com que a cana-de-açúcar é colhida, sendo que esta pode ocorrer com ou sem queimadas, além da possibilidade de escolha da forma de corte, podendo ser mecanizado ou semi-mecanizado, tendo este o corte manual e seu carregamento sendo mecanizado.

Ainda a respeito do nível de produtividade deste ML, cabe ressaltar que, visando reduzir o nível de poluição atmosférica gerado com a queima do canavial no estágio prévio da colheita, a Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo (SMA, 2007) assinou um Protocolo no dia 04 de junho de 2007 com a UNICA, o Governo do Estado de São Paulo e com a Secretaria de Agricultura e Abastecimento de São Paulo, objetivando o fim das queimadas realizadas nas plantações de cana-de-açúcar a partir de 2014 nas áreas mecanizáveis e a partir de 2017 para qualquer tipo de área de produção, ampliando assim a disponibilidade de palhas e pontas, colhidas no campo, para utilização na fase industrial. Em um balanço realizado pela SMA em 2015 o percentual já alcançava 90% das plantações de cana sem as queimadas como atividade pré-colheita.

Segundo Dias *et al* (2013b), em média são gerados 140kg de palhiço a cada tonelada de cana colhida, sendo que metade deste material fica sobre o solo após a colheita, para fertilização do solo e funcionando como um adubo para facilitar sua recuperação e ampliar sua produtividade, e a outra metade pode ser recolhida para a utilização nas usinas na etapa industrial, seja para queimar nas caldeiras, ou para juntar-se ao bagaço na constituição do ML a ser transformado em um volume adicional de etanol.

Quanto ao bagaço de cana-de-açúcar gerado na moagem da cana, que pode se juntar ao palhiço para a formação do ML a ser utilizado na fase industrial, seu percentual de disponibilidade é dimensionado em uma usina sucroenergética como representando 25% de cada tonelada da cana moída, segundo UNICA (2016).

Após a etapa de moagem da cana-de-açúcar o bagaço de cana representa um resíduo disponível para uso na usina, que não gera custos para o seu aproveitamento, mas o palhiço disponibilizado após a colheita tem um custo de transporte, limpeza e tratamento de US\$17,05 por tonelada (Dias *et al*, 2012). Dantas (2013) considerou o custo do palhiço como sendo de R\$30/ton. Adicionalmente a estes valores retratados dos insumos de

produção (ML utilizado), nas próximas duas subseções, são apresentados os dados e informações associados especificamente à produção de etanol 2G e bioeletricidade.

### **3.3.1. DADOS RELACIONADOS AO ETANOL DE SEGUNDA GERAÇÃO**

Quanto aos custos de produção, conforme apresentado por Macedo e Horta Nogueira (2004) em um trabalho elaborado para o CGEE, na produção do etanol 1G gerado a partir da cana-de-açúcar o custo médio está entre US\$0,15 e US\$0,163 por litro, sendo que no caso do etanol proveniente do milho esta marca alcança a cifra de US\$0,33 cada litro, e no caso do etanol de beterraba seu custo médio por litro gira em torno de US\$0,43.

No caso da produção do etanol 2G com o uso do ML, Dias *et al* (2011) caracterizam cenários nos quais os custos de produção variam entre US\$0,25 e US\$0,33 por litro de etanol, enquanto que segundo Dias *et al* (2012) estes custos variam entre US\$0,33 e US\$0,39. Quanto à produtividade do etanol celulósico, segundo Dias *et al* (2011) seu nível oscila entre 88,9 litros e 131,5 litros por tonelada de cana, enquanto que em Dias *et al* (2012) esta variação se dá entre 158 e 338 litros de etanol celulósico por tonelada de ML.

Ao considerar as estimativas de custos de produção e rendimentos dos processos de hidrólise do ML, Seabra (2008) apresenta possíveis variações (tipo de pré-tratamento, com ou sem sacarificação e fermentação, com produção de enzimas, pentoses e hexoses) dos processos utilizados. Associados a estes processos, Seabra (2008) considera que cenários de curto prazo nos quais os custos de produção podem variar entre US\$0,28/L e US\$1,23/L e produtividade entre 283L/ton. e 374L/ton. de ML; de médio prazo no qual este custo esteja próximo de US\$0,73/L e produtividade de 340L/ton. de ML; e de longo

prazo com um custo de produção entre US\$0,20/L e US\$0,49/L e produtividade variando entre 400L e 413L/ton. de ML.

Estes dados foram estimados com base nas perspectivas de aproveitamento existentes à época, considerando as expectativas de investimento no setor, dado o seu variado nível de estímulo econômico proporcionado e ao comportamento de seus preços relativos.

### **3.3.2. DADOS RELACIONADOS À GERAÇÃO DE BIOELETRICIDADE**

Para a cogeração de energia, a produtividade na geração de energia elétrica usando palhiço da cana é representada por um poder calorífico de 12,96MJ/kg, enquanto que o bagaço tem um poder calorífico de 7,57MJ/kg. (Dias, 2011).

Em Colombo *et al* (2014), a produtividade do ML na cogeração de energia, considerando que a usina utiliza 50% do palhiço recolhido no campo, varia entre 139,7kWh e 158kWh por tonelada de cana utilizada em suas atividades. Estas produtividades referem-se a valores apresentados em usinas brasileiras com uma configuração de 65bar, 480°C e 105bar, 525°C, respectivamente.

Considerando o custo para o bagaço de cana *in natura*, o custo de produção de energia elétrica para geração de bioeletricidade de bagaço de cana-de-açúcar é US\$55,6 por MWh (ANEEL,2008). Em Grisi *et al*, (2012) o custo de produção de bioeletricidade varia entre US\$52 e US\$99 por MWh. Mas, dependendo do nível tecnológico utilizado, o custo de produção de bioeletricidade também pode ser considerado como variando entre US\$46,48 e US\$55,69 (Dias, 2012).

Em Dias *et al* (2011) o custo médio de geração da energia elétrica em cada cenário analisado, varia entre US\$35,59 e US\$45,26/MWh. Considerando as possíveis variações de produtividade, dadas as tecnologias disponíveis, Dias *et al* (2013a) apresentam

resultados para uma usina que produz etanol celulósico com e sem biodigestão de pentoses e considerando que há variação na potência das caldeiras, oscilando o nível de pressão entre 22, 42, 65 e 82bar.

Desta forma, diante da integração dos processos de produção do etanol de primeira e de segunda geração, os resultados esperados para a usina são definidos conforme apresentados na *Tabela 6*:

**Tabela 6 – Resultados da produção numa usina que realiza fermentação de pentoses.**

Pressão das Caldeiras	22	42	65	82
Oferta de eletricidade (kWh/TC)	26,5	52,3	80,0	115,7

Fonte: Dias *et al* (2013a), modificado.

Além dos custos variáveis associados às atividades de cogeração de energia, é necessário que sejam definidos valores a serem relacionados à remuneração do capital físico para cada uma destas atividades analisadas.

Assim, conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2016) são definidos valores do custo nivelado para a bioeletricidade e preço nos leilões de energia elétrica. Estes dados estão apresentados na *Tabela 7*:

**Tabela 7 – Custos de investimento, de O&M, de combustível e o custo nivelado da bioeletricidade das fontes consideradas**

Fonte	Investimento (U\$/MWh)	O&M fixo (U\$/MWh)	Combustível (U\$/MWh)	Custo Nivelado (U\$/MWh)
Bagaço			0	11
Ponta e Palha	7*	44**	3*	63

Fonte: elaboração própria, com base em EPE (2016).

\*Cana *retrofit* (margem inferior). \*\* Cana *retrofit* (margem superior) ou Cana *greenfield*.

O Custo Nivelado representa uma variável de custo que expressa um componente de custo fixo (com o investimento), uma parcela de custo variável (de Operação e Manutenção) da usina com a atividade analisada, além de uma parcela com o uso do insumo (com o combustível). Seu valor é representativo para análises dos resultados das atividades produtivas e assemelha-se ao conceito do Custo Anual Equivalente (CAE).

## CAPÍTULO 4: COMPORTAMENTO DOS MERCADOS ASSOCIADOS AO SETOR SUCROENERGÉTICO

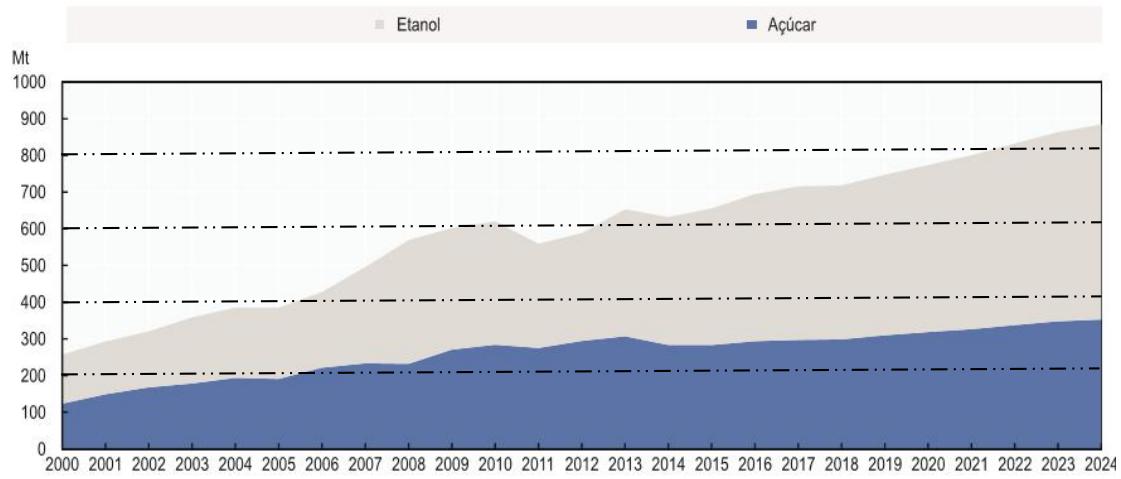
O setor sucroenergético é reconhecido principalmente pela produção de seus tradicionais produtos: etanol e açúcar. O açúcar é consumido como adoçante em todos os países ao redor do mundo e o etanol representa um combustível renovável capaz de substituir os combustíveis fósseis. No início do século XXI, este setor potencializou sua capacidade de geração de eletricidade e passou a exportar excedentes ao mercado de energia elétrica. Além disso, a fronteira tecnológica no setor pode proporcionar uma ampliação da produção do etanol 2G, este ainda em fase de pesquisa e de verificação de sua viabilidade econômica.

Considerando que o foco desta tese está relacionado ao uso do material lignocelulósico especificamente para a cogeração de energia e/ou produção de etanol de segunda geração, o objetivo deste capítulo é o de proporcionar informações e dados que possam sinalizar tendências e perspectivas de comercialização destes produtos em seus respectivos mercados.

De uma forma generalizada, os mercados tendem ao seu nível de equilíbrio, sendo definidos seus preços diante das quantidades negociadas sob as condições correntes de mercado, podendo também ocorrerem externalidades e/ou choques sobre o consumo e/ou a oferta, que interferem nesta dinâmica e causam modificação em seus níveis de preço, devendo ainda ser considerada nesta análise a possibilidade da participação governamental e institucional para o estímulo das diversas formas de geração e utilização da energia, no Brasil e no mundo.

Considerando que a produção do açúcar representa um produto substituto à produção do etanol, vale ressaltar que, historicamente, a demanda *per capita* deste produto vem aumentando no mercado mundial, conforme pode ser verificado em Ramos (2007). A *Figura 5* apresenta a estimativa da evolução da produção de cana de açúcar

entre os anos de 2015 e 2025 (expresso em Milhões de toneladas – Mt), bem como, a parcela de cana de açúcar destinada à produção de etanol e a parcela destinada à produção de açúcar.



**Figura 5: A cana-de-açúcar para a produção de etanol e de açúcar no Brasil**

Fonte: FAO (2015).

Segundo o relatório sobre as perspectivas agrícolas da Organização das Nações Unidas para a Alimentação e a Agricultura (*Food and Agriculture Organization of the United Nations – FAO, 2015*), o Brasil é o maior produtor e exportador de açúcar no mundo. É apresentado nesse relatório que no período analisado houve uma redução nos investimentos do setor, fato que, adicionado a algumas más condições climáticas, proporcionaram um volume de produção abaixo da média histórica. Desta forma, houve uma diminuição na competitividade brasileira frente aos demais países do mundo. Além destas situações, neste relatório é retratada a desvalorização cambial e a redução no preço do petróleo para estímulo dos investimentos em atividades mais mecanizadas no setor. Mas, mesmo com condições adversas para o setor, estima-se uma ampliação da produção da cana-de-açúcar, do etanol e do açúcar, sendo que o crescimento da produção do etanol tende a ser percentualmente privilegiado à ampliação da produção de açúcar.

Com base na relação dos preços entre o etanol e o açúcar no mercado mundial, a atratividade de produção de cada um destes produtos é privilegiada relativamente à produção do outro, situação que não influencia diretamente na cogeração de energia elétrica neste setor, pois, independentemente do direcionamento do caldo gerado com a moagem da cana, todo o resíduo desta moagem pode ser queimado nas caldeiras para gerar vapor e energia elétrica.

Além disso, Burnquist *et al* (2017) complementa esta percepção relatando que no ano de 2017 existia uma perspectiva de que a demanda de açúcar fosse maior do que a sua oferta no mercado mundial, pois apesar de os dados sinalizarem para uma ampliação da produção de açúcar na China e na Europa, existe uma tendência para uma acentuada queda na produção do Brasil, da Índia e da Tailândia.

Quanto ao etanol, Debnath, *et al* (2017) relacionam o comportamento da sua demanda com o preço do petróleo e com os possíveis instrumentos (regulamentais) de estímulo governamental, concluindo que uma ampliação no preço do petróleo pode desencadear um considerável aumento no consumo do etanol. Os autores ainda ressaltam a elevada importância da participação dos EUA e do Brasil como exportadores de etanol.

Segundo o MME (2016), em 2015 houve uma retração de 9,5% no consumo da gasolina automotiva e o etanol automotivo expandiu em 18,6% em relação a 2014, reforçando esta relação. Contudo, conforme MME (2017), em 2016 houve um ligeiro recuo de parte desta tendência com a diminuição em 7% da produção de etanol em relação à 2015. Cabe ressaltar a diminuição também da produção de açúcar neste mesmo período, principalmente motivadas pelas usinas da região Norte e Nordeste.

Apesar desta constatação, no que diz respeito à ampliação da oferta de etanol, Jonker, *et al* (2015) relatam ainda haver a possibilidade de que sejam obtidos ganhos de produtividade na fabricação do etanol e a consequente redução dos custos de produção no estado de São Paulo, considerando em sua análise o custo de capital, o custo da mão de obra, o custo de

manutenção do maquinário da usina, além do custo dos insumos utilizados no processo produtivo.

Considerando esta tendência à ampliação da produtividade, redução dos custos de produção do etanol, adicionados ao fato deste ser um produto substituto aos derivados de petróleo, torna-se necessário o dimensionamento do comportamento destas variáveis para constatação das perspectivas do mercado do etanol de cana-de-açúcar. Adicionalmente, considerando que estas variáveis relacionadas influenciam no preço do etanol, torna-se importante verificar o comportamento de seu nível de preços ao longo do tempo, para que assim seja proporcionada uma melhor compreensão da dinâmica de valoração deste mercado.

No caso da energia elétrica, existe a perspectiva de uma acentuada ampliação no seu nível de consumo (EIA, 2017) no mundo, tendendo a acompanhar o aumento do padrão de renda mundial e a consequente ampliação do consumo residencial dos produtos eletroeletrônicos e eletrodomésticos, além da evolução tecnológica incentivar o consumo energético industrial. Para satisfazer o aumento desta demanda, a EIA (2017) estima uma taxa média de crescimento de aproximadamente 2% ao ano na geração líquida de energia elétrica, sendo esta variação fortemente baseada nas fontes renováveis, na energia nuclear e no gás natural. Cabe ressaltar a expectativa com a redução no uso dos derivados de petróleo nesta estimativa.

Conforme o MME (2017), enquanto o PIB no Brasil recuou 3,6%, a demanda de energia elétrica foi ampliada em 0,7% entre os anos de 2015 e 2016, principalmente guiada pelo crescimento na oferta de energia proveniente da fonte hidráulica. Assim, considerando a perspectiva de ampliação da demanda de energia elétrica no Brasil e no mundo, a necessidade de aumento da geração de energia e a disponibilidade de insumos no setor sucroenergético para esta geração, a análise do comportamento do mercado de energia elétrica proporciona uma melhor compreensão de como o setor sucroenergético pode ampliar o resultado de suas atividades produtivas realizadas na usina, dada a desejável perspectiva

economicamente favorável de seu padrão tecnológico disponível e da respectiva capacidade de geração de valor para a usina sucroenergética.

Dadas estas percepções preliminares associadas aos mercados dos produtos gerados no setor sucroenergético analisados nesta tese (energia elétrica e etanol), constatam-se incertezas a respeito destes mercados, com tendências à expansão da matriz energética nacional proveniente de fontes renováveis, conjugada com a possibilidade de ampliação na demanda de etanol no Brasil e no mundo, devido à sua possibilidade de substituição da gasolina como força motriz.

Considerando que o ML disponível (bagaço e palhiço) deve ser direcionado para uma das finalidades relacionadas anteriormente, em detrimento da outra, caracteriza-se assim a necessidade de verificação do comportamento de cada um dos mercados dos produtos nos quais haverá esta alocação do ML disponível.

Diante disto, na primeira seção deste capítulo serão relacionadas as dinâmicas de comercialização de cada um destes produtos, definindo seu comportamento de mercado, com análise da demanda, oferta, formação dos preços, assim como o comportamento destes preços retratados em cada um destes.

#### **4.1. O MERCADO DO ETANOL DE CANA-DE-AÇÚCAR**

O etanol pode ser extraído por meio da biomassa açucarada, amilácea e celulósica. Independentemente da rota tecnológica utilizada, sempre existem condições de mercado que influenciam nas decisões do produtor, fazendo inclusive com que certas condições de mercado viabilizem rotas nas quais os níveis de preço comercializados possam remunerar de maneira satisfatória seus custos de produção inicialmente não remunerados, considerando um determinado nível de produtividade.

Desta forma, o entendimento do comportamento do mercado do etanol de cana-de-açúcar proporciona uma perspectiva para o usineiro estimar tendências, que quantificam

o valor esperado de sua atividade, assim como sinalizam possíveis oscilações em seu nível de preço, fato que dimensiona a volatilidade do resultado de sua atividade produtiva. Para isso, nesta seção será abordada a perspectiva histórica de sua formação e dinâmica de mercado, descrevendo o comportamento da sua demanda e da sua oferta, assim como apresentando o comportamento histórico de seu nível de preço.

#### **4.1.1. PERSPECTIVA HISTÓRICA E CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO**

A principal ocorrência econômica para o fomento da produção de etanol no Brasil foi decorrente de acontecimentos momentâneos, na década de 1970, relacionada com a intensa escassez do petróleo no mercado que impulsionou a criação de um programa governamental, instituído para superar esta escassez. Este programa foi o “Programa Nacional do Álcool”, o *Proálcool*, que proporcionou benefícios financeiros aos produtores e usuários para esta implantação.

Com o contrachoque do petróleo em 1986 que significou uma queda no seu nível de preços, adicionado aos sucessivos fracassos de planos econômicos na década de 1980 e a crise econômica e política da época, o governo interrompeu o Programa. Mesmo assim, o governo ainda manteve certo estímulo com a utilização de um percentual de 20% de etanol anidro como componente da gasolina comercializada no país durante vários anos, chegando a ser reduzido para 18% em 2011 diante da elevação expressiva dos níveis de preço do etanol.

A partir de 2003, com a introdução no mercado brasileiro de veículos *flex-fuel*, houve uma nova expansão no consumo de etanol, sendo constatada uma significativa ampliação do consumo de veículos *flex-fuel* ao longo dos anos e ultrapassando o número de veículos que apenas são movidos a um dos dois combustíveis, gasolina ou etanol, conforme os dados da *Tabela 8*:

**Tabela 8 – Frota Brasileira de Veículos**

ANO	FROTA TOTAL	Flex Fuel		Gasolina		Etanol		Elétrico	
		Unidades	%	Unidades	%	Unidades	%	Unidades	%
2010	27.058.723	12.244.937	45%	13.455.428	50%	1.358.358	5%	----	%
2011	29.160.425	14.944.734	51%	12.995.272	45%	1.220.419	4%	----	%
2012	31.410.752	17.895.425	57%	12.421.215	40%	1.093.995	4%	117	0,00%
2013	33.513.236	20.772.995	62%	11.761.194	35%	978.439	3%	608	0,00%
2014	35.307.138	23.328.161	66%	11.104.282	32%	873.232	3%	1.463	0,00%
2015	36.224.340	25.030.412	69%	10.413.865	29%	777.768	2%	2.295	0,01%
2016	36.557.411	26.172.750	72%	9.689.901	27%	691.398	2%	3.362	0,01%

Fonte: elaborado pelo autor, com base em ANFAVEA (2017)

Diante destes dados é possível visualizar que, ao longo dos últimos sete anos, houve um crescimento significativo no consumo destes automóveis *flex*, fazendo com que o volume de etanol a ser adquirido pelos consumidores para satisfazer suas necessidades de transporte se tornasse uma questão econômica, dado que o nível de preço do produto em cada momento e os custos de manutenção do veículo com a escolha de um ou outro combustível proporcionam as variáveis que condicionam a opção entre consumir mais etanol ou mais gasolina, gerando opção de escolha do combustível a ser utilizado na maioria dos veículos da frota brasileira de veículos do ciclo *Otto*<sup>4</sup>, já que passaram a disponibilizar a opção *flex*.

#### **4.1.2. FONTES DE PRODUÇÃO DO ETANOL E FORMAÇÃO DO PREÇO DE MERCADO**

O etanol pode ser extraído não só da cana-de-açúcar, mas também de outras formas de biomassa, com níveis diferenciados de produtividade e custo, sendo o concorrente mais comum o etanol de milho, que tem os Estados Unidos da América como seu maior produtor mundial, conforme os dados apresentados no Ethanol Industry Outlook, relatório elaborado pela RFA (2017). Estes dados podem ser visualizados na Tabela 9:

<sup>4</sup> O Ciclo *Otto* refere-se a um ciclo termodinâmico usado nos veículos automotores, com o seu funcionamento gerado por motor de pistão com ignição por faísca.

**Tabela 9 – Produção Mundial do Etanol Combustível: 2016**

REGIÃO	MILHÕES DE GALÕES
Estados Unidos	15.329
Brasil	7.295
União Européia	1.377
China	845
Canadá	436
Tailândia	322
Argentina	264
Índia	225
Resto do mundo	490
<b>TOTAL</b>	<b>26.583</b>

Fonte: elaborado pelo autor, com base em RFA (2017)

Além destas opções de produção do etanol provenientes da cana e do milho, este ainda pode ser gerado a partir de outras formas de biomassa, como da mandioca, do trigo, da beterraba açucareira e dos resíduos lignocelulósicos, conforme apresentado anteriormente na *Figura 2* (pág. 24) sobre as rotas tecnológicas disponíveis para a produção do etanol.

Assim, cada insumo possui uma rota tecnológica para extração dos açúcares a serem fermentados e, após a sua destilação, serem transformados em etanol, incorrendo em níveis de produtividade e padrão de custos diferenciados de produção. Como a biomassa açucarada é rica em açúcares, o processo é mais simples e dispensa a etapa de hidrólise. Já o uso da biomassa amilácea necessita de uma etapa de hidrólise para a obtenção dos açúcares fermentáveis, assim como quando é utilizada biomassa lignocelulósica para a produção de etanol.

Como o processo de hidrólise tende a ser dispendioso, dado o elevado custo das enzimas que são utilizadas em seu processo de fabricação, o etanol proveniente da biomassa açucarada tende a ter um custo de produção menor e maior competitividade no mercado internacional, como é o caso da quase totalidade das plantas de produção de etanol existentes nas usinas sucroenergéticas no Brasil. Desta forma, o aproveitamento dos recursos lignocelulósicos disponíveis na usina (bagaço e palhiço) para a produção de

etanol surge como uma questão econômica diante da conjugação de seus níveis de produtividade e custos de produção com os níveis de preço do mercado.

Nesta direção, o etanol fabricado no Brasil tem o seu nível de preços variando conforme os seus custos de produção, diante do comportamento da demanda deste produto no mercado interno e da dinâmica ocorrida no mercado externo, além de sofrer influência das mudanças ocorridas no mercado de açúcar (produto substituto na produção), do preço do petróleo no mercado internacional e ser largamente impactado por políticas governamentais nos países ao redor do mundo.

Conforme os dados do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC) relacionados ao saldo do Comércio Exterior (COMEX), os valores das exportações/importações brasileiras anuais de etanol podem ser observados na *Tabela 10*:

**Tabela 10 – Série histórica Anual das Exportações e Importações Brasileiras de Etanol.**

Anos	Exportações/US\$ milhões F.O.B	Importações/US\$ milhões F.O.B	Saldo COMEX
2007	1.478	2,0	1.476
2008	2.390	0,8	2.389
2009	1.338	2,3	1.336
2010	1.014	39,1	975
2011	1.492	841	651
2012	2.186	379	1.807
2013	1.869	92	1.777
2014	898	241	657
2015	880	264	616
2016	896	395	501
2017	807	898	-91

Fonte: elaborado pelo autor, com base em SECEX – MDIC (2018)

Desta forma, o saldo do Comércio Exterior brasileiro apresenta um déficit no resultado para o etanol em 2017, proporcionando espaço para que a produção nacional possa ser gerada e comercializada internamente no país. Um fato muito importante nesta análise é o de que as importações aumentaram em 127% entre os anos de 2016 e 2017,

influenciando de forma crucial no resultado da balança comercial deste produto, situação deficitária que já vinha se desenhando desde o ano de 2013 quando foi iniciada a redução do saldo do COMEX para este produto, apesar das ocorrências estarem relacionadas a casos diferenciados: momentos nos quais havia uma redução das exportações e outros em que ocorria uma ampliação das importações.

Além deste fato especificamente relacionado ao mercado de etanol, vale ressaltar a influência do preço do açúcar no mercado internacional, fato que estimula a sua produção nas usinas brasileiras, desestimulando temporariamente a produção, e consequentemente a exportação, do etanol.

#### **4.1.3. DEMANDA, OFERTA E COMPORTAMENTO DOS PREÇOS DO ETANOL**

Conforme os níveis de produção de etanol definidos na *Tabela 11*, associado ao volume apresentado da colheita de cana-de-açúcar, com base nos dados da UNICA e do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA) (2017) houve uma tendência de crescimento ao longo das safras de 2010/11 a 2016/17, mesmo considerando pequenas oscilações registradas nesta série de dados, proporcionados por alguns problemas relacionados a entressafras e estiagens.

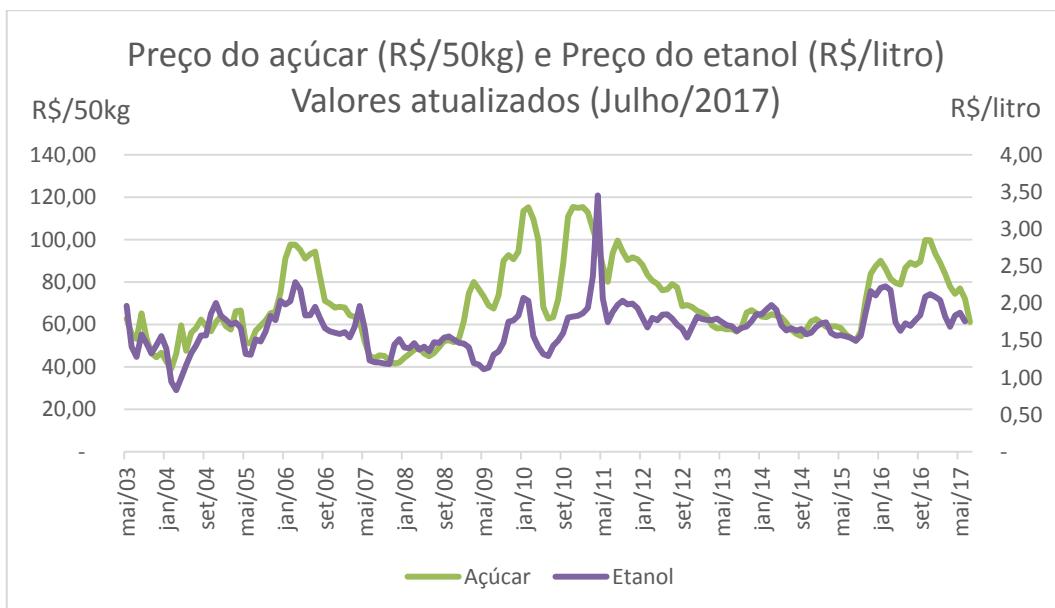
Nesta referida tabela podem ser constatadas as flutuações no volume de cana processada, fato que gera impactos sobre as oscilações na produção e nos preços de açúcar e etanol ao longo dos períodos analisados, além do fato de que a alocação da cana-de-açúcar para a produção de um destes produtos depende da busca pelos produtos definidos conforme sua demanda e do respectivo comportamento de seu nível de preços que dimensionam o resultado de cada uma das suas atividades.

**Tabela 11 – Produção Brasileira processada pelas Usinas Sucroenergéticas**

PRODUÇÃO (Brasil)	ANO						
	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17
Cana-de-açúcar (mil toneladas)	620.409	559.215	588.478	651.294	633.927	666.824	651.841
Anidro (mil m <sup>3</sup> )	30%	38%	42%	44%	42%	39%	43%
	8.323	8.581	9.844	12.187	12.079	11.661	11.589
Hidratado (mil m <sup>3</sup> )	70%	62%	58%	56%	58%	61%	57%
	19.053	14.101	13.382	15.289	16.401	18.572	15.665
<b>Total etanol (mil m<sup>3</sup>)</b>	<b>27.376</b>	<b>22.682</b>	<b>23.226</b>	<b>27.476</b>	<b>28.480</b>	<b>30.232</b>	<b>27.254</b>
<b>Total açúcar (mil ton.)</b>	<b>38.006</b>	<b>35.925</b>	<b>38.246</b>	<b>37.594</b>	<b>35.571</b>	<b>33.837</b>	<b>38.734</b>

Fonte: UNICA (2017).

Como pode ser observado na *Figura 6*, os preços do etanol anidro possuem uma correlação positiva com os preços do açúcar ( $r = 0,62$ ), fazendo com que as modificações no preço do açúcar influenciem parcialmente nos níveis de preço do etanol, dado que este também é influenciado por outras variáveis, como o preço da gasolina.



**Figura 6: Série Histórica do preço do etanol anidro e do açúcar no Brasil**

Fonte: elaborado pelo autor, com base em CEPEA/ESALQ/USP (2017)

Constata-se pelos dados da *Tabela 11* que, percentualmente, a cana-de-açúcar foi preferencialmente direcionada para a produção de açúcar ao longo da série histórica analisada, principalmente por causa do seu preço no mercado internacional, sendo que após a safra de 2013/14 houve um benefício relativo gerado pelo mercado de etanol, sendo revertido este benefício na última safra retratada, à de 2016/17.

Esta percepção quanto ao crescimento trienal do mercado de etanol no Brasil também pode ser percebida nos dados apresentados na *Tabela 12*, que ao longo dos anos descritos tanto o consumo de gasolina quanto o de etanol aumentaram, sendo que o percentual de variação no volume de vendas dos biocombustíveis foi maior do que o dos combustíveis de origem fóssil, tanto ao longo da série histórica apresentada quanto na variação apresentada no último biênio.

**Tabela 12 – Venda Interna de Combustíveis**

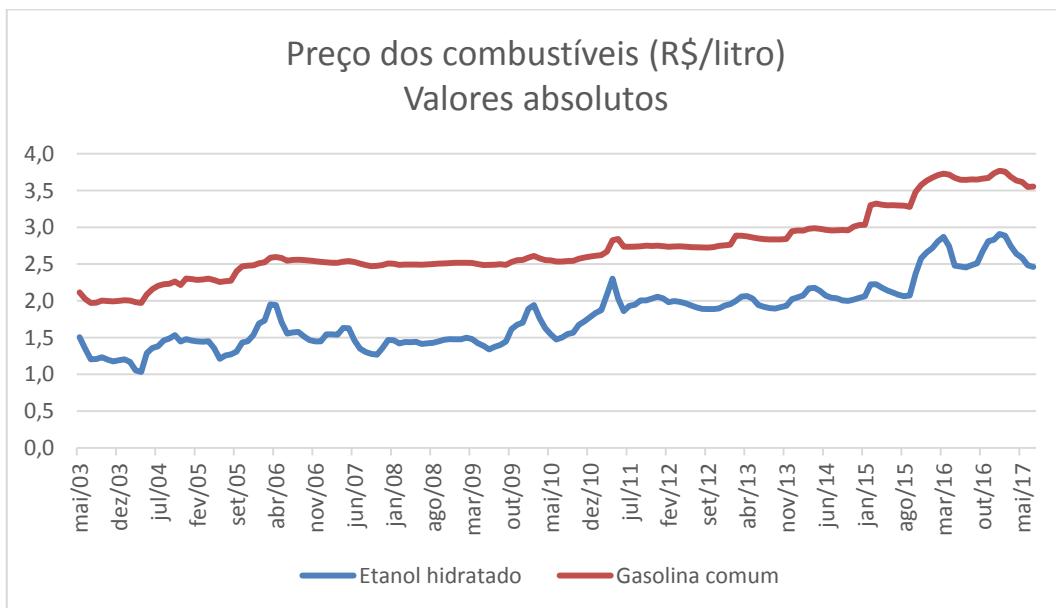
COMBUSTÍVEL	mil m <sup>3</sup>					Δ Volume de Venda 2015/2016 (%)
	2012	2013	2014	2015	2016	
Diesel B	55.900	58.571	60.032	57.211	54.279	-5,1%
Biodiesel (B100)	2.762	2.929	3.410	4.005	3.799	-5,1%
Gasolina C	39.698	41.428	44.364	41.137	43.019	4,6%
Gasolina A	31.758	31.679	33.273	30.204	31.404	4,0%
Etanol Anidro	7.940	9.686	11.091	10.934	11.615	6,2%
Etanol Hidratado	9.850	11.755	12.994	17.863	14.586	-18,3%
Etanol Total	17.790	21.441	24.085	28.796	26.201	-9,0%
Ciclo Otto Total	49.548	53.183	57.358	59.000	57.605	-2,4%
GLP	12.926	13.276	13.410	13.249	13.398	1,1%
Óleo Combustível	3.934	4.990	6.195	4.932	3.333	-32,4%
QAV	7.292	7.225	7.470	7.355	6.765	-8,0%
GAV	76	77	76	64	57	-10,9%
<b>TOTAL</b>	<b>129.677</b>	<b>137.323</b>	<b>144.541</b>	<b>141.811</b>	<b>135.436</b>	<b>-4,5%</b>

Fonte: elaborado pelo autor, com base em ANP (2017)

O consumo de gasolina sofreu uma queda do ano de 2014 para o ano de 2015, enquanto o consumo de etanol hidratado aumentou neste período, fato revertido quando

se analisam os dados do ano de 2016, considerando que o consumo de etanol sofre uma retração de 9%, enquanto o aumento na demanda da gasolina ocorre em mais de 4%. Cabe ainda destacar que as vendas internas consolidadas dos combustíveis em 2016 sofreram uma retração média de 4,5% em relação às vendas ocorridas em 2015.

Estes níveis de demanda apresentados na *Tabela 12* podem ser confrontados com o preço dos respectivos combustíveis analisados, conforme série histórica de seus valores retratada na *Figura 7*. Esta figura mostra a série histórica dos preços médios do etanol hidratado e da gasolina comum, pesquisados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2017b), em mais de 30.000 postos de gasolina espalhados pelo Brasil e seus valores estão expressos em reais por litro de combustível.



**Figura 7: Série Histórica do preço do etanol hidratado e da gasolina no Brasil**

Fonte: elaborado pelo autor, com base em ANP (2017b).

Cabe ressaltar que foi utilizada a série histórica do etanol hidratado neste gráfico, considerando o interesse de utilização da mesma fonte de dados, pois a ANP realiza a pesquisa dos valores dos combustíveis comercializados nos postos.

Com base na *Figura 7* pode ser constatado que o preço do etanol tende a seguir o comportamento do preço da gasolina nos postos, excetuando-se os períodos atípicos de entressafra e estiagem da cana-de-açúcar, que tendem a elevar o preço do etanol em relação ao valor da gasolina.

O resultado da conciliação da demanda de etanol anidro pela sua oferta determina o nível de preço deste produto. Desta forma, o comportamento da série histórica dos preços do etanol (atualizados a preços de julho de 2017) pode ser visualizado no *Figura 8*, já que ao longo de sua série histórica (valores de julho/2017) o seu valor médio flutua em torno de R\$1,60/litro de etanol, com exceção do ano de 2011, dado que neste período o seu nível de preço foi intensamente afetado por uma entressafra da cana-de-açúcar. Esta entressafra também afetou a produção de açúcar, conforme também foi constatado na *Tabela 11*.



**Figura 8: Série Histórica do preço do etanol anidro**

Fonte: elaborado pelo autor, com base em CEPEA/ESALQ/USP (2017)

Vale ressaltar que, de uma maneira geral, o preço do etanol também é influenciado pelo volume de cana-de-açúcar colhido durante seu período de safra, as decisões de

alocação da cana realizadas nos processos produtivos da usina, o nível de vendas dos veículos *flex*, além da dinâmica de compra e venda deste produto no mercado, já que diante do valor que os postos comercializam os produtos, a paridade estabelecida entre o preço do etanol e da gasolina faz com que se essa relação for acentuada, estimule os consumidores proprietários de veículos flexíveis de adquirir o etanol. Além disso, devem ser considerados os períodos de estiagens e entressafras.

Mas o uso do ML para a produção do etanol (mercado analisado nesta seção) concorre com o seu uso para a geração de energia elétrica; e, para entender o comportamento do mercado de energia elétrica, na próxima seção será analisada a perspectiva histórica de sua geração no Brasil, formação de preços e o comportamento de sua demanda e oferta de mercado.

#### **4.2. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Nas últimas décadas do século XX, com novas redefinições da participação governamental no setor elétrico brasileiro, que passou para uma nova perspectiva de atuação, limitando-se à regulamentação e fiscalização, desfazendo-se da atuação em todos os seus segmentos, este propiciou uma redefinição do setor, de forma a segmentar as empresas atuantes nas seguintes áreas: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, tendo também as empresas que apenas comercializam a energia. Considerando as estruturas de mercado foi idealizada a criação de uma ampla competição entre as empresas na geração e comercialização de energia, ficando o setor público imbuído de regulamentar e fiscalizar os setores de distribuição e transmissão, dado que estes constituem monopólios naturais. Desta forma, foram definidos dois ambientes nos quais poderiam ser realizadas as contratações de compra de energia elétrica, dando apenas a determinados perfis de consumidores o poder de escolha do consumo entre um Ambiente

de Contratação Regulada (ACR) e um Ambiente de Contratação Livre (ACL); a maioria dos consumidores se enquadra no ACR.

No ACL os preços são negociados entre as partes que assumem todo o risco associado ao contrato, seja diante da oscilação do seu nível de preços, seja diante da disponibilidade da geração. Como no ACR a comercialização da energia elétrica gerada é realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) por meio de leilões, que são diferenciados de forma a abranger as diferentes estruturas de geração de energia elétrica, foram criados três tipos básicos de contratações por editais de leilão de energia: a proveniente de nova geração, a de geração existente e a de ajuste. Além destes, o governo ainda proporciona dois mercados complementares para desenvolver outras fontes de energia e dar mais garantias ao seu fornecimento, associados aos de origem de Fontes Alternativas e ao de Energia de Reserva.

Desta forma, a formação de preços para a energia elétrica gerada a partir da biomassa concorre tanto com demais fontes de energia não convencionais substitutas, como a eólica e a solar, quanto com fontes de energia convencional, sendo o caso das hidroelétricas. Como a energia elétrica gerada não pode ser armazenada, devendo ser consumida no momento de sua geração, e sabendo que a matriz elétrica brasileira é muito diversificada, sendo gerada energia por estas diversas fontes renováveis e não renováveis, inicialmente tende a ser utilizada a energia proveniente das fontes de geração de energia menos dispendiosas.

Historicamente há uma tendência de crescimento na demanda energética devido ao aumento da renda nacional e do padrão de consumo da sociedade brasileira, que tende a proporcionar com a expansão tecnológica uma ampliação do consumo de equipamentos

eletrônicos, tanto no que diz respeito ao uso dos eletrodomésticos no setor residencial quanto aos acionamentos eletrônicos no setor industrial.

Conforme pode ser visto na *Tabela 13* houve um ponto de inflexão nesta tendência em 2014-2015 com o aumento da eficiência energética e uma ligeira redução no nível de renda (variação em volume) no Brasil, mas que diante da perspectiva de recrudescimento da renda nacional e de novos equipamentos tecnologicamente avançados, é possível que haja uma nova redefinição da expectativa de consumo com uma ampliação do nível de demanda da energia elétrica. Um dos exemplos mais proeminentes está na produção e no consumo do carro movido à energia elétrica, que já é uma realidade em diversos países do mundo, mas que ainda apresenta um elevado preço no mercado nacional.

Desta forma, o mercado de energia elétrica apresenta sistematicamente uma indefinição quanto nível desejado de produção e consumo, assim como ainda está pendente da definição de qual seria a fonte de energia que seja economicamente desejável e ambientalmente satisfatória ao setor, para que esta seja desenvolvida e incentivada pelo setor energético nacional.

**Tabela 13 – Consumo e número de consumidores de energia - Brasil**

	2012	2013	2014	2015	2016	Estrutura (%)	
						Δ% (2016/2015)	Part.% 2016
<b>Consumo (GWh)</b>	<b>448.177</b>	<b>463.134</b>	<b>474.823</b>	<b>465.203</b>	<b>460.829</b>	<b>-0,9</b>	<b>100</b>
Residencial	117.646	124.908	132.302	131.295	132.872	1,2	28,8
Industrial	183.475	184.685	179.106	168.854	164.557	-2,5	35,7
Comercial	79.226	83.704	89.840	90.893	87.873	-3,3	19,1
Rural	22.952	23.455	25.671	25.900	27.266	5,3	5,9
Poder público	14.077	14.653	15.354	15.186	15.092	-0,6	3,3
Iluminação pública	12.916	13.512	14.043	15.334	15.035	-1,9	3,3
Serviço público	14.525	14.847	15.242	14.730	14.969	1,6	3,2
Consumo próprio	3.360	3.370	3.265	3.011	3.165	5,1	0,7
<b>Consumidores (mil)</b>	<b>72.377</b>	<b>74.814</b>	<b>77.171</b>	<b>78.885</b>	<b>80.621</b>	<b>2,2</b>	<b>100</b>

Fonte: EPE, 2017

Para apresentar o comportamento do mercado de uma destas formas de geração de energia e constatar suas características peculiares, o comportamento de mercado da Bioenergia será apresentado no próximo subitem.

#### **4.2.1. MERCADO RELACIONADO À BIOENERGIA**

Existem diversas fontes para obtenção da energia, já que estas proporcionam variadas formas de aproveitamento, seja pela energia térmica, mecânica ou elétrica. A *Tabela 14* apresenta o consumo final energético por fonte no Brasil, classificando o bagaço de cana em terceiro lugar no ranking desta demanda, com 12,38% do total utilizado para a geração energética no ano de 2016. Vale ressaltar que em EPE (2017) são destacadas duas ocorrências quanto às fontes renováveis de energia, sendo elas: (1) em 2017 houve uma expansão da oferta hídrica e da geração eólica no Brasil, que expandiu sua geração em 54,9% (em TWh) e sua capacidade em 32,6% (em MW), contribuindo para que a participação das fontes renováveis na matriz elétrica nacional fosse ampliada de 75,5% para 81,7%; (2) houve uma acentuada queda no volume energético gerado pelas térmicas que utilizam derivados de petróleo e gás natural.

O Brasil possui a maior produção de cana-de-açúcar do mundo, sendo que esta pode ser usada tanto para a produção de açúcar quanto de etanol; ambos os produtos comercializados nacional e internacionalmente. O ML disponível pode ser queimado nas caldeiras das usinas para gerar energia elétrica e proporcionar uma renda complementar ao usineiro.

**Tabela 14 – Consumo Final Energético no Brasil por fonte<sup>1</sup>**Unidade: 10<sup>3</sup> tep

Fonte	2015	2016	Δ15/16
Óleo Diesel <sup>2</sup>	48.033	46.247	-3,7%
Eletricidade	45.096	44.705	-0,9%
Bagaço de cana	28.667	29.791	3,9%
Gasolina <sup>3</sup>	23.306	24.225	3,9%
Gás Natural	18.080	19.191	0,6%
Lenha	16.670	15.997	-4,0%
Etanol	15.437	13.889	-10,0%
GLP	8.258	8.267	0,1%
Lixívia	5.837	6.246	7,0%
Óleo Combustível	3.256	3.100	-4,8%
Querosene	3.613	3.307	-8,5%
Outras fontes <sup>4</sup>	29.712	26.716	-10,1%
<b>TOTAL</b>	<b>245.966</b>	<b>240.680</b>	<b>-2,1%</b>

Fonte: EPE, 2017

Notas:

(1) exclusive consumo final não energético, (2) inclui biodiesel, (3) inclui gasolina A (automotiva) e gasolina de aviação, (4) inclui gás de refinaria, coque de carvão mineral e carvão vegetal, dentre outros.

Como pode ser visto na *Tabela 15*, existe uma tendência à ampliação da participação do uso da biomassa na geração de energia no mundo, proporcionando em 2014 uma participação 16,67% superior à participação existente em 2010. E quanto ao mercado brasileiro de energia elétrica, a participação nacional do uso da biomassa na geração de energia elétrica se eleva ao longo dos anos de 2012 a 2016, ampliando em 35,72% esta sua participação no decorrer deste período analisado.

**Tabela 15 – Participação mundial da geração de energia elétrica pela biomassa**

ANO	1980	2010	2013	2014
Biomassa e resíduos sólidos	0,2%	1,8%	2,0%	2,1%

Fonte: EPE, 2017

**Tabela 16 – Participação nacional da geração de energia elétrica pela biomassa**

ANO	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Biomassa (lenha, bagaço de cana e lixívia)</b>	6,27%	6,95%	7,62%	8,15%	8,51%

Fonte: EPE, 2017

Desta forma, diante da perspectiva de ampliação da demanda energética nacional, conforme apresentado no início desta seção (4.2), e da possibilidade de ampliação do uso da biomassa para a atividade de geração de energia, dado que historicamente vem apresentando uma ampliação na sua participação na geração de energia, este tende a ser um setor promissor para a usineiro alocar, minimamente, parte de seu ML disponível na usina. E além destes fatos, associado a estas percepções, conforme apresentado na *Tabela 17*, constata-se o aumento gradativo do volume de produção de cana-de-açúcar ao longo da segunda década do século XXI, salvo momentos em que ocorreram efeitos de seca e de estiagem, fato que potencializa a geração de ML disponível e impulsiona a possibilidade de geração de energia.

**Tabela 17 – Histórico de produção e moagem da cana-de-açúcar no Brasil**

REGIÃO	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	Mil toneladas
<b>Centro-Sul</b>	493.159	532.758	597.061	573.145	617.709	607.137	
<b>Norte-Nordeste</b>	66.056	55.720	54.233	60.782	617.709	44.704	
<b>TOTAL</b>	559.215	588.478	651.294	633.927	666.824	651.841	

Fonte: UNICA (2017)

Mesmo com a tendência de ampliação da quantidade de ML disponível para a geração de energia elétrica, o mercado para o qual esta energia vai ser comercializada depende do nível de preço negociado e da capacidade de proporcionar o retorno

econômico-financeiro ao usineiro. Conforme Dantas (2013) a perspectiva mais favorável para a comercialização de energia é o ACL, dado que no ACR os leilões nos quais a biomassa concorreu, suas usinas perderam os lances para a energia eólica dado seu menor custo de geração. Esta constatação de mercado também está presente em UNICA (2016), quando relata que o preço teto para a biomassa nos leilões oscilou da seguinte maneira na modalidade Energia Nova A-5: em 2014 era de R\$209/MWh, em 2015 passou para R\$281/MWh, mas em 2016 recuou para R\$251/MWh, este último o mesmo valor teto para as termelétricas de carvão, que concorrem diretamente com a biomassa. E para verificar o efeito gerado no setor sucroenergético, conforme dados extraídos da CCEE (2017) para o leilão de Energia Nova A-5 de 2016, em termos de potência cadastrada, a biomassa teve 64 projetos cadastrados, totalizando 3.040MW, abaixo da energia eólica que teve 864 projetos totalizando 21.232MW, da térmica a gás natural com 36 projetos somando 18.741MW e da térmica a carvão com sete projetos que juntos continham 3.056MW. Além desta questão de a energia gerada pela biomassa ser comercializada no ACR, existe uma tendência no mundo, sendo gradativamente inserida no Brasil (UNICA, 2017b) quanto ao uso do veículo automotor movido à energia elétrica, sendo que esta perspectiva tende a gerar uma nova oportunidade de ampliação na comercialização de energia elétrica a ser gerada na usina sucroenergética.

Sendo assim, nesta subseção verificou-se a potencialidade mercadológica da geração de energia elétrica derivada do setor sucroenergético, considerando a possibilidade de expansão das atividades, mas verificando algumas restrições e potencialidades de mercado no escoamento da sua produção. Independente destas incertezas, a geração de energia possibilita a ampliação da renda no setor, apesar desta produção concorrer com a geração de energia derivada das demais fontes de recursos renováveis que tende a ser estimulada no país, além do seu resultado do seu processo

produtivo ser confrontado com as demais opções que o usineiro tem para usar o ML disponível, no intuito de maximizar o resultado da usina, minimizando os riscos.

#### **4.2.2. DEMANDA, OFERTA E SÉRIE HISTÓRICA DO VALOR DA ENERGIA ELÉTRICA**

Segundo o MME (2017), houve uma redução de 3,8% na Oferta Interna de Energia (OIE) no Brasil entre os anos de 2015 e 2016, sendo que este percentual corresponde a uma redução de 7,3% do uso das fontes Não-Renováveis, enquanto que houve uma expansão de 1,4% no uso das fontes Renováveis. Dentre as fontes Renováveis, a OIE no Brasil sofreu uma retração no uso da lenha e carvão vegetal (-7,2%) e nos derivados da cana-de-açúcar (0,7%), apesar de ser largamente influenciada pelo crescimento do uso da fonte hidráulica e da eletricidade (7,0%), assim como de outras fontes renováveis (10,1%).

Conforme apresentado em MME (2017), a Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) no Brasil destaca-se da OIEE existente no resto do mundo, dada a participação de fontes renováveis na geração de energia elétrica, como pode ser visualizado na *Tabela 18*. Cabe ressaltar que o bagaço apresentou uma ampliação no excedente de eletricidade para o mercado de 20,5TWh para 21,1TWh entre os anos de 2015 e 2016 (expansão de 3,1%).

Nesta tabela observa-se que a oferta mundial de energia elétrica é proveniente, majoritariamente, do carvão e do gás natural. E, por mais que a oferta de energia proveniente das hidrelétricas no Brasil tenha sido reduzida percentualmente entre os anos de 1973 e 2016 em virtude de políticas governamentais, houve uma ampliação no uso das demais fontes de geração de eletricidade, como no uso da biomassa sólida e na energia proveniente da fonte eólica.

**Tabela 18 – Oferta interna de energia elétrica no Brasil e no mundo (%)**

Especificação	Brasil		OCDE		Outros		Mundo	
	1973	2016	1973	2016	1973	2016	1973	2016
Petróleo e Derivados	7,2	2,0	25,4	2,7	23,1	6,1	24,6	4,5
Gás Natural	0,5	9,1	11,6	24,3	14,2	20,7	12,2	22,0
Carvão Mineral	1,7	2,7	37,9	31,3	40,9	47,1	38,3	39,1
Urânio	0	2,6	4,2	18,4	0,9	4,6	3,3	10,6
Hidro	89	68,1	20,5	13,2	19,3	17,4	21,0	16,8
Outras Não-renováveis	0	1,9	0	0,4	0	0,1	0,1	0,3
Outras Renováveis	1,2	13,7	0,3	9,7	1,6	4,1	0,6	6,8
Biomassa sólida	1,2	8,2	0,2	2,8	1,6	0,9	0,5	1,9
Eólica	0	5,4	0	4,9	0	2,2	0	3,4
Solar	0	0,01	0	1,6	0	0,7	0	1,1
Geotérmica	0	0	0,1	0,5	0	0,2	0,1	0,3
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>							

Fonte: MME, 2017

Como existe uma busca por fontes energéticas que proporcionem um menor impacto ambiental, o uso do bagaço de cana e do palhiço (o ML disponibilizado pelo setor sucroenergético) proporciona esta desejada satisfação da oferta, alinhada a perspectiva ambiental, representando uma das fontes de geração de energia estimulada nos últimos anos, e ainda com possibilidade de expansão diante dos atuais níveis de geração. Mas, estas possibilidades de ampliação da atividade de geração de energia no setor sucroenergético dependem de questões apresentadas pelo mercado, já que são geradas incertezas associadas ao nível de preço comercializado, além de ser questionada a capacidade de gerar retorno aos investimentos realizados e remunerar custos assumidos pelos contratos firmados. Desta forma, o uso da biomassa na geração de eletricidade vai depender das vantagens financeiras encontradas e das incertezas percebidas pelo usineiro ao gerar energia, já que pode também produzir etanol se as condições deste mercado estiverem mais satisfatórias. O valor de comercialização da energia elétrica nesta decisão do usineiro, tanto o definido no Mercado Livre quanto no Mercado Regulado, influencia no resultado da sua atividade e, consequentemente, no seu processo decisório de alocação do ML.

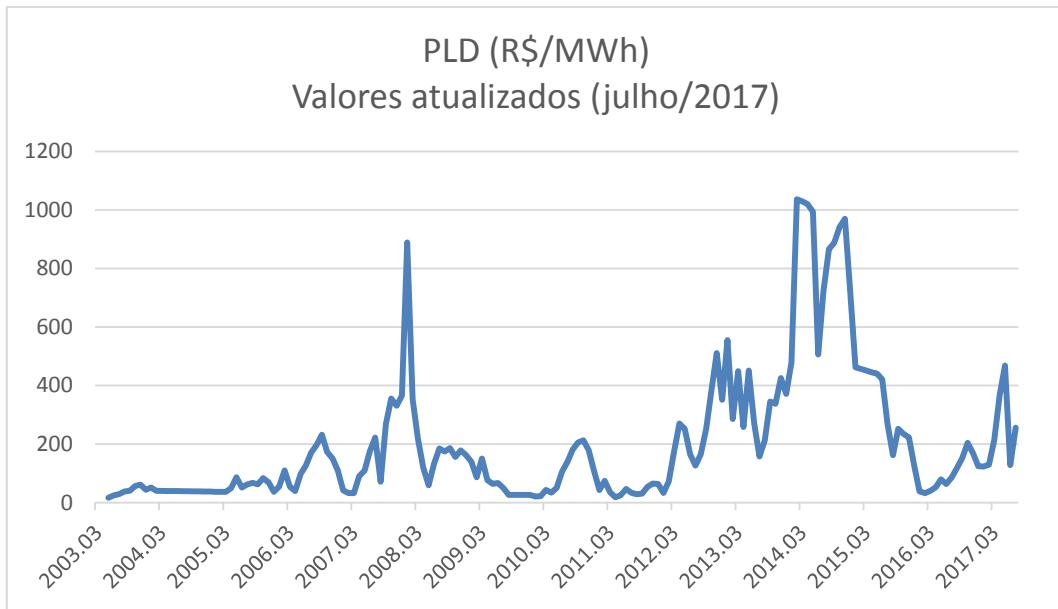
O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado neste trabalho para a definição de uma série de preços à vista do mercado de energia, formado a partir do ajuste diário entre demanda e oferta de energia. No controle deste ajuste, a CCEE registra os contratos celebrados entre vendedores e compradores de energia, verificando o volume de energia e o período de vigência determinado. Com isso, este órgão pode contabilizar todas as diferenças existentes entre o que foi produzido/consumido e o que foi previamente definido no contrato. Este acompanhamento é realizado para que as diferenças que ocorrem, sejam elas positivas ou negativas, possam ser liquidadas em um Mercado de Curto Prazo, no qual é utilizado o PLD para esta prática.

O PLD é definido a cada semana, sendo especificado pelo submercado e diante do volume de carga. A base de cálculo utilizada para sua formação é o Custo Marginal de Operação, sendo que há limites de mínimo e de máximo nesta determinação do seu valor. A definição do nível de risco para as empresas geradoras de energia elétrica no setor sucroenergético esbarra no fato deste setor agregar, cada vez mais, atividades que ampliam as incertezas relacionadas a sua capacidade de geração de retorno à usina, mas que nesta tese será considerado apenas o nível de risco associado a cada atividade analisada no setor.

O comportamento dos valores da energia elétrica pode ser visualizado na *Figura 9* para o PLD, e na *Figura 10* para os preços registrados nos Leilões para a biomassa; ambos expressos em reais (valores atualizados a valores de julho/2017).

Quanto ao nível de preços da energia elétrica, percebe-se que tanto a energia comercializada no ambiente regulado quanto no livre teve um expressivo aumento em seu valor nos anos de 2008/09 e 2015, motivados principalmente pela redução dos níveis de água nos reservatórios das hidrelétricas. Desta maneira, esta volatilidade apresentada nos valores da energia elétrica é determinada principalmente pela disponibilidade de água nas

vertentes dos rios brasileiros, dado que a matriz é em grande parte de fonte hidrelétrica, associado aos elevados custos das demais fontes de energia no caso de ausência de água nos reservatórios.



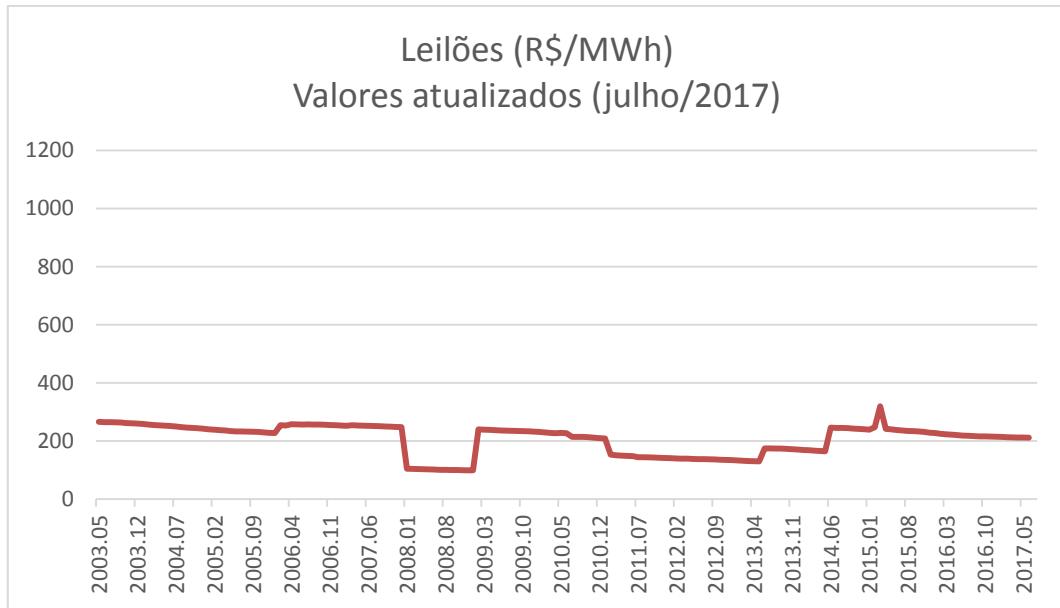
**Figura 9: Série Histórica do preço da energia elétrica – PLD**

Fonte: elaborado pelo autor, com base em CCEE (2017)

No caso dos leilões de energia, como observado na *Figura 10* para os preços registrados para a biomassa, as ocorrências destes Leilões se dão de forma programada pelo setor governamental, de maneira a proporcionar uma vigência mais longa de cada registro de preço para o setor sucroenergético.

Cabe ressaltar que os dados dos leilões estão registrados no período de sua ocorrência, quando os referidos leilões disponíveis para o setor sucroenergético são ganhos pelas usinas do setor. A cada valor obtido no leilão, este é considerado vigente até que o próximo valor de leilão para o setor seja obtido, sendo este mantido até o leilão subsequente. Todos os dados dos leilões considerados estão atualizados pelo IPCA e definidos como valores reais de julho/2017. Vale ainda considerar a importância

econômica da utilização dos dados em valores reais, por mais que os valores pagos às usinas não sejam atualizados mensalmente.



**Figura 10: Série Histórica do preço da energia elétrica – Leilões**

Fonte: elaborado pelo autor, com base em CCEE (2017)

Desta maneira, considerando as ilustrações apresentadas pela *Figura 9* e pela *Figura 10*, percebe-se a diferença na volatilidade dos preços ocorrida em cada um dos ambientes, respectivamente no ACL e no ACR, dado que no PLD as diferenças nos valores de energia são contabilizadas diariamente, enquanto os valores registrados no ACR são obtidos de maneira isolada em leilões de energia, especificamente direcionados para a sua estrutura de produção do setor sucroenergético. É importante destacar que, nesta tese, foram considerados todos os valores de leilões de biomassa no período de maio/2003 a julho/2017, independente da modalidade (para energia nova A-5, energia nova A-3, fontes alternativas e energia de reserva).

Considerando a variação percentual dos níveis de preço, em termos absolutos, há uma redução no valor dos leilões ao longo do período analisado. Mas, em termos absolutos as

variações se tornaram representativas em 2009, devido ao leilão ganho pela biomassa visando a geração de Energia de Reserva. Já as variações encontradas em 2011 referem-se ao Leilão de Energia Nova A-5, obtido pela biomassa, mesmo tipo de leilão que em 2014 sobrevalorizou seu resultado (A-5).

Após a constatação do comportamento dos mercados atrelados ao setor sucroenergético e a verificação da volatilidade de seus níveis de preço, no próximo capítulo é apresentado o modelo a ser utilizado para dimensionar as atividades do setor sucroenergético, relacionadas nesta tese.

## CAPÍTULO 5: METODOLOGIA DE ALOCAÇÃO DA BIOMASSA PARA O SETOR SUCROENERGÉTICO

Neste capítulo será apresentada a metodologia usada na presente tese para resolver o problema descrito anteriormente. Lembrando que esta tese tem o objetivo de proporcionar ao usineiro uma ferramenta de alocação ótima do ML, proporcionando o percentual desejável deste material que deve ser alocado à produção de etanol de segunda geração e o percentual que deve ser alocado para a geração de energia elétrica a ser comercializada tanto no ambiente regulado quanto no ambiente de contratação livre.

Inicialmente serão relacionadas as tradicionais ferramentas de decisão quanto a um investimento e/ou projeto para uma atividade produtiva, para que posteriormente possa ser apresentado o modelo a ser aplicado neste trabalho, constituído por uma ferramenta de otimização estocástica e não linear, caracterizado pela carteira de *Markowitz*.

Na parte final deste capítulo é apresentada uma estrutura de uma usina representativa do setor sucroenergético, para que diante desta estrutura possam ser definidas as equações de retorno de suas atividades e assim, ser constatado o resultado obtido com cada uma das atividades analisadas no setor sucroenergético.

### 5.1. AVALIAÇÃO TRADICIONAL DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

Uma firma realiza um determinado processo produtivo no intuito de comercializar o produto gerado e assim proporcionar receitas que servem para remunerar todos os gastos e custos relacionados com a sua produção, sendo um destes custos relacionado aos desembolsos com a remuneração do capital empregado para que esta produção aconteça. De maneira geral, os proprietários destes recursos, qualificados como detentores da fonte de investimento, aguardam pelo retorno destes recursos investidos acrescidos de um prêmio compensatório dos riscos por esta alocação.

A estrutura tradicional de determinação do valor da firma está relacionada com a capacidade financeira do processo produtivo, sendo o Valor Presente Líquido (VPL) obtido a partir do somatório dos Fluxos de Caixa (FC) em cada um dos  $t$  períodos, descontados por uma taxa ajustada ao nível de risco do capital ( $k$ ) e subtraído do valor do investimento ( $I$ ) ao longo do tempo de vida deste investimento. No processo de decisão, se o resultado do VPL for positivo caracteriza-se como vantajosa a realização deste investimento. Para definir seu resultado, Brealey e Meyers (2002) apresenta a *equação (1)* do VPL como sendo:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad (1)$$

Para definição do valor dos Fluxos de Caixa a serem estimados ao longo dos anos da vida útil de cada um dos projetos de investimento das atividades analisadas é utilizada a seguinte estrutura de cálculo, conforme definido na *Figura 11*:

<b>RECEITA BRUTA</b>
<b>(-) IMPOSTOS INDIRETOS</b>
<b>RECEITA LIQUIDA</b>
<b>(-) CUSTO DE PRODUÇÃO</b>
<b>(-) LUCRO BRUTO</b>
<b>(-) JUROS</b>
<b>(=) LAIR</b>
<b>(-) IR / CSL</b>
<b>(=) LUCRO LÍQUIDO</b>
<b>(+) DEPRECIAÇÃO</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DE CAIXA OPERACIONAL</b>

**Figura 11: Fluxo de Caixa Operacional dos projetos de produção**

Fonte: Gitman, 2010.

Copeland *et al.* (2000) afirmam sobre a importância do FC, sendo suas gerações associadas às Demonstrações de Resultados e aos Balanços Patrimoniais, nos quais o retorno gerado pela empresa representa um ótimo indicador de vitalidade e transparência para a firma. Estes valores, referentes aos diferentes períodos, são ajustados ao seu nível de risco. Posteriormente, Copeland & Antikarov (2002) reafirmam a importância do VPL, definindo-o como a ferramenta mais utilizada pelas grandes empresas quando decidem sobre a realização de seus investimentos. Desta forma, baseado em um investimento inicial, são analisados tanto os custos incorridos quanto as suas perspectivas de receitas a serem geradas, proporcionando assim os três principais conceitos que envolvem estas questões em um ambiente de incertezas: a *relação Risco-Retorno*, a *Teoria do Portfólio* e a *Taxa de Desconto Ajustada ao Risco*.

No intuito de incorporar estas incertezas ao modelo de decisão, na próxima seção é apresentado o *Modelo de Markowitz*, tendo este, o intuito de incluir a volatilidade dos retornos proporcionados pelos ativos considerados na análise à estrutura de tomada de decisão do produtor para a formação da carteira de produtos a serem fabricados em uma usina do setor sucroenergético.

## **5.2. ANÁLISE DE MÉDIA-VARIÂNCIA: MODELO DE MARKOWITZ (1952)**

Diante das diversas incertezas apresentadas nos processos decisórios das empresas, na formação das carteiras, Markowitz (1952) apresenta um modelo de otimização que relaciona o retorno esperado dos ativos aos valores das variâncias e covariâncias de seus níveis de retorno, proporcionando assim uma incorporação desta volatilidade ao processo decisório com a consequente formação da carteira de ativos. Desta forma nesta seção é apresentado o modelo generalizado de Markowitz (1952) para que, posteriormente, seja definida a estrutura a ser utilizada nesta tese relacionada ao setor sucroenergético.

Em seu artigo denominado *Portfolio Selection*, Markowitz (1952) expressa uma crítica ao método tradicional de tomada de decisão empresarial, dado que busca exclusivamente a verificação dos retornos esperados diante de um determinado fator de desconto para analisar a viabilidade de um projeto. Sendo assim, em seu modelo, Markowitz (1952) assume tanto a hipótese de que o retorno esperado é um resultado desejável, quanto considera que a volatilidade dos retornos representa uma variável indesejada.

O autor apresenta o seu modelo afirmando que a análise do valor esperado dos ativos isoladamente não se aplica à formação de carteiras de distintos ativos, dada a possibilidade de existir correlação entre os mesmos. Afirma que mesmo diversificando os ativos alocados em uma carteira, não necessariamente haverá a diminuição da variância nesta carteira de ativos; que o máximo de retorno esperado a ser alcançado em uma carteira, não necessariamente ocorrerá de forma que sua variância possa restringir as incertezas associadas aos possíveis resultados.

Assim, a criação de um modelo que concilie ambos os parâmetros de Média e Variância (M-V) proporciona um método para incorporação de valores razoáveis para esta conciliação, sendo desejável a combinação de técnicas complementares e o julgamento pessoal para a definição do resultado final representativo ao caso estudado. Dito modelo apresenta uma estrutura de análise de dados que pode ser classificada como estocástica e não linear. O modelo retrata a necessidade de diversificação dos ativos na formação de uma carteira de investimento, sendo que Markowitz (1952) complementa a sua análise relatando a necessidade de verificação das possíveis correlações entre os níveis de preço de seus ativos para redução do nível de risco da carteira.

Caso as correlações entre os preços dos ativos sejam positivas, o valor da variância da carteira não tende a ser minimizado com a diversificação dos ativos que a compõem,

ampliando assim a volatilidade e o risco da carteira formada por ativos correlacionados positivamente.

Na forma matricial, a variância de uma carteira formada com  $N$  ativos pode ser genericamente definida conforme apresentada na *equação (2)*.

$$\sigma_C^2 = [X_1, X_2, \dots, X_N] \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \sigma_{1,2} & \dots & \sigma_{1,N} \\ \sigma_{2,1} & \sigma_2^2 & \dots & \sigma_{2,N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \sigma_{N,1} & \sigma_{N,2} & \dots & \sigma_N^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \dots \\ X_N \end{bmatrix} \quad (2)$$

Para caracterizar seu modelo, Markowitz (1952) define  $R_i$  como sendo o Retorno do ativo  $i$ ;  $X_i$  o percentual de participação do ativo  $i$  na carteira e  $\sigma_{ij}$  como a covariância existente entre os ativos  $i$  e  $j$ . Assim, três equações se tornam necessárias para a representação deste modelo de M-V, generalizado para  $n$  ativos. Respectivamente, estas equações estão definidas por: o somatório das participações dos ativos na carteira, o retorno médio esperado para a carteira e a variância do retorno da carteira.

$$\sum_{i=1}^n X_i = 1 \quad (3)$$

$$E(R) = \sum_{i=1}^n X_i R_i \quad (4)$$

$$\sigma_C^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n X_i X_j \sigma_{ij} \quad (5)$$

Inicialmente, Markowitz (1952) define o modelo biobjetivo com a necessidade de minimizar a volatilidade dos retornos dos ativos da carteira e maximizar o retorno

esperado da carteira constituída por estes ativos e, utilizando as *equações* (3), (4) e (5), propõe o seguinte modelo:

$$MinV(R) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n X_i X_j \sigma_{ij} \quad (6)$$

$$Max.E(R) = \sum_{i=1}^n X_i R_i \quad (7)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^n X_i = 1 \quad (8)$$

$$X_i \geq 0; \forall i = 1, 2, \dots, n. \quad (9)$$

Para a adequação ao modelo de otimização, Steuer (1986) utiliza o método *ε-restrito*, no qual mantém apenas uma função objetivo, transformando a outra equação em uma nova restrição. Neste caso foi escolhida a manutenção da equação de minimização da variância, colocando a maximização do retorno médio esperado como uma nova restrição. Desta forma, utilizando as *equações* definidas em (6), (7), (8) e (9), o modelo fica caracterizado como:

$$Min\sigma_C^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n X_i X_j \sigma_{ij}$$

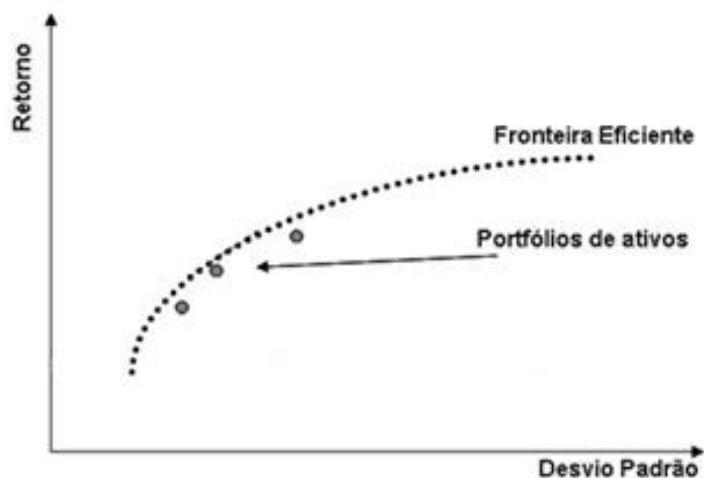
Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^n X_i R_i \geq \varepsilon$$

$$\sum_{i=1}^n X_i = 1$$

$$X_i \geq 0, \forall i = 1, 2, \dots, n.$$

Nesta análise, devem ser avaliadas todas as combinações possíveis dos ativos disponíveis para o modelo, de modo que os pontos que proporcionarem menor variância diante dos níveis de retorno esperado  $\varepsilon$ , serão aqueles que determinam a combinação mais eficiente para a formação da carteira, formando a “fronteira eficiente” para a carteira analisada. A região na qual tende a ser formada a fronteira eficiente de Markowitz pode ser representada graficamente como a apresentada na *Figura 12*:



**Figura 12: Fronteira eficiente de Markowitz**

Fonte: elaboração própria.

A área da região pontilhada representa todas as possibilidades de formação de carteiras eficientes. Assim, a seleção da carteira eficiente é realizada dimensionando o nível de risco de cada ativo e a correlação existente entre eles, de modo que possa minimizar o risco diversificável desta carteira.

Para a aplicação dos dados ao modelo, foi utilizada a ferramenta *Solver* do *Microsoft Office Excel 2016* para resolver os problemas de programação não linear

decorrentes da aplicação do modelo de Markowitz (1952) para minimização da variância da carteira de ativos, mediante restrições que limitam o retorno mínimo. Dentre os algoritmos disponíveis no *Solver* para resolução de programas matemáticos empregou-se o Método do Gradiente Reduzido Generalizado (GRG), que amplia as chances para a convergência de uma solução ótima global diante da calibração do modelo.

Para a calibração do método e para que a definição do ponto de solução de ótimo final seja estabelecido como o mais próximo possível da solução de *ótimo global*, é necessário acessar o item de “Opções” do método. Na aba de “GRG Não Linear” deve-se marcar em “Multi-inicialização” (*multistart*<sup>5</sup>) os itens de “Usar Início Múltiplo” (neste, deve-se definir o “Tamanho da população”, que nesta tese foi usado o valor de 10.000 pontos de multi-inicialização, além da “Propagação Aleatória”, que nesta tese foi usado o valor de 1.000 pontos) e de “Limites Necessários em Variáveis” para proporcionar uma restrição às buscas das soluções geradas pelo *Excel*. Com esta programação e processamento da ferramenta do *Excel*, o resultado geral encontra-se o mais próximo possível da solução de *ótimo global*.

Para a definição da fronteira eficiente foram sendo definidos valores esperados para a carteira de produção da usina sucroenergética, com base nos valores esperados dos ativos analisados; o intervalo de variação para a estimação do valor da carteira de produção da usina foi definido entre o maior valor esperado dos ativos e o menor valor esperado dos ativos analisados.

---

<sup>5</sup> Este método se baseia na geração de vários pontos iniciais diferentes, produzidos por um mecanismo de aleatoriedade. Um método de Programação Não-Linear (PNL) é então empregado com cada um dos pontos iniciais gerados. Ao final, toma-se a solução de melhor qualidade dentre todas as execuções. Além disso, se o método de PNL garantir a obtenção de ótimos locais, aumenta a chance de que um ótimo global seja encontrado.

### **5.3. CARACTERIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE UMA USINA REPRESENTATIVA DO SETOR SUCROENERGÉTICO**

Para o dimensionamento das atividades desenvolvidas por uma usina sucroenergética torna-se necessária a caracterização de uma unidade de produção representativa do setor, com definição da sua estrutura de produção, nível de produtividade, padrão de custos e estimativa de rendimentos, para que assim possa ser verificado o nível de alocação dos recursos lignocelulósicos, bagaço e palhço: focos de análise nesta tese. Para isso será considerada uma usina que processa três milhões de toneladas de cana anualmente, considerando os dados obtidos associados aos níveis de investimento e aos custos de operação e comercialização do resultado das suas atividades.

#### **5.3.1. DEFINIÇÃO DO NÍVEL DE PRODUTIVIDADE DAS ATIVIDADES DA USINA**

O gasto de energia em uma usina do setor sucroenergético é elevado, fazendo com que o processo de cogeração de energia proporcione, minimamente, o volume necessário para a satisfação das suas atividades. A usina caracterizada nesta tese tem um consumo médio de vapor de 400kg/tc. A *Tabela 19* apresenta o consumo médio de cada uma das formas de energia necessárias no processo produtivo do etanol e do açúcar a partir da cana.

**Tabela 19 – Consumo de energia no processo produtivo**

Energia térmica (vapor 2,5 bar)	Energia mecânica	Energia elétrica
450 kg/tc	16 KWh/tc	12 KWh/tc

Fonte: elaboração própria.

Conforme Grisi (2012), a bioeletricidade gerada a partir do ML é de 0,19MWh/tonelada de cana-de-açúcar processada. Nesta análise, deve ser considerado

que o volume de bagaço gerado é de 250kg por tonelada de cana processada e que o percentual de palhiço produzido (base seca) no processo de colheita da cana é de 14% (Dias, 2013b) por tonelada de cana colhida, sendo que 50% deve ficar no campo para recuperação do solo e ampliação da sua produtividade. Assim, considerando que 0,19MWh/tonelada de cana processada refere-se à 32% de ML, o correspondente de eletricidade por tonelada de ML é representado por 0,59MWh/tonelada de ML.

Considera-se que a usina analisada opera com uma turbina de condensação com extração controlada, trabalhando apenas no período de safra. A mesma utiliza em suas atividades uma caldeira de 100bar e chega a 530°C. O dimensionamento da turbina de condensação com extração, responsável pela geração de bioeletricidade, é realizado em função da queda da entalpia e ao rendimento do conjunto, sendo o seu cálculo baseado em conceitos básicos da termodinâmica (LORA & NASCIMENTO, 2004). Considerando que a turbina opere apenas no período de safra, a potência desta turbina é definida como tendo 122MW, conforme apresentado em Dantas (2013). A energia elétrica excedente para exportação é calculada como a diferença entre o total de energia elétrica produzida menos o total de energia demandada pela própria usina. A *Tabela 20* apresenta de forma agregada os dados relacionados às atividades da usina:

**Tabela 20 – Configuração da usina a ser analisada**

Cana processada	3 MM tc/ano
Período da safra	240 dias
Percentual de aproveitamento do tempo	85%
Tempo efetivo de produção	4896 horas
Relação bagaço/cana (50% umidade)	25%
Relação palhiço/cana (15% umidade)	14%
Potência Total instalada	122 MW
Bioeletricidade para exportação por tonelada de ML	0,59 MWh/ton. ML
Litros de etanol 2G gerados por tonelada de ML	158 litros/ton. ML
Pressão do vapor de entrada	100 bar
Temperatura do vapor de saída	530°C

Fonte: elaboração própria.

Conforme apresentado por Dias (2012), a produtividade do etanol de segunda geração com a utilização do material lignocelulósico varia entre 158 e 335 litros por tonelada de ML. Nesta tese serão considerados que 158 litros de etanol são gerados por tonelada de ML.

### **5.3.2. DADOS FINANCEIROS RELACIONADOS ÀS ATIVIDADES DA USINA**

Na avaliação de investimentos, a viabilidade de um projeto está relacionada com a capacidade do mesmo de gerar resultados favoráveis em seus fluxos de caixa ao longo de sua vida útil, considerando o valor do investimento e as taxas de juros/desconto associadas ao nível de risco do projeto. Os Métodos da Anuidade Equivalente e do Custo Anual Equivalente (CAE) proporcionam esta avaliação, assim como o já listado VPL, além do *Payback* Descontado, do Índice Custo-Benefício e da Taxa Interna de Retorno (TIR). O CAE pondera o custo de um projeto de investimento considerando o resultado esperado pela sua vida útil, associado à sua taxa de desconto.

Brealey e Meyers (2002) relacionam a equação a seguir para equivaler um valor monetário em algum período  $t$  no futuro ( $VF_t$ ) ao valor no período inicial de análise (Valor Presente – VP) como sendo definido pela *equação (10)*, considerando a taxa (r) de desconto.

$$VP = \frac{VF_t}{(1 + r)^t} \quad (10)$$

Além disso, estes autores apresentam três questões na análise de um projeto que devem ser enfatizadas: (1) o momento ótimo dos investimentos dada a sua vida útil; (2) a necessidade de se considerar que o investimento possa ser realizado no curto ou no longo prazo, e (3) a capacidade de geração de receita ao longo desta vida útil. Para

definição dos resultados das atividades produtivas analisadas nesta tese são considerados os seguintes dados extraídos dos referenciados trabalhos, conforme apresentados na *Tabela 21*.

**Tabela 21 – Dados financeiros**

<b>VARIÁVEIS</b>	<b>Geração de energia elétrica (Ciclo Rankine)</b>	<b>Produção de etanol 2G</b>
Vida útil do equipamento	25 anos	20 anos
Valor residual dos equipamentos	10% do investimento inicial	10% do investimento inicial
Valor do Investimento	R\$199.238.000,00	R\$663.000.000,00
Operação e Manutenção (O&M)	R\$11.931.000,00/ano	R\$76.650.000,00/ano
Seguro Operacional	R\$598.000,00/ano	R\$3.266.000,00/ano
Custo para a conexão com a rede de transmissão	R\$10.000.000,00	-

Fonte: elaboração própria, com base em Dantas (2013) e Dias *et al* (2013a)

Para a determinação do CAE, tanto os custos fixos quanto os custos variáveis foram deflacionados pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), atualizados para julho/2017. Desta forma, os custos e as séries históricas dos preços dos produtos estão na mesma base temporal. E, desta maneira, os valores aplicados para o ano de 2017 nesta tese foram utilizados conforme apresentados na *Tabela 22*.

**Tabela 22 – Dados utilizados para análise financeira nesta tese**

<b>VARIÁVEIS</b>	<b>Geração de energia elétrica (Ciclo Rankine)</b>	<b>Produção de etanol 2G</b>
Vida útil do equipamento	25 anos	20 anos
Valor residual dos equipamentos	10% do investimento inicial	10% do investimento inicial
Valor do Investimento	R\$319.059.733,20	R\$1.061.728.200,00
Operação e Manutenção (O&M)	R\$19.106.303,00/ano	R\$122.507.100,00/ano
Seguro Operacional	R\$957.637,00/ano	R\$6.370.369,00/ano
Custo para a conexão com a rede de transmissão	R\$16.140.000,00	-

Fonte: elaboração própria

Além destes custos, para a utilização da rede de energia será utilizada a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) de energia no valor de R\$8,08/kW, além da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) em R\$3,96/kW (ANEEL, 2017). Estes valores estão definidos nos editais para os leilões de Energia Nova A-4 e A-6, sendo utilizados os valores médios para estas tarifas a serem aplicadas em projetos cadastrados no A-4. Para a definição dos custos de cada um dos projetos de investimento devem ser dimensionados os valores das despesas operacionais (O&M, tarifas aplicadas ao sistema, seguro, custo dos insumos), assim como os valores relacionados ao investimento realizado.

Quanto à definição da taxa de desconto a ser utilizada nos empreendimentos a serem analisados no setor sucroenergético, será adotada como referência a taxa de juros aplicada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), diante de algumas de suas modalidades de empréstimo. Será utilizada a taxa da modalidade *BNDES Finem*, para aquisição de 80% dos bens de capital do empreendimento em duas de suas modalidades; para a produção de etanol 2G serão usadas as taxas do *BNDES Finem Agropecuária e Biocombustíveis* e para a geração de energia elétrica serão usadas as taxas do *BNDES Finem Geração de Energias Alternativas a partir da Biomassa, Eólica e Pequenas Centrais Elétricas*. O restante do valor do investimento necessário será realizado utilizando capital próprio. Desta forma, correspondem às seguintes taxas as modalidades de financiamento utilizadas:

- a. Custo Financeiro: Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) = 6,75% ao ano, conforme definido na reunião do Conselho Monetário Nacional em dez/2017.
- b. Remuneração do BNDES = 1,7% ao ano.

- c. Taxa de risco de crédito = variável conforme o risco do cliente e prazos de financiamento, sendo para operações garantidas por fiança bancária de 0,5% ao ano.
- d. Participação adicional a custo de mercado = não há.
- e. Taxa de intermediação financeira = 0,23% ao ano.

Sendo assim, a parcela de capital de terceiros totaliza um valor nominal de 9,18% ao ano. Já para o custo do capital próprio, para os equipamentos a serem adquiridos, conforme definido em Dantas (2013) é representado por 12% ao ano para a energia elétrica, e o custo do capital próprio para a produção de etanol 2G é de 16% ao ano. Desta forma, o Custo Médio Ponderado do Capital – WACC (*Weighted Average Capital Cost*) é composto por 80% de capital de terceiros e 20% de capital próprio. Ditos valores são definidos para a atividade de geração de energia e produção de etanol de segunda geração, respectivamente pelos seguintes valores, aplicados na *equação (11)*:

$$WACC = \sum_1^N R_i X_i \quad (11)$$

Estes fazem com que o WACC utilizado para a geração de energia elétrica seja de 9,34% ao ano e o WACC para a produção do etanol 2G de 10,54% ao ano.

### 5.3.3. DEFINIÇÃO DOS CUSTOS RELACIONADOS ÀS ATIVIDADES DA USINA

Para a constituição dos custos relacionados a cada uma das atividades analisadas no setor sucroenergético, nesta seção são apresentados os custos já referenciados na bibliografia e são definidos os valores a serem utilizados nas equações de resultado das

atividades analisadas nesta tese. Sendo assim, inicialmente são descritos os níveis de custos de produção já publicados em outros trabalhos, e posteriormente são estimados os Custos Anuais Equivalentes das atividades analisadas no setor sucroenergético, na venda da energia elétrica gerada e na comercialização da produção de etanol 2G.

### **5.3.3.1. CUSTOS IDENTIFICADOS NO SETOR SUCROENERGÉTICO**

O bagaço de cana-de-açúcar, por ser um resíduo que se encontra disponível para uso na usina, após a etapa de moagem, não tem custo de recolhimento e transporte, mas o palhiço disponibilizado após a colheita, com o recolhimento do material no campo e transporte até a usina tem um custo de US\$17,05 por tonelada de material retirado do campo (DIAS *et al*, 2012). Dantas (2013) define o custo do palhiço como sendo de R\$30,00/ton. Na produção do etanol 2G, além deste custo adicional para a utilização da palhiço, deve ser adicionado o custo da enzima de US\$0,05/litro (DIAS *et al*, 2012). Dias *et al* (2012) sintetizam o custo de produção do etanol 2G com o uso do bagaço como variando entre US\$0,33 e US\$0,39 por litro.

No caso da geração de energia elétrica, Dias *et al* (2012) apresentam a variação no custo de produção da bioeletricidade ocorrendo entre US\$ 51,83 e US\$ 55,69 por MWh. Em ANEEL (2016) é definido o custo da geração de bioeletricidade de bagaço de cana-de-açúcar como US\$ 55,6 por MWh. Já em Grisi *et al* (2012) o custo de produção de bioeletricidade varia entre US\$ 52 e US\$ 99 por MWh.

Desta maneira, em alguns trabalhos já elaborados sobre o uso do ML nas atividades do setor sucroenergético, foram definidos os custos destas atividades dependendo da metodologia aplicada, do insumo utilizado e do processo produtivo realizado em cada um destes trabalhos. Nesta direção, com o objetivo de especificar o nível de custos associados às atividades analisadas e dimensionadas nesta tese, na próxima subseção são

apresentados os custos fixos e variáveis para as atividades de produção para o etanol 2G e para a geração de energia elétrica utilizando o ML, de maneira que possam ser constituídos os Custos Anuais Equivalentes para cada uma destas atividades, de maneira que estes custos possam ser aplicados nas equações de retorno esperado das atividades analisadas no modelo de *Markowitz* (1952).

### 5.3.3.2. CUSTOS ANUAIS EQUIVALENTES ASSOCIADOS AO USO DO ML

Pelo fato do CAE proporcionar ao avaliador a possibilidade de encontrar o valor a ser empregado anualmente ao longo da vida do projeto, ele é principalmente usado como indicador de decisão em projetos de investimento nas situações nas quais existem incertezas quanto à receita a ser gerada, dado que esta análise proporciona um indicador equalizado pela vida útil dos projetos, o que gera capacidade de comparação entre as distintas alternativas de investimento.

Samanez (2007) define o CAE como sendo “um rateio uniforme, por unidade de tempo, dos custos de investimento, de oportunidade e operacionais das alternativas”. (SAMANEZ, 2007) e apresenta a *equação (12)* para seu cálculo.

$$CAE = \frac{CInv + COport}{[(1+r)^t - 1] / [(1+r)^t r]} + COper \quad (12)$$

Na qual: *CInv* representa o custo de investimento, o *COport* refere-se ao valor do Custo de Oportunidade de uma determinada escolha de investimento, o *COper* está associado ao Custo Operacional das atividades relacionadas à atividade analisada, *r* representa o custo de capital ajustado ao risco da atividade realizada no setor sucroenergético e *t* é o período de tempo.

Brealey e Meyers (2002) complementam a explicação do CAE apresentando a necessidade de atualização dos valores utilizados na análise. Os autores relacionam a importância de verificação das mudanças tecnológicas que podem influenciar na necessidade de modificação de equipamentos, além da possibilidade de equalização da estrutura disponível diante da adequação da capacidade produtiva à necessidade da empresa.

Conforme apresentado em Dantas *et al* (2013), o CAE representa um potencial elemento de definição de análise intertemporal dos custos entre atividades produtivas, já que considera os valores dos projetos anualizados com diferentes tempos de vida. Os autores apresentaram em sua análise a importância de se considerar os custos das atividades produtivas, ponderados pela sua vida útil, na escolha dos processos produtivos mais vantajosos financeiramente.

**Tabela 23 – Cálculo do CAE para a produção do Etanol 2G no Cenário Base**

Parcela do Investimento (10% de valor residual)	R\$955.555.380,00
Custo da Palha	R\$10.088.820,00
Custo de Operação e Manutenção	R\$122.507.100,00
Seguro Operacional	R\$6.370.369,00
<b>CAE (A)</b>	<b>R\$255.370.218,20</b>
<b>Nível de Produção (B)</b>	<b>151.680.000</b>
<b>CAE UNITÁRIO DE PRODUÇÃO (A/B)</b>	<b>R\$1,68/litro</b>

Fonte: elaboração própria

Logo, para calcular o CAE do Etanol 2G é utilizada a *equação (12)* e posteriormente deve ser dividido o valor gerado pela quantidade produzida para que seja definido o valor do CAE unitário, sendo desta forma:

$$\begin{aligned}
 CAE\ investimento &= [(1.061.728.200) \times 0,9] / \{[(1,1054)^{20} - 1] / [(1,1054)^{20} \times 0,1054]\} \\
 CAE\ investimento &= 955.555.380 / 8.2090 = 116.403.929,20 \\
 CAE\ total &= 116.403.929,20 + 10.088.820 + 122.507.100 + 6.370.369 \\
 CAE\ total &= R\$255.370.218,20 \\
 CAE\ unitário &= R\$255.370.218,20 / 151.680.000 = R\$1,68/litro.
 \end{aligned}$$

Para a Energia Elétrica, após a utilização da *equação (12)*, com a posterior divisão do valor total encontrado pelo volume de produção, assim é definido o valor do CAE da atividade ao ano e o valor do CAE unitário de produção, respectivamente.

**Tabela 24 – Cálculo do CAE para a geração de Energia Elétrica**

Parcela do Investimento (10% de valor residual)	R\$301.566.359,90
Custo da Palha	R\$10.088.820,00
TUSD e TUST	R\$6.819.456,00
Custo de Operação e Manutenção	R\$19.106.303,00
Seguro Operacional	R\$957.637,00
<b>CAE (A)</b>	<b>R\$68.523.355,28</b>
<b>Nível de Produção (B)</b>	<b>566.400</b>
<b>CUSTO UNITÁRIO DE PRODUÇÃO (A/B)</b>	<b>R\$120,98/MWh</b>

Fonte: elaboração própria

$$CAE\ investimento = [(335.073.733,20) \times 0,9] / [(1,0934)^{25} - 1] / [(1,0934)^{25} \times 0,0934]$$

$$CAE\ investimento = 301.566.359,90 / 9.5580 = 31.551.139,28$$

$$CAE\ total = 31.551.139,28 + 10.088.820 + 6.819.456 + 19.106.303 + 957.637$$

$$CAE\ total = R\$68.523.355,28.$$

$$CAE\ unitário = R\$68.523.355,28 / 566.400 = R\$120,98/MWh.$$

Desta maneira, considerando os dados da *Tabela 23* e da *Tabela 24*, o valor do CAE apresentado em 2017 para a produção de etanol 2G é de R\$255.370.218,20, mas dado que em um ano, diante das 960 mil toneladas de ML, pode-se obter 158 litros a cada tonelada, o CAE para o etanol 2G é de R\$1,68/litro, a valores de julho/2017. Para o caso da geração de energia elétrica, o CAE é de R\$68.523.355,28 pelos 566.400MWh gerados neste período, e faz com que cada Megawatt-hora (MWh) tenha um CAE de R\$120,98/MWh a valores de julho/2017. Considerando que os especialistas no setor pretendem analisar a redução dos custos de produção do etanol 2G e tendo em conta a possibilidade de redução em 50% do custo de produção apresentado no Cenário Base, na *Tabela 25* são definidos os valores dos custos de produção em cada um dos possíveis

cenários de redução dos referidos custos (10%, 20%, 40% e 50%), conforme considerados nesta tese.

**Tabela 25 – Valores do CAE para a produção do Etanol 2G nos demais cenários**

Cenários	Ocorrência	Custos
Cenário Base	-	R\$1,68/litro
Cenário 2	Redução dos custos de produção em 10%.	R\$1,52/litro
Cenário 3	Redução dos custos de produção em 20%.	R\$1,36/litro
Cenário 4	Redução dos custos de produção em 40%.	R\$1,01/litro
Cenário 5	Redução dos custos de produção em 50%.	R\$0,84/litro

Fonte: elaboração própria

Desta forma, com a redução nos custos de produção do etanol 2G, tanto o valor dos custos fixos, quanto os valores dos custos variáveis são reduzidos proporcionalmente, sendo definido para o Cenário 2 o valor de R\$1,52; para o Cenário 3 o valor de R\$1,36; para o Cenário 4 o valor de R\$1,01 e para o Cenário 5 um CAE por litro de etanol 2G de R\$0,84.

### **5.3.3.3. DADOS ADICIONAIS PARA A COMPOSIÇÃO DO RESULTADO DAS ATIVIDADES**

A título de incidência tributária é aplicado em cada uma das atividades uma alíquota de PIS e Cofins considerando um regime não cumulativo, conforme disposto na Lei 10.637/2002 e na Lei 10.833/2003 (com as devidas alterações), respectivamente definidas por 1,65% e 7,6%. Além destas alíquotas, sobre os rendimentos são incididos 25% de Imposto sobre a Renda e 9% de Contribuição Sobre o Lucro Líquido.

Os dados variáveis estão considerados na análise financeira para os anos posteriores a 2017, dada a vida útil dos equipamentos de cada um dos processos produtivos, como sendo atualizados pelo efeito inflacionário, que segundo o Relatório Focus do Banco

Central (janeiro/2018) está em 4,5% ao ano, conforme a expectativa para os “próximos 12 meses”.

#### **5.4. NÍVEL DE PREÇO DOS PRODUTOS ANALISADOS NO SETOR SUCROENERGÉTICO**

A análise da série histórica dos preços de cada um dos produtos analisados proporciona a constatação do nível de volatilidade que será usado no modelo de *Markowitz*, assim como a correlação entre os níveis de preço dos distintos produtos. Desta forma, são três os possíveis níveis de preço analisados nesta tese que podem compor a carteira de produção da usina. Podem ser produzidos os ativos que devem ter os seguintes níveis de preço relacionados: (1) o preço da energia elétrica no mercado regulado, por meio do valor dos leilões para a biomassa; (2) o preço da energia elétrica no mercado livre, por meio do Preço das Liquidações das Diferenças e (3) o preço do etanol, sendo considerado o valor do etanol anidro.

Na comercialização de energia elétrica, para a determinação do valor da energia a ser comercializada no Mercado Regulado, foram utilizados os valores obtidos nos leilões de energia elétrica, operados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Estes dados estão compreendidos entre o período de Maio/2003 a Julho/2017. Da mesma maneira, foram obtidos no endereço eletrônico da CCEE os valores do PLD para o caso da energia elétrica comercializada no Mercado Livre. Foram também considerados os valores de comercialização entre Maio/2003 e Julho/2017. Para o valor do etanol foi considerada a série histórica do etanol anidro elaborado pelo Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (CEPEA-Esalq/USP), da Universidade de São Paulo, considerando o mesmo período da série histórica usado para a verificação dos valores da energia elétrica.

## 5.5. CENÁRIO BASE DESTA TESE

Nesta tese foi considerado que o ML da cana de açúcar pode ser destinado para produzir a bioeletricidade que será comercializada no Mercado Regulado ou no Mercado Livre, ou ainda produzir etanol de segunda geração a ser vendido em seu mercado próprio. Para definição do retorno de cada um dos ativos da carteira a serem produzidos na usina, em cada um dos meses que compõem a série histórica da análise, são usadas as equações para a definição do Retorno Esperado para o etanol e para a energia elétrica.

Com o uso do ML como insumo para a geração de energia elétrica, esta atividade produtiva gera um resultado como apresentado pela *equação (13)* que representa o Retorno Esperado da produção de energia elétrica, sendo composto pelo preço da energia elétrica no Mercado Regulado ou no Mercado Livre, o CAE (Custo Anual Equivalente) de sua geração como sendo de R\$120,98, assim como a produtividade por tonelada de ML.

$$\text{RETORNO}_{\text{ENERGIA}} = (\text{PREÇO}_{\text{ENERGIA}} - 120,98) \times 0,59 \quad (13)$$

No caso da produção do etanol 2G, a atividade produtiva com o uso do ML como insumo, gera o resultado obtido conforme definido na *equação (14)* do Retorno Esperado da produção de etanol, sendo definido pelo preço do etanol, o CAE como sendo de R\$1,68 por litro de etanol e o nível de produtividade de 158 litros por tonelada de ML utilizada no processo produtivo.

$$\text{RETORNO}_{\text{ETANOL}} = (\text{PREÇO}_{\text{ETANOL}} - 1,68) \times 158 \quad (14)$$

Desta forma a *equação (13)* e a *equação (14)* representam a estrutura básica de formação de valor da usina para a geração de energia elétrica e a produção de etanol 2G, respectivamente, diante dos valores observados de custos de produção e níveis de produtividade corrente. Mas, considerando a perspectiva de melhoria nas condições de produção do etanol 2G, com possibilidade de redução nos custos de produção, na próxima seção serão definidos os cenários com estas possíveis mudanças nas atividades de fabricação do etanol 2G, fato que impacta nas equações e, consequentemente, no resultado desta atividade, proporcionando assim uma reconfiguração na composição das carteiras de produtos a serem fabricados.

## **5.6. PROVÁVEIS CENÁRIOS FUTUROS**

Considerando o Cenário Base definido no item anterior, é importante analisar as condições técnico-socioeconômicas futuras que podem ser diferentes da configuração corrente para o setor. Desta maneira, torna-se importante explorar outras possibilidades de acontecimentos visando gerar possíveis direcionamentos diferenciados para o padrão de comportamento da sociedade e, consequentemente, redefinição das decisões produtivas tomadas na usina quanto à escolha da carteira de produtos a serem produzidos.

A eficiência do processo de geração de energia elétrica nas usinas sucroenergéticas já alcançou seu nível de maturidade tecnológica, considerando seus níveis de produtividade e custos de produção, ocorrendo com reduzidos padrões de custos de geração de energia, além da economia brasileira já proporcionar satisfatórios ambientes de negociação para esta energia gerada, fato que facilita a obtenção de renda com a atividade.

Além disso, existe a possibilidade de expansão do avanço tecnológico na fabricação do etanol 2G devido às questões institucionais, governamentais e de mercado no Brasil e

no mundo, o que tenderia a reduzir os seus custos de produção. Assim, para a estimação dos resultados obtidos no cenário no qual os analistas do setor sucroenergético vislumbram como uma tendência que seja alcançada uma redução dos custos de produção em 50% do seu valor corrente. Desta forma, além do Cenário Base nesta tese é estimado um cenário com uma modificação inicial no qual a receita da comercialização do etanol de segunda geração é descontada de um custo de produção 10% inferior ao valor definido para o Cenário Base. No segundo cenário é considerado que os custos de produção são reduzidos em 20%. Dado que o etanol 2G se torna financeiramente vantajoso à geração de energia elétrica quando o custo de produção do etanol 2G é reduzido em 40%, o terceiro Cenário é definido nesta condição. E, por fim, é dimensionado o efeito sobre a carteira de produtos de uma usina representativa do setor quando os custos de produção alcançam o nível estimado pelos analistas, com redução de 50% do seu valor definido para o Cenário Base.

Desta forma, os cenários para a análise dos resultados gerados na usina podem ser denominados respectivamente como: ***Cenários 2, 3, 4 e 5***. Nestes cenários os custos de produção se reduzem, respectivamente, em 10%, 20%, 40% e 50% do custo de produção do etanol celulósico (etanol 2G), conforme relatos de analistas do setor (UNICA, 2016), fazendo com que as equações sejam representadas sucessivamente por:

$$\text{RETORNO}_{\text{ETANOL.10\%}} = (\text{PRE}\check{\text{C}}\text{O}_{\text{ETANOL}} - 1,52) \times 158 \quad (15)$$

$$\text{RETORNO}_{\text{ETANOL.20\%}} = (\text{PRE}\check{\text{C}}\text{O}_{\text{ETANOL}} - 1,36) \times 158 \quad (16)$$

$$\text{RETORNO}_{\text{ETANOL.40\%}} = (\text{PRE}\check{\text{C}}\text{O}_{\text{ETANOL}} - 1,01) \times 158 \quad (17)$$

$$\text{RETORNO}_{\text{ETANOL.50\%}} = (\text{PRE}\check{\text{C}}\text{O}_{\text{ETANOL}} - 0,84) \times 158 \quad (18)$$

A equação de energia elétrica não se altera em relação ao estipulado no Cenário Base, tanto ao considerar as atividades de geração da energia a ser comercializada no ACR quanto no ACL. Com a definição destes quatro cenários adicionais para o etanol 2G é possível verificar o comportamento das mudanças das demais atividades do setor sucroenergético, *coeteris paribus*. Desta forma, no próximo capítulo será realizada a análise dos dados e a verificação dos resultados obtidos com a utilização das ferramentas definidas neste capítulo.

## CAPÍTULO 6: RESULTADOS DA ANÁLISE DOS CENÁRIOS

A partir das ferramentas e das equações relacionadas no capítulo anterior, neste capítulo serão dimensionadas as atividades de uma usina representativa do setor sucroenergético para utilizar o ML disponível na mesma, considerando a possibilidade que o usineiro tem entre gerar energia elétrica para vender no Mercado Livre ou Regulado, ou produzir etanol 2G.

Vale ressaltar, conforme relacionado também anteriormente, que todos os preços dos produtos analisados na usina foram deflacionados pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), atualizados para julho/2017. Desta forma, os custos e as séries históricas dos preços dos produtos estão na mesma base temporal dos valores estimados para o ano de 2017.

Para o Cenário Base proposto nesta tese, a Matriz de Variância-Covariância está expressa pela *Tabela 26*, na qual  $X_{AVISTA}$  representam os valores referentes à comercialização de energia no Mercado Livre,  $X_{REGULADO}$  representam os valores da comercialização de energia no Mercado Regulado e  $X_{2G}$  representam os valores da comercialização do etanol de segunda geração. Esta tabela considera as covariâncias existentes entre as variações percentuais dos resultados de cada uma das atividades analisadas, dada a configuração da usina que pode ser observada na *Tabela 20* (pág. 80). A minimização da variância desta carteira de produtos ocorre quando o seu valor é de 0,3746. Para o nível de retorno da carteira em R\$50,41, o valor 0,3746 representa o menor valor da variância apresentado por tonelada de ML utilizado. Estes resultados podem ser observados na *Tabela 27*. Cabe ressaltar que a partir deste nível de retorno esperado da carteira a sua volatilidade aumenta, conforme pode ser constatado na referida tabela e ilustrado na *Figura 13*.

**Tabela 26 – Matriz de Variância-Covariância – Cenário Base**

ATIVOS	X <sub>A VISTA</sub>	X <sub>REGULADO</sub>	X <sub>2G</sub>
X <sub>A VISTA</sub>	6,13	-0,17	0,77
X <sub>REGULADO</sub>	-0,17	0,43	-0,23
X <sub>2G</sub>	0,77	-0,23	127,87

Fonte: elaboração própria.

Para este cenário e insumo, o percentual de cada produto definido para a carteira é de 90,99% do ML direcionado para a geração de energia elétrica a ser comercializada no Mercado Regulado e 8,61% no Mercado Livre; além disso, 0,40% do ML devem ser direcionados para a produção do etanol 2G. O retorno médio esperado, obtido diante das equações (13) e (14), definidas respectivamente para a comercialização da energia elétrica e venda de etanol 2G, proporciona no Mercado Livre um resultado de R\$46,80 por tonelada de ML; para a venda da energia no Mercado Regulado é de R\$50,98 por tonelada de ML e para o etanol 2G seu resultado esperado é negativo em R\$0,38 por tonelada de ML. Diante do menor valor associado à variância do retorno gerado pela energia a ser comercializada no Mercado Regulado, sua atividade é priorizada neste cálculo em detrimento da utilização do ML na geração de energia a ser vendida no Mercado Livre, assim como do uso do ML na produção de etanol 2G.

**Tabela 27 – Resultados do Modelo de Markowitz: Cenário Base**

Retorno	Variância	Mercado Livre	Mercado Regulado	Etanol 2G
50,30	0,3746	8,61%	90,99%	0,40%
50,40	0,3746	8,61%	90,99%	0,40%
50,50	0,3750	8,41%	91,34%	0,25%
50,60	0,3762	8,18%	91,75%	0,07%
50,70	0,3795	6,71%	93,29%	0,00%
50,80	0,3900	4,31%	95,69%	0,00%
50,90	0,4085	1,92%	98,08%	0,00%

Fonte: elaboração própria

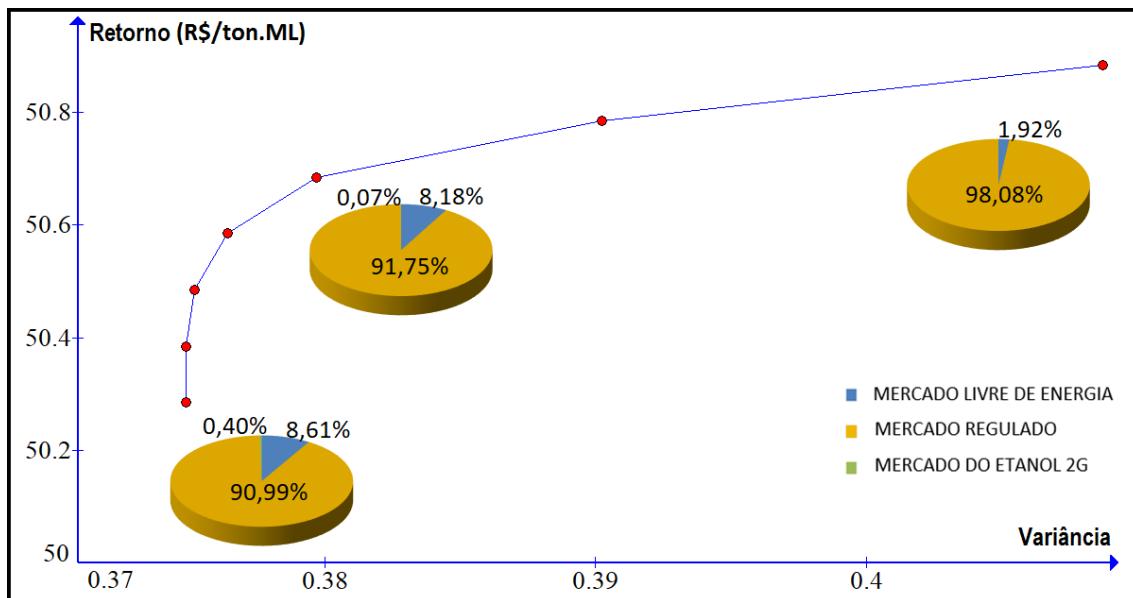


Figura 13: Fronteira de Markowitz – Cenário Base

Fonte: elaboração própria

Neste Cenário Base, com valores estimados para o ano de 2017 (primeiro ano da série definida para o cálculo do VPL), na produção de etanol 2G seu custo unitário é de R\$1,23 por litro, conforme pode ser observado no Anexo A. Para este produto, o investidor solicita uma rentabilidade de 16% ao ano do capital próprio, equivalente a uma lucratividade líquida de 8,46% ao ano. Diante destes percentuais definidos para o projeto de investimento, o preço unitário mínimo exigido é de R\$2,65, com um *mark up* genérico de 2,15. O VPL para o projeto de investimento desta atividade quando se utiliza todo o ML em suas operações (condição definida em todos os cálculos do VPL nesta tese) é negativo em R\$340.150.881,51. Considerando o preço médio de mercado estimado para a série histórica analisada para os valores do etanol (maio/2003 a julho/2017) em R\$1,68/litro, o VPL desta atividade fica negativo em R\$890.551.963,13.

Para o primeiro período da série analisada para a cogeração de energia, tem-se uma rentabilidade esperada do capital próprio de 10% ao ano, equivalente a uma lucratividade líquida requerida de 6,30% ao ano e o preço mínimo exigido para o primeiro período analisado (2017) pelo investidor é de R\$187,87. O *mark up* genérico desta atividade é de

2,52. Considerando o preço médio de mercado de R\$207,39/MWh (adotado no Anexo B) para o Mercado Regulado, o VPL gerado para esta forma de comercialização da energia elétrica é de R\$111.633.907,02. Para o Mercado Livre, dado que o preço médio de sua série histórica é de R\$200,31/MWh (vide Anexo C), o VPL gerado neste mercado é de R\$82.466.874,01.

Considerando que o interesse público e privado pode ser estimulado minimamente pela necessidade de redução dos gases do efeito estufa e pela busca de combustíveis substitutos aos derivados do petróleo, além de poder representar uma preferência governamental na concessão de incentivos para o setor, pode ocorrer nos próximos anos um avanço tecnológico significativo na produção do etanol de segunda geração o que, segundo especialistas, tende a reduzir seus custos de produção, como estão especificados e serão analisados nos cenários posteriores. Desta forma, é necessária a verificação dos possíveis efeitos causados sobre a formação desta carteira de produtos no setor sucroenergético em cada um destes cenários.

Sendo assim, no Cenário 2 é considerada uma redução intermediária de 10% nos custos de produção do etanol 2G e, diante dos resultados encontrados com os níveis de retorno das atividades na usina, é gerada a Matriz de Variância-Covariância apresentada na *Tabela 28*.

**Tabela 28 – Matriz de Variância-Covariância – Cenário 2**

ATIVOS	X <sub>A VISTA</sub>	X <sub>REGULADO</sub>	X <sub>2G</sub>
X <sub>A VISTA</sub>	6,13	-0,17	-0,14
X <sub>REGULADO</sub>	-0,17	0,43	-0,06
X <sub>2G</sub>	-0,14	-0,06	13,74

Fonte: elaboração própria.

Diante das equações apresentadas no capítulo anterior e da Matriz de Variância-Covariância definida na *Tabela 28*, no Cenário 2 são gerados os resultados para o caso de uma redução de 10% sobre os custos de produção do etanol 2G, *coeteris paribus*, conforme os valores obtidos nos cálculos realizados e expressos na *Tabela 29* e na *Figura 14*.

**Tabela 29 – Resultados do Modelo de Markowitz: Cenário 2**

Retorno	Variância	Mercado Livre	Mercado Regulado	Etanol 2G
49,50	0,3627	8,47%	88,40%	3,13%
49,70	0,3627	8,47%	88,40%	3,13%
49,90	0,3629	8,38%	88,82%	2,80%
50,10	0,3644	8,19%	89,75%	2,06%
50,30	0,3676	8,00%	90,67%	1,33%
50,50	0,3724	7,81%	91,60%	0,59%
50,70	0,3795	6,71%	93,29%	0,00%
50,90	0,4085	1,92%	98,08%	0,00%

Fonte: elaboração própria

Neste cenário, a redução dos custos de produção do etanol 2G proporciona uma pequena ampliação da alocação do ML para sua atividade, dado que o retorno esperado desta atividade é ampliado para R\$24,90/tonelada ML e a sua variância é reduzida para 13,74.

A *Figura 14* ilustra os resultados encontrados, realçando a ampliação da participação do etanol 2G na carteira de produtos da usina, simultaneamente gerada com a redução da participação do ML direcionado para a geração de energia a comercializada no Mercado Regulado, mercado este que seria mais prestigiado se fossem assumidos maiores níveis de risco, já que se o usineiro quiser expandir suas atividades para alcançar um nível esperado de retorno de R\$50,98 por tonelada de ML, ele pode alcançar esta marca

assumindo um risco maior, com uma variância das variações percentuais dos retornos de 0,4290:

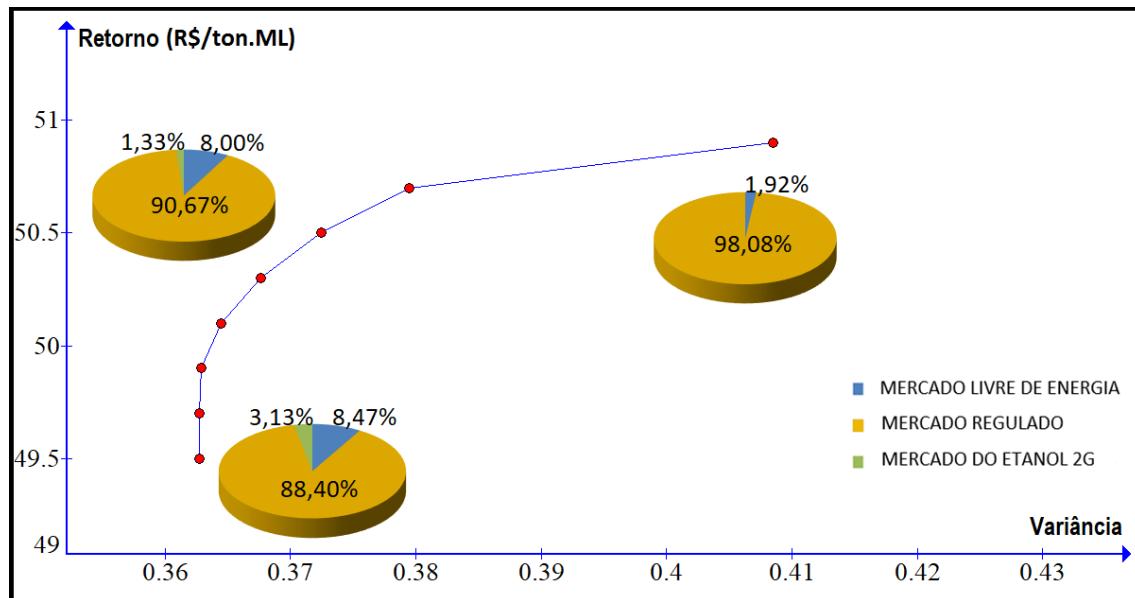


Figura 14: Fronteira de Markowitz – Cenário 2

Fonte: elaboração própria

Assim, no Cenário 2, a minimização da variância desta carteira de produtos ocorre quando o seu valor é de 0,3627, e para o nível de retorno da carteira em R\$49,81, este valor 0,3627 apresenta o menor valor da variância apresentado por tonelada de ML utilizado. Ressalta-se que a partir deste resultado encontrado para a carteira, o valor de sua volatilidade aumenta.

Neste cenário, o VPL para a produção de etanol 2G considerando o valor de julho/2017 como sendo o preço médio negociado na série histórica analisada neste mercado, ainda está negativo em R\$607.976.185,10, sendo o custo unitário neste período de R\$1,11 por litro, conforme pode ser visto no Anexo D. A elevada volatilidade existente nas variações percentuais de seus retornos, associado ao insuficiente resultado de suas atividades, impede a expansão da alocação do ML disponível na usina neste processo produtivo.

No Cenário 3 é considerada uma redução de 20% nos custos de produção do etanol 2G no Cenário Base e, diante dos resultados encontrados com os níveis de retorno das atividades na usina, é gerada a Matriz de Variância-Covariância apresentada na *Tabela 30*.

**Tabela 30 – Matriz de Variância-Covariância – Cenário 3**

ATIVOS	X <sub>A VISTA</sub>	X <sub>REGULADO</sub>	X <sub>2G</sub>
X <sub>A VISTA</sub>	6,13	-0,17	0,35
X <sub>REGULADO</sub>	-0,17	0,43	-0,04
X <sub>2G</sub>	0,35	-0,04	5,14

Fonte: elaboração própria.

Diante das equações apresentadas no capítulo anterior e da Matriz de Variância-Covariância definida na *Tabela 30*, no Cenário 3 são gerados os resultados para o caso de uma redução de 20% sobre os custos de produção do etanol 2G, *coeteris paribus*, conforme os valores obtidos nos cálculos realizados e os dados apresentados na *Tabela 31* e na *Figura 15*.

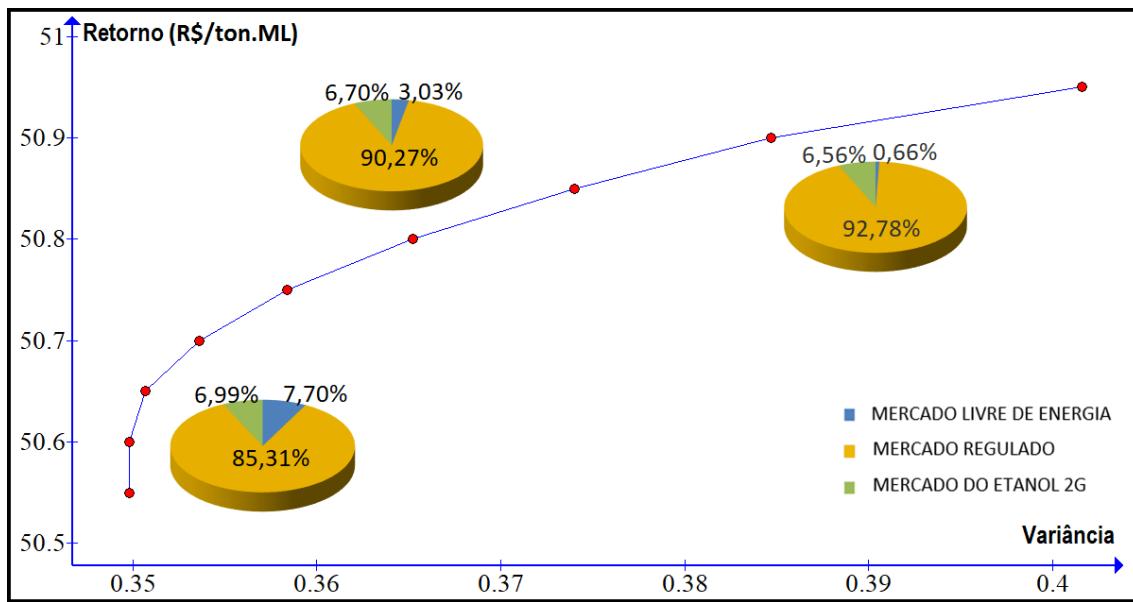
**Tabela 31 – Resultados do Modelo de Markowitz: Cenário 3**

Retorno	Variância	Mercado Livre	Mercado Regulado	Etanol 2G
50,55	0,3498	7,70%	85,31%	6,99%
50,60	0,3498	7,70%	85,31%	6,99%
50,65	0,3507	6,58%	86,50%	6,92%
50,70	0,3536	5,40%	87,75%	6,85%
50,75	0,3584	4,21%	89,02%	6,77%
50,80	0,3652	3,03%	90,27%	6,70%
50,85	0,3740	1,85%	91,52%	6,63%
50,90	0,3847	0,66%	92,78%	6,56%
50,95	0,4016	0,00%	96,23%	3,77%

Fonte: elaboração própria

Neste cenário, a redução dos custos de produção do etanol 2G proporciona um VPL ainda negativo em R\$346.433.414,18, considerando o preço médio de mercado do etanol em julho/2017, conforme valores apresentados no Anexo E. Este valor permanece desfavorável ao resultado financeiro proporcionado pela comercialização da energia no Mercado Livre e no Mercado Regulado, mas a variabilidade do retorno de suas atividades gera um nível de incerteza inferior ao gerado no Mercado Livre, mas superior à volatilidade da variação dos retornos gerados no Mercado Regulado, que dependendo do perfil de risco do usineiro pode modificar o percentual de utilização do ML na produção de energia ou etanol 2G. Neste cenário o percentual ótimo de ML alocado para a geração de energia a ser comercializada no Mercado Regulado é de 85,31%, o percentual para o Mercado Livre de energia é de 7,70% e o percentual de ML a ser direcionado para a produção de etanol 2G é de 6,99%.

A *Figura 14* ilustra os resultados encontrados, realçando a discreta ampliação do uso do ML na geração de energia elétrica a ser comercializada no Mercado Regulado quando ocorre o interesse por maiores níveis de retorno com a carteira de produtos da usina com o uso do ML. Esta situação ocorre simultaneamente com a redução da participação do ML direcionado para a geração de energia a comercializada no Mercado Livre e na produção do etanol 2G, já que se o usineiro pode alcançar seu nível máximo de risco para a carteira com uma variância de 0,4289, tendo a expectativa de gerar um retorno de R\$50,98 por tonelada de ML.



**Figura 15: Fronteira de Markowitz – Cenário 3**

Fonte: elaboração própria

Cabe ressaltar que o VPL ao preço médio de mercado do etanol só se torna financeiramente atraente em relação à geração de energia elétrica (considerando ambos os mercados de energia) a partir da redução de 40% nos custos de produção do etanol 2G, desta forma esta situação é configurada no Cenário 4.

No Cenário 4 é considerada uma redução de 40% nos custos de produção do etanol 2G no Cenário Base e, diante dos resultados encontrados com os níveis de retorno das atividades na usina, é gerada a Matriz de Variância-Covariância apresentada na *Tabela 32*.

**Tabela 32 – Matriz de Variância-Covariância – Cenário 4**

ATIVOS	X <sub>A VISTA</sub>	X <sub>REGULADO</sub>	X <sub>2G</sub>
X <sub>A VISTA</sub>	6,13	-0,17	-0,10
X <sub>REGULADO</sub>	-0,17	0,43	-0,02
X <sub>2G</sub>	-0,10	-0,02	1,59

Fonte: elaboração própria.

Diante das equações apresentadas no capítulo anterior e da Matriz de Variância-Covariância definida na *Tabela 32*, no Cenário 4 são gerados os resultados para o caso de uma redução de 40% sobre os custos de produção do etanol 2G, *coeteris paribus*, conforme os valores obtidos nos cálculos realizados e expressos na *Tabela 33* e na *Figura 16*.

**Tabela 33 – Resultados do Modelo de Markowitz: Cenário 4**

Retorno	Variância	Mercado Livre	Mercado Regulado	Etanol 2G
45,00	0,2969	7,16%	72,94%	19,90%
55,00	0,2969	7,16%	72,94%	19,90%
65,00	0,3049	6,59%	67,18%	26,23%
75,00	0,4181	4,82%	50,74%	44,44%
85,00	0,6650	3,03%	34,35%	62,62%
95,00	1,0457	1,27%	17,87%	80,87%
105,00	1,5603	0,00%	0,88%	99,12%

Fonte: elaboração própria

Neste cenário, a redução dos custos de produção do etanol 2G proporciona um VPL positivo em R\$113.925.358,61, conforme dados apresentados no Anexo F considerando o preço médio de mercado do etanol em julho/2017. Este valor gerado pelo etanol 2G é superior ao resultado financeiro proporcionado pela comercialização da energia no Mercado Livre e no Mercado Regulado, mas a variabilidade do retorno de suas atividades gera incertezas que um usineiro avesso ao risco pode querer evitar, restringindo a alocação de ML para a produção de etanol 2G. Neste cenário o percentual ótimo de ML alocado para a geração de energia a ser comercializada no Mercado Regulado é de 72,94%, o percentual para o Mercado Livre de energia é de 7,16% e o percentual de ML a ser direcionado para a produção de etanol 2G é de 19,90%.

A Figura 16 ilustra os resultados encontrados, realçando a ampliação da participação do etanol 2G na carteira de produtos da usina com o uso do ML, simultaneamente gerada com a redução da participação do ML direcionado para a geração de energia a comercializada no Mercado Regulado, mercado este que seria ainda mais desprestigiado se fossem assumidos maiores níveis de risco pelo usineiro, já que se o usineiro pode alcançar seu nível máximo de risco para a carteira com uma variância dos retornos de 1,5884, possui a expectativa de gerar um retorno de R\$105,48 por tonelada de ML.

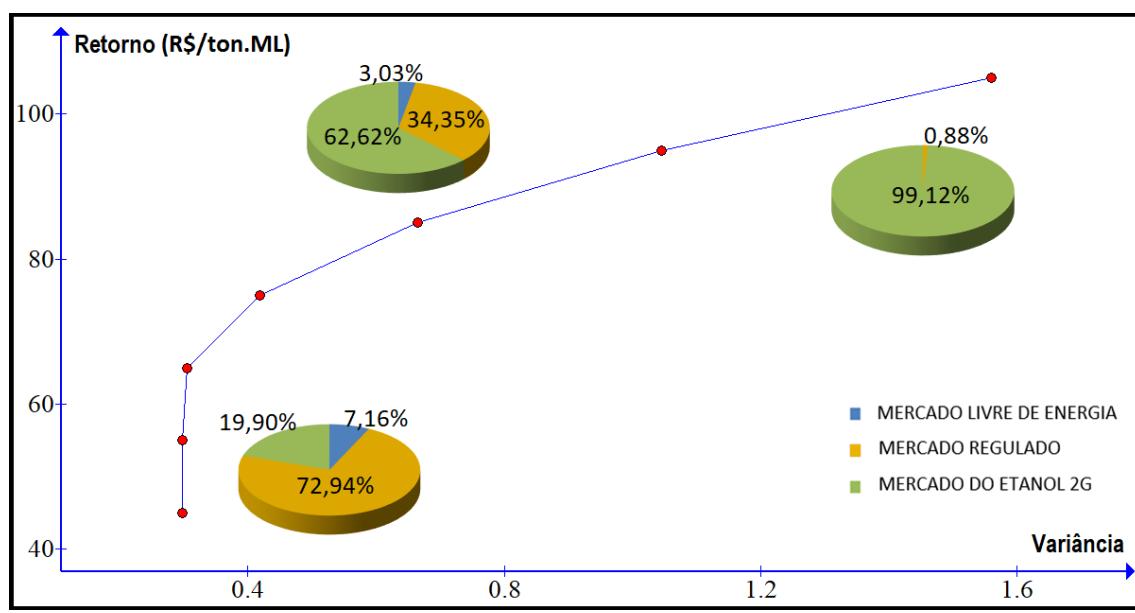


Figura 16: Fronteira de Markowitz – Cenário 4

Fonte: elaboração própria

No Cenário 5, o custo de produção do etanol 2G alcança o resultado aventado pelos especialistas do setor sucroenergético e tem seu custo reduzido em 50% em relação ao valor definido para o Cenário Base. Desta forma, a carteira de produtos da usina, respeitando o modelo proposto e as equações definidas no capítulo anterior, utiliza os dados da Matriz de Variância-Covariância conforme apresentado na *Tabela 34*, sendo gerados os resultados expressos na *Tabela 35* e na *Figura 17*.

**Tabela 34 – Matriz de Variância-Covariância – Cenário 5**

ATIVO	X <sub>A VISTA</sub>	X <sub>REGULADO</sub>	X <sub>2G</sub>
X <sub>A VISTA</sub>	6,13	-0,17	-0,07
X <sub>REGULADO</sub>	-0,17	0,43	-0,01
X <sub>2G</sub>	-0,07	-0,01	1,44

Fonte: elaboração própria.

**Tabela 35 – Resultados do Modelo de Markowitz: Cenário 5**

Retorno	Variância	Mercado Livre	Mercado Regulado	Etanol 2G
50,00	0,2930	7,03%	71,71%	21,26%
60,00	0,2930	7,03%	71,71%	21,26%
70,00	0,2941	6,81%	69,47%	23,73%
80,00	0,3330	5,68%	58,36%	35,96%
90,00	0,4273	4,55%	47,26%	48,19%
100,00	0,5771	3,42%	36,15%	60,43%
110,00	0,7824	2,29%	25,05%	72,66%
120,00	1,0431	1,16%	13,94%	84,89%
130,00	1,3593	0,04%	2,84%	97,12%

Fonte: elaboração própria

Este último estágio aventureado para a redução dos custos de produção do etanol 2G proporciona uma redução ainda maior na volatilidade dos retornos da produção do etanol 2G, fato que gera uma ampliação adicional no percentual de alocação do ML para a sua atividade em relação aos cenários anteriores e alcança um retorno esperado para a produção de etanol 2G de R\$132,34 por tonelada de ML. Considerando o preço médio de mercado do etanol, neste cenário o VPL da produção do etanol 2G é de R\$341.533.672,71, conforme os dados apresentados no Anexo G. Para o nível de retorno da carteira em R\$67,99/tonelada de ML utilizado, o valor 0,2930 representa o menor valor

da variância para a carteira apresentada, ou seja, o nível de volatilidade está definido num nível em que ocorre a minimização da variância dos retornos desta carteira de produtos.

Nesta carteira devem ser alocados apenas 7,03% do ML para a geração de energia a ser comercializada no Mercado Livre e 71,71% para a geração de energia a ser comercializada no Mercado Regulado, sendo direcionados 21,26% do ML para a produção de etanol 2G.

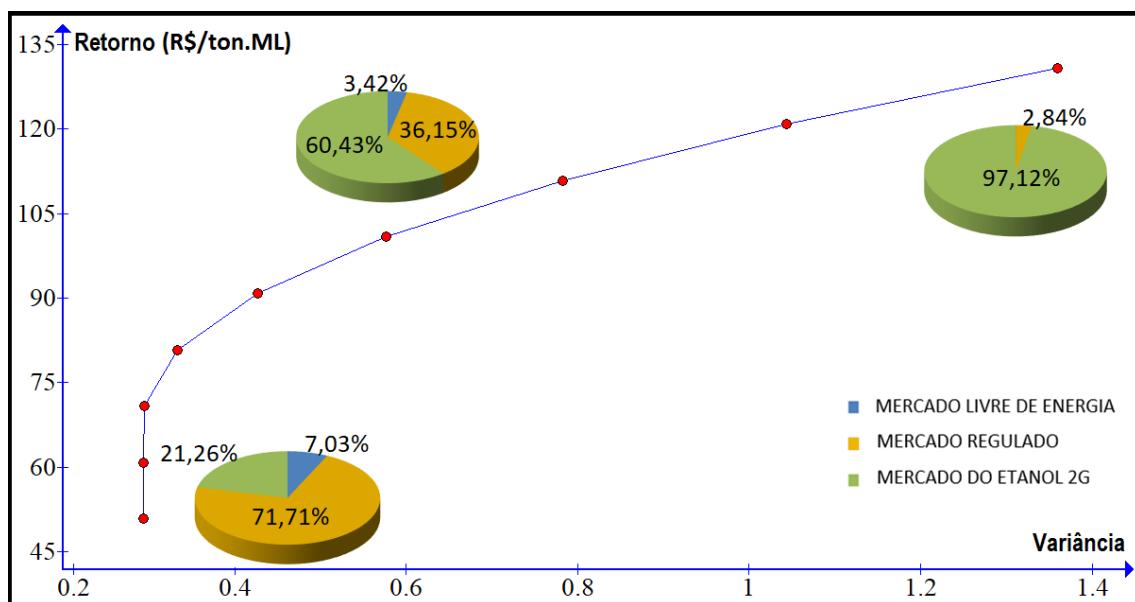


Figura 17: Fronteira de Markowitz – Cenário 5

Fonte: elaboração própria

Com a redução de 50% nos custos de produção do etanol 2G, o VPL desta atividade é ampliado ainda mais, mas o usineiro só escolhe produzir este produto com o ML disponível num percentual acima dos 21,26% sinalizados pelo modelo de Markowitz (1952) se o mesmo for propenso ao risco, já que por mais que o resultado financeiro apresentado para a produção de etanol 2G neste cenário seja mais vantajoso do que os resultados obtidos para a geração de energia a ser comercializada em ambos os mercados, a volatilidade do retorno da produção de etanol 2G tende a ampliar o risco do retorno a ser gerado por esta carteira de produtos da usina.

## CAPÍTULO 7: CONCLUSÕES

O setor sucroenergético expandiu a sua capacidade de gerar produtos e coprodutos ao longo do século XX e neste início de século XXI iniciou as pesquisas em relação à produção do etanol de segunda geração com o ML disponível nas usinas do setor. A cogeração de energia já era uma realidade no setor, dada a complementariedade desta fonte de geração de energia com o período de seca dos reservatórios de água para a geração hidrelétrica, no caso brasileiro, além de representar uma autonomia energética para as usinas também geram uma renda adicional utilizando estes mesmos materiais lignocelulósicos.

Considerando o CAE relacionado para cada uma das atividades da usina, no Cenário Base, é verificado que, 90,99% do ML deve ser direcionado para a geração da energia elétrica a ser comercializada no Mercado Regulado, 8,61% no Mercado Livre e 0,4% do ML alocado para a produção de etanol 2G. Se for considerado o preço médio de comercialização da energia para a série histórica analisada, a geração de energia apresenta um VPL positivo tanto com os valores médios negociados no Mercado Regulado quanto no Mercado Livre. Já a alocação de ML para a produção de etanol 2G o VPL só se torna financeiramente vantajoso a partir de uma redução dos custos de produção do etanol celulósico em 40% do valor definido no Cenário Base.

Mesmo neste Cenário de redução acentuada dos custos de produção do etanol 2G, e com um VPL gerado em suas atividades maior do que o VPL gerado com a possível venda de energia em qualquer um dos outros mercados, o modelo de Markowitz (1952) sinaliza um maior percentual de ML a ser direcionado para a geração de energia a ser comercializada no Mercado Regulado, fazendo com que esta decisão de uma maior alocação do ML para a produção de etanol 2G dependa de o usineiro ser detentor de um

perfil de propensão ao risco, dado que estes retornos só são esperados para um nível de incerteza acima do que é definido para a condição indiferença ao risco.

O modelo de Markowitz (1952) não representa uma ferramenta financeira de análise de investimento, mas um instrumento eficaz para alocação de ativos diante de um determinado nível de risco dos retornos. Desta forma, à medida que os custos de produção do etanol 2G vão diminuindo, sua participação na carteira de produtos da usina com a utilização de ML vai se expandindo com a alocação de maiores proporções deste insumo em suas atividades, solicitando retornos maiores a cada momento em que a volatilidade da variação percentual dos retornos da carteira se expande.

Sendo assim, o modelo de Markowitz (1952) representa uma ferramenta eficaz para dimensionar as atividades no setor, já que mostra que as expectativas de mercado podem ser incorporadas às variáveis de decisão diante da volatilidade dos retornos apresentados pelos produtos analisados, com benefícios gerados para a alocação de insumos.

Cabe ressaltar que a aplicação do modelo de Markowitz (1952) deve ser acompanhada de outras ferramentas de análise técnica-financeira para uma verificação mais completa dos resultados gerados nas atividades produtivas, conforme foi verificado nesta tese com o uso do Valor Presente Líquido para dimensionar o retorno dos investimentos ao longo da vida útil das estruturas produtivas analisadas. Desta forma a alocação ótima dos ativos na carteira de produção é definida a partir das incertezas existentes no retorno gerado por estes ativos, sendo este retorno respaldado pelo resultado financeiro das atividades realizadas.

Para trabalhos futuros recomenda-se incorporar a possibilidade de o usineiro adquirir ML no mercado, além de sua disponibilidade interna, para ampliar sua capacidade produtiva e poder expandir sua participação nos leilões de energia elétrica. Além disso, pode ser considerada a possibilidade de ser utilizado na usina o ML não só

durante o período de safra, mas durante todo o ano, fato que acrescenta custos adicionais e requer uma logística e uma gestão dos insumos de maneira diferenciada da adotada nesta tese. Na direção de incorporar questões ambientais, os trabalhos futuros ainda podem considerar diferenças regionais existentes entre as usinas, impactos ambientais proporcionados por suas atividades, pegada de carbono, além da possibilidade do dimensionamento destas questões de forma econômica, por meio de um possível *Crédito de Carbono* a ser gerado e possíveis subsídios governamentais para produção do etanol 2G.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

Albarelli, J.; Ensinas, A.; Silva, M. **Product diversification to enhance economic viability of second generation ethanol production in Brazil: The case of the sugar and ethanol joint production.** *Chemical Engineering Research and Design.* 2014, 92, 1470-1481, <http://dx.doi.org/10.1016/j.cherd.2013.11.016>.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** (Brasília: ANEEL, 2008). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>> (Acesso em 12 ago 2016).

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória Número 2.344, de 14 de Novembro de 2017.** (Brasília: ANEEL, 2017). Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos/reh20172344ti.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/reh20172344ti.pdf)>. Acesso em: 15 jun. 2017.

ANFAVEA – Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/noticias/flexfuel.html>>. Acesso em: 06 ago. 2017.

ANP – Agência Nacional de Petróleo. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 06 ago. 2017.

ANP – Agência Nacional do Petróleo. **Série histórica mensal.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/precos-e-defesa/234-precos/levantamento-de-precos/868-serie-historica-do-levantamento-de-precos-e-de-margens-de-comercializacao-de-combustiveis>>. Brasília: ANP, 2017b. Acesso em: 10 set 2017.

BNDES/CGEE – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social/Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (Organização). **Bioetanol de cana-de-açúcar: energia para o desenvolvimento sustentável.** Rio de Janeiro: BNDES, 2008.

Brealey, R. A., Meyers, S. C. **PRINCIPLES OF CORPORATE FINANCE.** 7<sup>th</sup> Edition. New York: The McGraw-Hill, 2002.

Brienz, M.; Fikizolo, S.; Benjamin Y.; Tyhoda, L.; Gorgens, J. **Influence of pretreatment severity on structural changes, lignin content and enzymatic hydrolysis of sugarcane bagasse samples.** *Renewable Energy* 2017, 104, 271-280, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2006.12.037>.

Burnquist, H.; Afonso, B.; Michelin, S; Sartori, V.; Maielli, A. **AÇÚCAR/CEPEA: Novo déficit global deve sustentar altos patamares de preços em 2017.** CEPEA/USP: Piracicaba, 2017. Disponível em: [www.cepea.esalq.usp.br](http://www.cepea.esalq.usp.br). (Acesso em: 17 jul 2017).

Carpio, L.G.; Souza, F. **Optimal allocation of sugarcane bagasse for producing bioelectricity and second generation ethanol in Brazil: Scenarios of cost reductions.** *Renewable Energy* 2017, 111, 771-780, 10.1016/j.renene.2017.05.015.

Castro, N.; Brandão, R.; Dantas, G. **Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro.** Texto de Discussão do Setor Elétrico nº15. GESEL/IE/UFRJ: Rio de Janeiro, 2010.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 21 out. 2017.

CEPEA – Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada. **Preços do etanol e açúcar.** Disponível em: <<http://www.cepea.esalq.usp.br>>. Acesso em: 21 out. 2017.

COGEN – Associação da Indústria de Cogeração de Energia. **Agenda para expansão de Oferta Planejada de Bioeletricidade: 2011-2020.** Disponível em: <<http://www.cogen.com.br>>. Acesso em 28 jun 2016.

Colombo, G.; Ocampo-Duque, W.; Rinaldi, F. **Challenges in Bioenergy Production from Sugarcane Mills in Developing Countries: A Case Study.** *Energies* 2014, 7, 5874-5898, 10.3390/en7095874.

COPELAND, T., KOLLER, T., MURRIN, J. **Avaliação de Empresas: Valuation.** São Paulo: Makron Books, 2000.

COPELAND, Tom, ANTIKAROV, Vladimir. **Opções Reais: Um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos.** Rio de Janeiro: Editora Campus, 2002.

CTC – Centro de Tecnologia Canavieira. **Estudo sobre as possibilidades e impactos da produção de grandes quantidades de etanol visando à substituição parcial de gasolina no mundo – Fase 1.** Campinas: NIPE/Unicamp e Centro de Gestão de Estudos Estratégicos, 2005.

Dantas, G. **Alternativas de investimento do setor sucroenergético brasileiro para aproveitamento de bagaço e de palha.** Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético (PPE/COPPE/UFRJ), 2013. (Tese de Doutoramento)

Dantas, G.; Legey, L.; Mazzone, A. **Energy from sugarcane bagasse in Brazil: An assessment of the productivity and cost of different technological routes.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013, 21, 356-364.

Debnath, D.; Whistance, J.; Thompson, W.; Binfield, J. **Complement or substitute: Ethanol's uncertain relationship with gasoline under alternative petroleum price and policy scenarios.** *Applied Energy* 2017, 385-397. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.01.028>.

Dias, M.; Ensinas, A.; Nebra, S.; Maciel-Filho, R.; Rossell, C.; Maciel, M.R. **Production of bioethanol and other bio-based materials from sugarcane**

**bagasse: Integration to conventional bioethanol production process.** *Chemical Engineering Research and Design* 2009, 87, 1206-1216, doi:10.1016/j.cherd.2009.06.020.

Dias, M.; Cunha, M.; Jesus, C.; Rocha, G.; Pradella, J.; Rossell, C.; Maciel-Filho, R.; Bonomi, A. **Second generation ethanol in Brazil: Can it compete with electricity production?** *Bioresource Technology*. 2011, 103, 8964-8971, doi:10.1016/j.biortech.2011.06.098.

Dias, M.; Junqueira, T.; Cavallet, O.; Cunha, M.; Jesus, C.; Rossell, C.; Maciel-Filho, R.; Bonomi, A. **Integrated versus stand-alone second generation ethanol production from sugarcane bagasse and trash.** *Bioresource Technology* 2012, 103, 152-161, 10.1016/j.biortech.2011.09.120.

Dias, M.; Junqueira, T.; Cavalett, O.; Cunha, M.; Jesus, C.; Mantelatto, P.; Rossell, C.; Maciel-Filho, R.; Bonomi, A. **Cogeneration in integrated first and second generation ethanol from sugarcane.** *Chemical Engineering Research and Design* 2013a, 91, 1411-1417, <http://dx.doi.org/10.1016/j.cherd.2013.05.009>.

Dias, M.; Junqueira, T.; Cavallet, O.; Pavanello, L.; Cunha, M.; Jesus, C.; Maciel-Filho, R.; Bonomi, A. **Biorefineries for the production of first and second generation ethanol and electricity from sugarcane.** *Applied Energy* 2013b, 109, 72-78, 10.1016/j.apenergy.2013.03.081.

EIA – U. S. Energy Information Association. **International Energy Outlook 2016, 2017.** Disponível em: <<https://www.eia.gov/outlooks/ieo/electricity.php>> Acesso em: 17 jul 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Consumo e número de consumidores no Brasil e no mundo.** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>> Acesso em: 05 jul 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço Energético Nacional: Ano Base 2016.** Rio de Janeiro: EPE, 2017b.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear.** (Coord.: Maurício Tiomno Tolmasquim). Rio de Janeiro: EPE, 2016.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Cadernos de Energia EPE: Perspectivas para o etanol no Brasil, 2008.** Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/petroleo/paginas/estudos\\_28.aspx](http://www.epe.gov.br/petroleo/paginas/estudos_28.aspx)> Acesso em: 05 jan 2016.

Furlan, F.; Costa, C.; Fonseca, G.; Soares, R.; Secchi, A.; Cruz, A.; Giordano, R. **Assessing the production of first and second generation bioethanol from sugarcane through the integration of global optimization and process detailed modeling.** *Computers and Chemical Engineering* 2012, 43, 1-9, 10.1016/j.compchemeng.2012.04.002.

Gitman, L. **Princípios de Administração Financeira**. São Paulo: Prentice Hall, 2010 (12<sup>a</sup> Edição).

Gordinho, Margarida C. **Do álcool ao etanol: trajetória única**. São Paulo: Unica, 2010.

Grisi, E.; Yusta, J.; Dufo-Lopez, R. **Opportunity costs for bioelectricity sales in Brazilian sucro-energetic industries**. *Applied Energy* 2012, 92, 860-867, 10.1016/j.apenergy.2011.08.045.

Hassuani, S.; Leal, M.; Macedo, I. **Biomass Power Generation: Sugar cane bagasse and trash**. Piracicaba: Centro de Tecnologia Canavieira, 2005.

ISO – International Sugar Organization. **Cogeneration: Opportunities in the World Sugar Industries**. London: ISO, 2009.

Johnson, E. **Integrated enzyme production lowers the cost of cellulosic ethanol**. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*. 2016, 10, 164-174, doi:10.1002/bbb.1634.

Jonker, J.; Hilst, F.; Junginger, H.; Cavalett, O.; Chagas, M.; Faaij, A. **Outlook for ethanol production costs in Brazil up to 2030, for different biomass crops and industrial technologies**. *Applied Energy* 2015, 147, 593-610, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.090>.

Krishnan, M. S., Taylor, F., Davison, B. H. e Nghiem, N. P. **Economic analysis of fuel ethanol production from corn starch using fluidized-bed bioreactors**. *Bioresource Technology*. 2000. 75, 2, 99-105.

Lora E.E.S. e Nascimento, M.A.R. **Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação** – 2 volumes. Rio de Janeiro: Editora Interciêcia, 2004.

Macedo, I.; Horta-Nogueira, L. **Avaliação da Expansão da Produção de Etanol no Brasil**. Brasília: CGEE, 2004.

Macrelli, S.; Mogensen, J.; Zacchi, G. **Techno-economic evaluation of 2<sup>nd</sup> generation bioethanol production from sugarcane bagasse and leaves integrated with the sugar-base ethanol process**. *Biotechnology for Biofuels* 2012, 5-22, <http://www.biotechnologyforbiofuels.com/content/5/1/22>. (accessed on 05 01 2017).

Manochio, C.; Andrade, B.; Rodriguez, R.; Moraes, B. **Ethanol from biomass: A comparative overview**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017, 80, 743-755, 10.1016/j.rser.2017.05.063.

Markowitz, H. **Portfolio Selection**. *Journal of Finance*. 1952, 7: 77-91.

MME, Ministério de Minas e Energia. **Resenha Energética Brasileira: Exercício de 2015**. Brasília: MME, 2016.

MME, Ministério de Minas e Energia. **Resenha Energética Brasileira: Exercício de 2016**. Brasília: MME, 2017.

NAE – Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República. **Cadernos NAE**. Brasília: NAE/Secretaria de Comunicação de Governo e Gestão Estratégica, 2004.

Nyko, D.; Faria, J.; Milanez, A.; Castro, N.; Brandão, R.; Dantas, G. **Determinantes do baixo aproveitamento do potencial elétrico do setor sucroenergético: uma pesquisa de campo**. Rio de Janeiro: BNDES Setorial, 33, 421-476, **2011**.

OCDE-FAO – *Food and Agriculture Organization for the United States. Perspectivas Agrícolas 2015 – 2024*. Disponível em: <http://www.fao.org.br/download/PA20142015CB.pdf> Acesso em: 05 jan 2016.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Brasília: ONS, 2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/>. (Acesso em: 18 nov 2016).

Ramos, P. **Os mercados mundiais de açúcar e a evolução da agroindústria canavieira no Brasil entre 1930 e 1980: do açúcar ao álcool para o mercado interno**. *Economia Aplicada* 2007, V.11, N.4, 559-585.

RFA – Renewable Fuels Association. **Ethanol Industry Outlook 2016**. Renewable Fuels Association, 2017. Disponível em: <<http://www.ethanolrfa.org>>. (Acesso em: 16 mai 2017).

Samanez, C. P. **Gestão de Investimento e Geração de Valor**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.

Sarkar, N.; Ghosh, S.; Bannerjee, S.; Aikat, K. **Bioethanol production from agricultural wastes: An overview**. *Renewable Energy* 2012, 37, 19-27, doi:10.1016/j.renene.2011.06.045.

Seabra, J. **Análise de opções tecnológicas para uso integral da biomassa no setor de cana-de-açúcar e suas implicações**. Campinas: Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, **2008**. (Tese de Doutoramento)

Seabra, J.; Tao, L.; Chum, H.; Macedo, I. **A techno-economic evaluation of the effects of centralized cellulosic ethanol and co-products refinery options with sugarcane mill clustering**. *Biomass and Bioenergy* 2010, 34, 1065-1078, doi:10.1016/j.biombioe.2010.01.042.

Soares, P. & Rossell, C. **Conversão da celulose pela tecnologia Organosolv**. São Paulo: Núcleo de Análise Interdisciplinar de Políticas e Estratégias da Universidade de São Paulo – NAIPPE/USP, 2009.

Sun, Y.; Cheng, J. **Hydrolysis of lignocellulosic materials for ethanol production: a review**. *Bioresource Technology* 2002, 83.

SMA – Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo. **Protocolo de Cooperação**. São Paulo: SMA, 2007. Disponível em: [http://arquivos.ambiente.sp.gov.br/portalnovomedia/noticias/2007/06/04\\_protocolo.pdf](http://arquivos.ambiente.sp.gov.br/portalnovomedia/noticias/2007/06/04_protocolo.pdf). (Acesso em 01 jun 2017).

Steuer, R.E. **Multiple criteria optimization: theory, computation, and applications.** New York: Wiley, 1986.

UNCTAD, United Nations Conference on Trade and Development. **Second Generation Biofuel Markets: State of Play, Trade and Developing Country Perspectives.** Genebra: UNCTAD, 2016.

UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar. Disponível em: <<http://www.unica.com.br>>. São Paulo: UNICA, 2016. Acesso em: 12 jul 2016.

**ANEXO A – FLUXO DE CAIXA DA PRODUÇÃO DE ETANOL, COM PREÇO MÉDIO DE  
MERCADO, NO CENÁRIO BASE**

ANO	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Produção (litros)</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>
Depreciação	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769
Custo da Palha	10.088.820	10.542.817	11.017.244	11.513.020	12.031.106	12.572.505
Operação e Manutenção	122.507.100	128.019.920	133.780.816	139.800.953	146.091.995	152.666.135
Seguro	6.370.369	6.657.036	6.956.602	7.269.650	7.596.784	7.938.639
<b>custo unitário (total)</b>	<b>1,23</b>	<b>1,27</b>	<b>1,32</b>	<b>1,36</b>	<b>1,41</b>	<b>1,46</b>
<b>PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO</b>	<b>1,68</b>	<b>1,76</b>	<b>1,83</b>	<b>1,92</b>	<b>2,00</b>	<b>2,09</b>
<b>MARK UP GENÉRICO</b>	<b>1,36</b>	<b>1,38</b>	<b>1,39</b>	<b>1,41</b>	<b>1,42</b>	<b>1,44</b>
<b>DRE</b>						
RECEITA BRUTA	254.822.400,00	266.289.408,00	278.272.431,36	290.794.690,77	303.880.451,86	317.555.072,19
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	54.149.760,00	56.586.499,20	59.132.891,66	61.793.871,79	64.574.596,02	67.480.452,84
RECEITA LÍQUIDA	200.672.640,00	209.702.908,80	219.139.539,70	229.000.818,98	239.305.855,84	250.074.619,35
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	186.744.058,20	192.997.541,21	199.532.430,96	206.361.390,75	213.497.653,73	220.955.048,54
(-) LUCRO BRUTO	13.928.581,80	16.705.367,59	19.607.108,73	22.639.428,23	25.808.202,11	29.119.570,81
(-) JUROS	77.973.319,01	76.479.727,94	74.849.025,20	73.068.623,96	71.124.781,88	69.002.495,10
(=) LAIR	-64.044.737,21	-59.774.360,35	-55.241.916,47	-50.429.195,73	-45.316.579,78	-39.882.924,30
(-) IR / CSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(=) LUCRO LÍQUIDO	-64.044.737,21	-59.774.360,35	-55.241.916,47	-50.429.195,73	-45.316.579,78	-39.882.924,30
<b>MARGEM LÍQUIDA</b>	<b>-25,13%</b>	<b>-22,45%</b>	<b>-19,85%</b>	<b>-17,34%</b>	<b>-14,91%</b>	<b>-12,56%</b>
<b>AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA</b>	<b>-30,16%</b>	<b>-28,15%</b>	<b>-26,02%</b>	<b>-23,75%</b>	<b>-21,34%</b>	<b>-18,78%</b>
<b>(+) DEPRECIAÇÃO</b>	<b>47.777.769</b>	<b>47.777.769</b>	<b>47.777.769</b>	<b>47.777.769</b>	<b>47.777.769</b>	<b>47.777.769</b>
<b>FLUXO DE CAIXA</b>	<b>- 16.266.968</b>	<b>- 11.996.591</b>	<b>- 7.464.147</b>	<b>- 2.651.427</b>	<b>2.461.189</b>	<b>7.894.845</b>
<b>FLUXO DE CAIXA RESIDUAL</b>						
<b>FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL</b>	<b>- 16.266.968</b>	<b>- 11.996.591</b>	<b>- 7.464.147</b>	<b>- 2.651.427</b>	<b>2.461.189</b>	<b>7.894.845</b>

ANO	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Produção (litros)	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000
Depreciação	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769
Custo da Palha	13.138.268	13.729.490	14.347.317	14.992.946	15.667.629	16.372.672
Operação e Manutenção	159.536.111	166.715.236	174.217.422	182.057.206	190.249.780	198.811.020
Seguro	8.295.878	8.669.192	9.059.306	9.466.975	9.892.989	10.338.173
custo unitário (total)	1,51	1,56	1,62	1,68	1,74	1,80
PREÇO FINAL MINIMO UNITÁRIO	2,19	2,29	2,39	2,50	2,61	2,73
MARK UP GENÉRICO	1,45	1,46	1,48	1,49	1,50	1,51
DRE						
RECEITA BRUTA	331.845.050,44	346.778.077,71	362.383.091,20	378.690.330,31	395.731.395,17	413.539.307,96
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	70.517.073,22	73.690.341,51	77.006.406,88	80.471.695,19	84.092.921,47	87.877.102,94
RECEITA LIQUIDA	261.327.977,22	273.087.736,19	285.376.684,32	298.218.635,12	311.638.473,70	325.662.205,01
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	228.748.026,12	236.891.687,69	245.401.814,03	254.294.896,06	263.588.166,78	273.299.634,68
(-) LUCRO BRUTO	32.579.951,10	36.196.048,50	39.974.870,29	43.923.739,06	48.050.306,92	52.362.570,34
(-) JUROS	66.685.382,40	64.155.558,75	61.393.497,28	58.377.878,58	55.085.426,07	51.490.726,43
(=) LAIR	-34.105.431,30	-27.959.510,25	-21.418.626,99	-14.454.139,52	-7.035.119,15	871.843,91
(-) IR / CSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	296.426,93
(=) LUCRO LÍQUIDO	-34.105.431,30	-27.959.510,25	-21.418.626,99	-14.454.139,52	-7.035.119,15	575.416,98
MARGEM LÍQUIDA	-10,28%	-8,06%	-5,91%	-3,82%	-1,78%	0,14%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	-16,06%	-13,17%	-10,09%	-6,81%	-3,31%	0,27%
(+) DEPRECIAÇÃO	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769
FLUXO DE CAIXA	13.672.338	19.818.259	26.359.142	33.323.629	40.742.650	48.353.186
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL						
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	13.672.338	19.818.259	26.359.142	33.323.629	40.742.650	48.353.186

ANO	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Produção (litros)	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000
Depreciação	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769
Custo da Palha	17.109.443	17.879.367	18.683.939	19.524.716	20.403.328	21.321.478
Operação e Manutenção	207.757.516	217.106.605	226.876.402	237.085.840	247.754.703	258.903.664
Seguro	10.803.391	11.289.543	11.797.573	12.328.464	12.883.245	13.462.991
custo unitário (total)	1,87	1,94	2,01	2,09	2,17	2,25
PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO	2,85	2,98	3,11	3,25	3,40	3,55
MARK UP GENÉRICO	1,52	1,54	1,55	1,56	1,57	1,58
DRE						
RECEITA BRUTA	432.148.576,81	451.595.262,77	471.917.049,59	493.153.316,83	515.345.216,08	538.535.750,81
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	91.831.572,57	95.963.993,34	100.282.373,04	104.795.079,83	109.510.858,42	114.438.847,05
RECEITA LÍQUIDA	340.317.004,24	355.631.269,43	371.634.676,56	388.358.237,00	405.834.357,67	424.096.903,76
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	283.448.118,63	294.053.284,37	305.135.682,56	316.716.788,67	328.819.044,56	341.465.901,96
(-) LUCRO BRUTO	56.868.885,61	61.577.985,06	66.498.994,00	71.641.448,33	77.015.313,11	82.631.001,81
(-) JUROS	47.566.033,36	43.281.053,47	38.602.712,42	33.494.899,66	27.918.189,69	21.829.537,75
(=) LAIR	9.302.852,25	18.296.931,60	27.896.281,58	38.146.548,67	49.097.123,42	60.801.464,06
(-) IR / CSL	3.162.969,76	6.220.956,74	9.484.735,74	12.969.826,55	16.693.021,96	20.672.497,78
(=) LUCRO LÍQUIDO	6.139.882,48	12.075.974,85	18.411.545,84	25.176.722,12	32.404.101,46	40.128.966,28
MARGEM LÍQUIDA	1,42%	2,67%	3,90%	5,11%	6,29%	7,45%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	2,89%	5,69%	8,67%	11,86%	15,26%	18,90%
(+) DEPRECIAÇÃO	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769	47.777.769
FLUXO DE CAIXA	53.917.651	59.853.744	66.189.315	72.954.491	80.181.870	87.906.735
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL						
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	53.917.651	59.853.744	66.189.315	72.954.491	80.181.870	87.906.735

ANO	2035	2036
Produção (litros)	151.680.000	151.680.000
Depreciação	47.777.769	47.777.769
Custo da Palha	22.280.945	23.283.587
Operação e Manutenção	270.554.329	282.729.274
Seguro	14.068.825	14.701.922
custo unitário (total)	2,34	2,43
PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO	3,71	3,88
MARK UP GENÉRICO	1,59	1,60
DRE		
RECEITA BRUTA	562.769.859,59	588.094.503,28
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	119.588.595,16	124.970.081,95
RECEITA LÍQUIDA	443.181.264,43	463.124.421,33
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	354.681.867,94	368.492.552,39
(-) LUCRO BRUTO	88.499.396,49	94.631.868,94
(-) JUROS	15.181.947,56	7.924.108,59
(=) LAIR	73.317.448,93	86.707.760,35
(-) IR / CSL	24.927.932,64	29.480.638,52
(=) LUCRO LÍQUIDO	48.389.516,30	57.227.121,83
MARGEM LÍQUIDA	8,60%	9,73%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	22,79%	26,95%
(+) DEPRECIAÇÃO	47.777.769	47.777.769
FLUXO DE CAIXA	96.167.285	105.004.891
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL		R\$ 106.172.820,00
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	96.167.285	211.177.711

**ANEXO B – FLUXO DE CAIXA DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO  
REGULADO, COM PREÇO MÉDIO DE MERCADO**

ANO	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Produção (MWh)	566.400	566.400	566.400	566.400	566.400	566.400
Depreciação	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
Custo da Palha	10.088.820	10.542.817	11.017.244	11.513.020	12.031.106	12.572.505
TUSD e TUST	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456
Operação e Manutenção	19.106.303	19.966.087	20.864.561	21.803.466	22.784.622	23.809.930
Seguro	957.637	1.000.731	1.045.764	1.092.823	1.142.000	1.193.390
custo unitário (total)	74,53	76,93	79,43	82,05	84,78	87,64
PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO	207,39	216,72	226,48	236,67	247,32	258,45
MARK UP GENÉRICO	2,78	2,82	2,85	2,88	2,92	2,95
DRE						
RECEITA BRUTA	117.465.696,00	122.751.652,32	128.275.476,67	134.047.873,12	140.080.027,42	146.383.628,65
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	24.961.460,40	26.084.726,12	27.258.538,79	28.485.173,04	29.767.005,83	31.106.521,09
RECEITA LÍQUIDA	92.504.235,60	96.666.926,20	101.016.937,88	105.562.700,09	110.313.021,59	115.277.107,56
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	49.034.871,00	50.391.745,22	51.809.678,79	53.291.419,37	54.839.838,27	56.457.936,03
(-) LUCRO BRUTO	43.469.364,60	46.275.180,98	49.207.259,09	52.271.280,72	55.473.183,32	58.819.171,54
(-) JUROS	24.607.814,97	24.324.953,21	24.016.124,74	23.678.945,82	23.310.813,87	22.908.887,42
(=) LAIR	18.861.549,64	21.950.227,77	25.191.134,35	28.592.334,90	32.162.369,44	35.910.284,12
(-) IR / CSL	6.412.926,88	7.463.077,44	8.564.985,68	9.721.393,87	10.935.205,61	12.209.496,60
(=) LUCRO LÍQUIDO	12.448.622,76	14.487.150,33	16.626.148,67	18.870.941,03	21.227.163,83	23.700.787,52
MARGEM LÍQUIDA	10,597667%	11,80%	12,96%	14,08%	15,15%	16,19%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	18,58%	21,62%	24,81%	28,16%	31,68%	35,37%
(+) DEPRECIAÇÃO	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
FLUXO DE CAIXA	24.511.277	26.549.805	28.688.803	30.933.595	33.289.818	35.763.442
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL						
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	24.511.277	26.549.805	28.688.803	30.933.595	33.289.818	35.763.442

ANO	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Produção (MWh)	566.400	566.400	566.400	566.400	566.400	566.400
Depreciação	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
Custo da Palha	13.138.268	13.729.490	14.347.317	14.992.946	15.667.629	16.372.672
TUSD e TUST	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456
Operação e Manutenção	24.881.377	26.001.039	27.171.086	28.393.785	29.671.505	31.006.723
Seguro	1.247.093	1.303.212	1.361.856	1.423.140	1.487.181	1.554.104
custo unitário (total)	90,62	93,74	97,00	100,41	103,97	107,69
PREÇO FINAL MINIMO UNITÁRIO	270,08	282,23	294,93	308,20	322,07	336,56
MARK UP GENÉRICO	2,98	3,01	3,04	3,07	3,10	3,13
DRE						
RECEITA BRUTA	152.970.891,94	159.854.582,08	167.048.038,27	174.565.199,99	182.420.633,99	190.629.562,52
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	32.506.314,54	33.969.098,69	35.497.708,13	37.095.105,00	38.764.384,72	40.508.782,04
RECEITA LIQUIDA	120.464.577,40	125.885.483,38	131.550.330,14	137.470.094,99	143.656.249,27	150.120.780,48
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	58.148.848,18	59.915.851,38	61.762.369,72	63.691.981,39	65.708.425,59	67.815.609,77
(-) LUCRO BRUTO	62.315.729,22	65.969.632,01	69.787.960,41	73.778.113,60	77.947.823,68	82.305.170,71
(-) JUROS	22.470.064,11	21.990.956,82	21.467.867,49	20.896.758,55	20.273.221,81	19.592.444,40
(=) LAIR	39.845.665,11	43.978.675,18	48.320.092,93	52.881.355,05	57.674.601,87	62.712.726,31
(-) IR / CSL	13.547.526,14	14.952.749,56	16.428.831,59	17.979.660,72	19.609.364,63	21.322.326,94
(=) LUCRO LÍQUIDO	26.298.138,97	29.025.925,62	31.891.261,33	34.901.694,33	38.065.237,23	41.390.399,36
MARGEM LÍQUIDA	17,19%	18,16%	19,09%	19,99%	20,87%	21,71%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	39,24%	43,31%	47,59%	52,08%	56,80%	61,76%
(+) DEPRECIAÇÃO	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
FLUXO DE CAIXA	38.360.793	41.088.580	43.953.916	46.964.349	50.127.892	53.453.054
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL						
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	38.360.793	41.088.580	43.953.916	46.964.349	50.127.892	53.453.054

ANO	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Produção (MWh)	566.400	566.400	566.400	566.400	566.400	566.400
Depreciação	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
Custo da Palha	17.109.443	17.879.367	18.683.939	19.524.716	20.403.328	21.321.478
TUSD e TUST	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456
Operação e Manutenção	32.402.025	33.860.116	35.383.822	36.976.094	38.640.018	40.378.819
Seguro	1.624.039	1.697.121	1.773.491	1.853.298	1.936.697	2.023.848
custo unitário (total)	111,58	115,64	119,89	124,32	128,96	133,80
PREÇO FINAL MINIMO UNITÁRIO	351,71	367,54	384,07	401,36	419,42	438,29
MARK UP GENÉRICO	3,15	3,18	3,20	3,23	3,25	3,28
DRE						
RECEITA BRUTA	199.207.892,83	208.172.248,01	217.539.999,17	227.329.299,13	237.559.117,60	248.249.277,89
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	42.331.677,23	44.236.602,70	46.227.249,82	48.307.476,07	50.481.312,49	52.752.971,55
RECEITA LIQUIDA	156.876.215,61	163.935.645,31	171.312.749,35	179.021.823,07	187.077.805,11	195.496.306,34
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	70.017.617,24	72.318.715,05	74.723.362,26	77.236.218,60	79.862.153,46	82.606.255,40
(-) LUCRO BRUTO	86.858.598,36	91.616.930,26	96.589.387,09	101.785.604,47	107.215.651,64	112.890.050,93
(-) JUROS	18.849.171,63	18.037.666,41	17.151.665,02	16.184.328,69	15.128.190,90	13.975.099,65
(=) LAIR	68.009.426,73	73.579.263,84	79.437.722,07	85.601.275,78	92.087.460,75	98.914.951,28
(-) IR / CSL	23.123.205,09	25.016.949,71	27.008.825,50	29.104.433,76	31.309.736,65	33.631.083,44
(=) LUCRO LÍQUIDO	44.886.221,64	48.562.314,14	52.428.896,57	56.496.842,01	60.777.724,09	65.283.867,85
MARGEM LÍQUIDA	22,53%	23,33%	24,10%	24,85%	25,58%	26,30%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	66,98%	72,47%	78,23%	84,31%	90,69%	97,42%
(+) DEPRECIAÇÃO	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
FLUXO DE CAIXA	56.948.876	60.624.969	64.491.551	68.559.496	72.840.378	77.346.522
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL						
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	56.948.876	60.624.969	64.491.551	68.559.496	72.840.378	77.346.522

ANO	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Produção (MWh)	566.400	566.400	566.400	566.400	566.400	566.400	566.400
Depreciação	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
Custo da Palha	22.280.945	23.283.587	24.331.349	25.426.259	26.570.441	27.766.111	29.015.586
TUSD e TUST	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456
Operação e Manutenção	42.195.865	44.094.679	46.078.940	48.152.492	50.319.354	52.583.725	54.949.993
Seguro	2.114.921	2.210.093	2.309.547	2.413.477	2.522.083	2.635.577	2.754.178
custo unitário (total)	138,87	144,16	149,69	155,46	161,50	167,81	174,40
PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO	458,02	478,63	500,17	522,67	546,19	570,77	596,46
MARK UP GENÉRICO	3,30	3,32	3,34	3,36	3,38	3,40	3,42
DRE							
RECEITA BRUTA	259.420.495,39	271.094.417,68	283.293.666,48	296.041.881,47	309.363.766,14	323.285.135,61	337.832.966,72
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	55.126.855,27	57.607.563,76	60.199.904,13	62.908.899,81	65.739.800,30	68.698.091,32	71.789.505,43
RECEITA LIQUIDA	204.293.640,12	213.486.853,93	223.093.762,35	233.132.981,66	243.623.965,83	254.587.044,30	266.043.461,29
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	85.473.841,93	88.470.469,85	91.601.946,02	94.874.338,62	98.293.988,90	101.867.523,43	105.601.867,01
(-) LUCRO BRUTO	118.819.798,19	125.016.384,08	131.491.816,33	138.258.643,03	145.329.976,94	152.719.520,87	160.441.594,28
(-) JUROS	12.716.154,62	11.341.638,45	9.840.941,69	8.202.480,96	6.413.609,54	4.460.519,72	2.328.136,26
(=) LAIR	106.103.643,57	113.674.745,63	121.650.874,65	130.056.162,07	138.916.367,40	148.259.001,14	158.113.458,01
(-) IR / CSL	36.075.238,81	38.649.413,52	41.361.297,38	44.219.095,11	47.231.564,92	50.408.060,39	53.758.575,72
(=) LUCRO LÍQUIDO	70.028.404,76	75.025.332,12	80.289.577,27	85.837.066,97	91.684.802,48	97.850.940,76	104.354.882,29
MARGEM LÍQUIDA	26,99%	27,67%	28,34%	28,99%	29,64%	30,27%	30,89%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	104,50%	111,95%	119,81%	128,09%	136,81%	146,01%	155,72%
(+) DEPRECIAÇÃO	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
FLUXO DE CAIXA	82.091.059	87.087.987	92.352.232	97.899.721	103.747.457	109.913.595	116.417.537
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL							R\$ 33.507.373,32
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	82.091.059	87.087.987	92.352.232	97.899.721	103.747.457	109.913.595	149.924.910

**ANEXO C – FLUXO DE CAIXA DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO  
LIVRE, COM PREÇO MÉDIO DE MERCADO**

ANO	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Produção (MWh)	566.400	566.400	566.400	566.400	566.400	566.400
Depreciação	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
Custo da Palha	10.088.820	10.542.817	11.017.244	11.513.020	12.031.106	12.572.505
TUSD e TUST	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456
Operação e Manutenção	19.106.303	19.966.087	20.864.561	21.803.466	22.784.622	23.809.930
Seguro	957.637	1.000.731	1.045.764	1.092.823	1.142.000	1.193.390
custo unitário (total)	74,53	76,93	79,43	82,05	84,78	87,64
PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO	200,31	209,32	218,74	228,59	238,87	249,62
MARK UP GENÉRICO	2,69	2,72	2,75	2,79	2,82	2,85
DRE						
RECEITA BRUTA	113.455.584,00	118.561.085,28	123.896.334,12	129.471.669,15	135.297.894,26	141.386.299,51
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	24.109.311,60	25.194.230,62	26.327.971,00	27.512.729,69	28.750.802,53	30.044.588,65
RECEITA LÍQUIDA	89.346.272,40	93.366.854,66	97.568.363,12	101.958.939,46	106.547.091,73	111.341.710,86
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	49.034.871,00	50.391.745,22	51.809.678,79	53.291.419,37	54.839.838,27	56.457.936,03
(-) LUCRO BRUTO	40.311.401,40	42.975.109,44	45.758.684,33	48.667.520,09	51.707.253,46	54.883.774,84
(-) JUROS	24.607.814,97	24.324.953,21	24.016.124,74	23.678.945,82	23.310.813,87	22.908.887,42
(=) LAIR	15.703.586,44	18.650.156,23	21.742.559,59	24.988.574,27	28.396.439,59	31.974.887,42
(-) IR / CSL	5.339.219,39	6.341.053,12	7.392.470,26	8.496.115,25	9.654.789,46	10.871.461,72
(=) LUCRO LÍQUIDO	10.364.367,05	12.309.103,11	14.350.089,33	16.492.459,02	18.741.650,13	21.103.425,70
MARGEM LÍQUIDA	9,14%	10,38%	11,58%	12,74%	13,85%	14,93%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	15,47%	18,37%	21,41%	24,61%	27,97%	31,49%
(+) DEPRECIAÇÃO	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
FLUXO DE CAIXA	22.427.021	24.371.758	26.412.744	28.555.113	30.804.305	33.166.080
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL						
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	22.427.021	24.371.758	26.412.744	28.555.113	30.804.305	33.166.080

ANO	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Produção (MWh)</b>	<b>566.400</b>	<b>566.400</b>	<b>566.400</b>	<b>566.400</b>	<b>566.400</b>	<b>566.400</b>
Depreciação	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
Custo da Palha	13.138.268	13.729.490	14.347.317	14.992.946	15.667.629	16.372.672
TUSD e TUST	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456
Operação e Manutenção	24.881.377	26.001.039	27.171.086	28.393.785	29.671.505	31.006.723
Seguro	1.247.093	1.303.212	1.361.856	1.423.140	1.487.181	1.554.104
<b>custo unitário (total)</b>	<b>90,62</b>	<b>93,74</b>	<b>97,00</b>	<b>100,41</b>	<b>103,97</b>	<b>107,69</b>
<b>PREÇO FINAL MINIMO UNITÁRIO</b>	<b>260,86</b>	<b>272,59</b>	<b>284,86</b>	<b>297,68</b>	<b>311,08</b>	<b>325,07</b>
<b>MARK UP GENÉRICO</b>	<b>2,88</b>	<b>2,91</b>	<b>2,94</b>	<b>2,96</b>	<b>2,99</b>	<b>3,02</b>
<b>DRE</b>						
<b>RECEITA BRUTA</b>	<b>147.748.682,98</b>	<b>154.397.373,72</b>	<b>161.345.255,54</b>	<b>168.605.792,04</b>	<b>176.193.052,68</b>	<b>184.121.740,05</b>
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	31.396.595,13	32.809.441,92	34.285.866,80	35.828.730,81	37.441.023,69	39.125.869,76
<b>RECEITA LIQUIDA</b>	<b>116.352.087,85</b>	<b>121.587.931,80</b>	<b>127.059.388,73</b>	<b>132.777.061,23</b>	<b>138.752.028,98</b>	<b>144.995.870,29</b>
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	58.148.848,18	59.915.851,38	61.762.369,72	63.691.981,39	65.708.425,59	67.815.609,77
(-) LUCRO BRUTO	58.203.239,67	61.672.080,42	65.297.019,01	69.085.079,83	73.043.603,40	77.180.260,52
(-) JUROS	22.470.064,11	21.990.956,82	21.467.867,49	20.896.758,55	20.273.221,81	19.592.444,40
(=) LAIR	35.733.175,56	39.681.123,60	43.829.151,52	48.188.321,28	52.770.381,58	57.587.816,11
(-) IR / CSL	12.149.279,69	13.491.582,02	14.901.911,52	16.384.029,24	17.941.929,74	19.579.857,48
(=) LUCRO LÍQUIDO	23.583.895,87	26.189.541,58	28.927.240,01	31.804.292,05	34.828.451,84	38.007.958,63
<b>MARGEM LÍQUIDA</b>	<b>15,96%</b>	<b>16,96%</b>	<b>17,93%</b>	<b>18,86%</b>	<b>19,77%</b>	<b>20,64%</b>
<b>AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA</b>	<b>35,19%</b>	<b>39,08%</b>	<b>43,17%</b>	<b>47,46%</b>	<b>51,97%</b>	<b>56,72%</b>
(+) DEPRECIAÇÃO	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
<b>FLUXO DE CAIXA</b>	<b>35.646.550</b>	<b>38.252.196</b>	<b>40.989.894</b>	<b>43.866.946</b>	<b>46.891.106</b>	<b>50.070.613</b>
<b>FLUXO DE CAIXA RESIDUAL</b>						
<b>FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL</b>	<b>35.646.550</b>	<b>38.252.196</b>	<b>40.989.894</b>	<b>43.866.946</b>	<b>46.891.106</b>	<b>50.070.613</b>

ANO	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Produção (MWh)</b>	<b>566.400</b>	<b>566.400</b>	<b>566.400</b>	<b>566.400</b>	<b>566.400</b>	<b>566.400</b>
Depreciação	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
Custo da Palha	17.109.443	17.879.367	18.683.939	19.524.716	20.403.328	21.321.478
TUSD e TUST	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456
Operação e Manutenção	32.402.025	33.860.116	35.383.822	36.976.094	38.640.018	40.378.819
Seguro	1.624.039	1.697.121	1.773.491	1.853.298	1.936.697	2.023.848
<b>custo unitário (total)</b>	<b>111,58</b>	<b>115,64</b>	<b>119,89</b>	<b>124,32</b>	<b>128,96</b>	<b>133,80</b>
<b>PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO</b>	<b>339,70</b>	<b>354,99</b>	<b>370,96</b>	<b>387,66</b>	<b>405,10</b>	<b>423,33</b>
<b>MARK UP GENÉRICO</b>	<b>3,04</b>	<b>3,07</b>	<b>3,09</b>	<b>3,12</b>	<b>3,14</b>	<b>3,16</b>
<b>DRE</b>						
<b>RECEITA BRUTA</b>	<b>192.407.218,35</b>	<b>201.065.543,18</b>	<b>210.113.492,62</b>	<b>219.568.599,79</b>	<b>229.449.186,78</b>	<b>239.774.400,18</b>
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	40.886.533,90	42.726.427,92	44.649.117,18	46.658.327,45	48.757.952,19	50.952.060,04
<b>RECEITA LIQUIDA</b>	<b>151.520.684,45</b>	<b>158.339.115,25</b>	<b>165.464.375,44</b>	<b>172.910.272,33</b>	<b>180.691.234,59</b>	<b>188.822.340,14</b>
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	70.017.617,24	72.318.715,05	74.723.362,26	77.236.218,60	79.862.153,46	82.606.255,40
(-) LUCRO BRUTO	81.503.067,21	86.020.400,20	90.741.013,18	95.674.053,74	100.829.081,12	106.216.084,74
(-) JUROS	18.849.171,63	18.037.666,41	17.151.665,02	16.184.328,69	15.128.190,90	13.975.099,65
(=) LAIR	62.653.895,58	67.982.733,79	73.589.348,16	79.489.725,04	85.700.890,23	92.240.985,09
(-) IR / CSL	21.302.324,50	23.114.129,49	25.020.378,37	27.026.506,51	29.138.302,68	31.361.934,93
(=) LUCRO LÍQUIDO	41.351.571,08	44.868.604,30	48.568.969,78	52.463.218,53	56.562.587,55	60.879.050,16
<b>MARGEM LÍQUIDA</b>	<b>21,49%</b>	<b>22,32%</b>	<b>23,12%</b>	<b>23,89%</b>	<b>24,65%</b>	<b>25,39%</b>
<b>AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA</b>	<b>61,71%</b>	<b>66,95%</b>	<b>72,48%</b>	<b>78,29%</b>	<b>84,40%</b>	<b>90,84%</b>
(+) DEPRECIAÇÃO	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
<b>FLUXO DE CAIXA</b>	<b>53.414.225</b>	<b>56.931.259</b>	<b>60.631.624</b>	<b>64.525.873</b>	<b>68.625.242</b>	<b>72.941.705</b>
<b>FLUXO DE CAIXA RESIDUAL</b>						
<b>FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL</b>	<b>53.414.225</b>	<b>56.931.259</b>	<b>60.631.624</b>	<b>64.525.873</b>	<b>68.625.242</b>	<b>72.941.705</b>

ANO	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Produção (MWh)	566.400	566.400	566.400	566.400	566.400	566.400	566.400
Depreciação	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
Custo da Palha	22.280.945	23.283.587	24.331.349	25.426.259	26.570.441	27.766.111	29.015.586
TUSD e TUST	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456	6.819.456
Operação e Manutenção	42.195.865	44.094.679	46.078.940	48.152.492	50.319.354	52.583.725	54.949.993
Seguro	2.114.921	2.210.093	2.309.547	2.413.477	2.522.083	2.635.577	2.754.178
custo unitário (total)	138,87	144,16	149,69	155,46	161,50	167,81	174,40
PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO	442,38	462,29	483,09	504,83	527,55	551,29	576,09
MARK UP GENÉRICO	3,19	3,21	3,23	3,25	3,27	3,29	3,30
DRE							
RECEITA BRUTA	250.564.248,19	261.839.639,36	273.622.423,13	285.935.432,17	298.802.526,62	312.248.640,32	326.299.829,13
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	53.244.902,74	55.640.923,36	58.144.764,91	60.761.279,34	63.495.536,91	66.352.836,07	69.338.713,69
RECEITA LIQUIDA	197.319.345,45	206.198.715,99	215.477.658,21	225.174.152,83	235.306.989,71	245.895.804,25	256.961.115,44
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	85.473.841,93	88.470.469,85	91.601.946,02	94.874.338,62	98.293.988,90	101.867.523,43	105.601.867,01
(-) LUCRO BRUTO	111.845.503,52	117.728.246,15	123.875.712,19	130.299.814,21	137.013.000,82	144.028.280,82	151.359.248,43
(-) JUROS	12.716.154,62	11.341.638,45	9.840.941,69	8.202.480,96	6.413.609,54	4.460.519,72	2.328.136,26
(-) LAIR	99.129.348,90	106.386.607,70	114.034.770,51	122.097.333,25	130.599.391,28	139.567.761,10	149.031.112,16
(-) IR / CSL	33.703.978,62	36.171.446,62	38.771.821,97	41.513.093,30	44.403.793,03	47.453.038,77	50.670.578,14
(-) LUCRO LÍQUIDO	65.425.370,27	70.215.161,08	75.262.948,53	80.584.239,94	86.195.598,24	92.114.722,32	98.360.534,03
MARGEM LÍQUIDA	26,11%	26,82%	27,51%	28,18%	28,85%	29,50%	30,14%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	97,63%	104,78%	112,31%	120,25%	128,62%	137,45%	146,77%
(+) DEPRECIAÇÃO	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654	12.062.654
FLUXO DE CAIXA	77.488.025	82.277.815	87.325.603	92.646.894	98.258.253	104.177.377	110.423.188
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL							R\$ 33.507.373,32
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	77.488.025	82.277.815	87.325.603	92.646.894	98.258.253	104.177.377	143.930.562

**ANEXO D – FLUXO DE CAIXA DA PRODUÇÃO DE ETANOL, COM PREÇO MÉDIO DE  
MERCADO, NO CENÁRIO 2**

ANO	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Produção (litros)	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000
Depreciação	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992
Custo da Palha	9.079.938	9.488.535	9.915.519	10.361.718	10.827.995	11.315.255
Operação e Manutenção	110.256.390	115.217.928	120.402.734	125.820.857	131.482.796	137.399.522
Seguro	5.733.332	5.991.332	6.260.942	6.542.685	6.837.105	7.144.775
custo unitário (total)	1,11	1,15	1,18	1,22	1,27	1,31
PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO	1,68	1,76	1,83	1,92	2,00	2,09
MARK UP GENÉRICO	1,52	1,53	1,55	1,57	1,58	1,60
DRE						
RECEITA BRUTA	254.822.400,00	266.289.408,00	278.272.431,36	290.794.690,77	303.880.451,86	317.555.072,19
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	54.149.760,00	56.586.499,20	59.132.891,66	61.793.871,79	64.574.596,02	67.480.452,84
RECEITA LÍQUIDA	200.672.640,00	209.702.908,80	219.139.539,70	229.000.818,98	239.305.855,84	250.074.619,35
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	168.069.652,38	173.697.787,09	179.579.187,87	185.725.251,68	192.147.888,36	198.859.543,69
(-) LUCRO BRUTO	32.602.987,62	36.005.121,71	39.560.351,83	43.275.567,31	47.157.967,48	51.215.075,66
(-) JUROS	70.175.987,11	68.831.755,14	67.364.122,68	65.761.761,57	64.012.303,70	62.102.245,59
(=) LAIR	-37.572.999,49	-32.826.633,44	-27.803.770,86	-22.486.194,26	-16.854.336,22	-10.887.169,93
(-) IR / CSL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(=) LUCRO LÍQUIDO	-37.572.999,49	-32.826.633,44	-27.803.770,86	-22.486.194,26	-16.854.336,22	-10.887.169,93
MARGEM LÍQUIDA	-14,74%	-12,33%	-9,99%	-7,73%	-5,55%	-3,43%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	-19,66%	-17,18%	-14,55%	-11,77%	-8,82%	-5,70%
(+) DEPRECIAÇÃO	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992
FLUXO DE CAIXA	5.426.993	10.173.359	15.196.221	20.513.798	26.145.656	32.112.822
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL						
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	5.426.993	10.173.359	15.196.221	20.513.798	26.145.656	32.112.822

ANO	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Produção (litros)</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>
Depreciação	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992
Custo da Palha	11.824.441	12.356.541	12.912.585	13.493.652	14.100.866	14.735.405
Operação e Manutenção	143.582.500	150.043.713	156.795.680	163.851.485	171.224.802	178.929.918
Seguro	7.466.290	7.802.273	8.153.375	8.520.277	8.903.690	9.304.356
<b>custo unitário (total)</b>	<b>1,36</b>	<b>1,41</b>	<b>1,46</b>	<b>1,51</b>	<b>1,56</b>	<b>1,62</b>
<b>PREÇO FINAL MINIMO UNITÁRIO</b>	<b>2,19</b>	<b>2,29</b>	<b>2,39</b>	<b>2,50</b>	<b>2,61</b>	<b>2,73</b>
<b>MARK UP GENÉRICO</b>	<b>1,61</b>	<b>1,63</b>	<b>1,64</b>	<b>1,65</b>	<b>1,67</b>	<b>1,68</b>
<b>DRE</b>						
<b>RECEITA BRUTA</b>	<b>331.845.050,44</b>	<b>346.778.077,71</b>	<b>362.383.091,20</b>	<b>378.690.330,31</b>	<b>395.731.395,17</b>	<b>413.539.307,96</b>
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	70.517.073,22	73.690.341,51	77.006.406,88	80.471.695,19	84.092.921,47	87.877.102,94
<b>RECEITA LIQUIDA</b>	<b>261.327.977,22</b>	<b>273.087.736,19</b>	<b>285.376.684,32</b>	<b>298.218.635,12</b>	<b>311.638.473,70</b>	<b>325.662.205,01</b>
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	205.873.223,51	213.202.518,92	220.861.632,63	228.865.406,46	237.229.350,10	245.969.671,21
(-) LUCRO BRUTO	55.454.753,71	59.885.217,27	64.515.051,69	69.353.228,66	74.409.123,60	79.692.533,80
(-) JUROS	60.016.844,16	57.740.002,87	55.254.147,55	52.540.090,72	49.576.883,47	46.341.653,79
(=) LAIR	-4.562.090,45	2.145.214,40	9.260.904,14	16.813.137,94	24.832.240,13	33.350.880,02
(-) IR / CSL	0,00	729.372,90	3.148.707,41	5.716.466,90	8.442.961,64	11.339.299,21
(=) LUCRO LÍQUIDO	-4.562.090,45	1.415.841,50	6.112.196,73	11.096.671,04	16.389.278,49	22.011.580,81
<b>MARGEM LÍQUIDA</b>	<b>-1,37%</b>	<b>0,41%</b>	<b>1,69%</b>	<b>2,93%</b>	<b>4,14%</b>	<b>5,32%</b>
<b>AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA</b>	<b>-2,39%</b>	<b>0,74%</b>	<b>3,20%</b>	<b>5,81%</b>	<b>8,58%</b>	<b>11,52%</b>
(+) DEPRECIAÇÃO	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992
<b>FLUXO DE CAIXA</b>	<b>38.437.902</b>	<b>44.415.834</b>	<b>49.112.189</b>	<b>54.096.663</b>	<b>59.389.271</b>	<b>65.011.573</b>
<b>FLUXO DE CAIXA RESIDUAL</b>						
<b>FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL</b>	<b>38.437.902</b>	<b>44.415.834</b>	<b>49.112.189</b>	<b>54.096.663</b>	<b>59.389.271</b>	<b>65.011.573</b>

ANO	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Produção (litros)	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000
Depreciação	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992
Custo da Palha	15.398.498	16.091.431	16.815.545	17.572.245	18.362.996	19.189.330
Operação e Manutenção	186.981.765	195.395.944	204.188.762	213.377.256	222.979.232	233.013.298
Seguro	9.723.052	10.160.589	10.617.816	11.095.617	11.594.920	12.116.691
custo unitário (total)	1,68	1,74	1,81	1,88	1,95	2,03
PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO	2,85	2,98	3,11	3,25	3,40	3,55
MARK UP GENÉRICO	1,69	1,71	1,72	1,73	1,74	1,75
DRE						
RECEITA BRUTA	432.148.576,81	451.595.262,77	471.917.049,59	493.153.316,83	515.345.216,08	538.535.750,81
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	91.831.572,57	95.963.993,34	100.282.373,04	104.795.079,83	109.510.858,42	114.438.847,05
RECEITA LÍQUIDA	340.317.004,24	355.631.269,43	371.634.676,56	388.358.237,00	405.834.357,67	424.096.903,76
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	255.103.306,77	264.647.955,93	274.622.114,30	285.045.109,80	295.937.140,10	307.319.311,76
(-) LUCRO BRUTO	85.213.697,47	90.983.313,50	97.012.562,25	103.313.127,20	109.897.217,57	116.777.592,00
(-) JUROS	42.809.430,02	38.952.948,12	34.742.441,18	30.145.409,69	25.126.370,72	19.646.583,98
(=) LAIR	42.404.267,45	52.030.365,38	62.270.121,08	73.167.717,50	84.770.846,84	97.131.008,03
(-) IR / CSL	14.417.450,93	17.690.324,23	21.171.841,17	24.877.023,95	28.822.087,93	33.024.542,73
(=) LUCRO LÍQUIDO	27.986.816,51	34.340.041,15	41.098.279,91	48.290.693,55	55.948.758,92	64.106.465,30
MARGEM LÍQUIDA	6,48%	7,60%	8,71%	9,79%	10,86%	11,90%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	14,64%	17,97%	21,50%	25,27%	29,28%	33,54%
(+) DEPRECIAÇÃO	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992	42.999.992
FLUXO DE CAIXA	70.986.809	77.340.033	84.098.272	91.290.686	98.948.751	107.106.457
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL						
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	70.986.809	77.340.033	84.098.272	91.290.686	98.948.751	107.106.457

ANO	2035	2036
Produção (litros)	151.680.000	151.680.000
Depreciação	42.999.992	42.999.992
Custo da Palha	20.052.850	20.955.229
Operação e Manutenção	243.498.896	254.456.346
Seguro	12.661.943	13.231.730
custo unitário (total)	2,10	2,19
PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO	3,71	3,88
MARK UP GENÉRICO	1,76	1,77
DRE		
RECEITA BRUTA	562.769.859,59	588.094.503,28
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	119.588.595,16	124.970.081,95
RECEITA LÍQUIDA	443.181.264,43	463.124.421,33
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	319.213.681,14	331.643.297,15
(-) LUCRO BRUTO	123.967.583,29	131.481.124,18
(-) JUROS	13.663.752,80	7.131.697,73
(=) LAIR	110.303.830,48	124.349.426,45
(-) IR / CSL	37.503.302,36	42.278.804,99
(=) LUCRO LÍQUIDO	72.800.528,12	82.070.621,46
MARGEM LÍQUIDA	12,94%	13,96%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	38,09%	42,94%
(+) DEPRECIAÇÃO	42.999.992	42.999.992
FLUXO DE CAIXA	115.800.520	125.070.614
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL		R\$ 95.555.538,00
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	115.800.520	220.626.152

**ANEXO E – FLUXO DE CAIXA DA PRODUÇÃO DE ETANOL, COM PREÇO MÉDIO DE  
MERCADO, NO CENÁRIO 3**

ANO	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Produção (litros)</b>	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000
<b>Depreciação</b>	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215
<b>Custo da Palha</b>	8.071.056	8.434.254	8.813.795	9.210.416	9.624.884	10.058.004
<b>Operação e Manutenção</b>	98.005.680	102.415.936	107.024.653	111.840.762	116.873.596	122.132.908
<b>Seguro</b>	5.096.295	5.325.629	5.565.282	5.815.720	6.077.427	6.350.911
<b>custo unitário (total)</b>	0,98	1,02	1,05	1,09	1,13	1,17
<b>PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO</b>	1,68	1,76	1,83	1,92	2,00	2,09
<b>MARK UP GENÉRICO</b>	1,71	1,72	1,74	1,76	1,78	1,80
<b>DRE</b>						
<b>RECEITA BRUTA</b>	254.822.400,00	266.289.408,00	278.272.431,36	290.794.690,77	303.880.451,86	317.555.072,19
<b>(-) IMPOSTOS INDIRETOS</b>	54.149.760,00	56.586.499,20	59.132.891,66	61.793.871,79	64.574.596,02	67.480.452,84
<b>RECEITA LIQUIDA</b>	200.672.640,00	209.702.908,80	219.139.539,70	229.000.818,98	239.305.855,84	250.074.619,35
<b>(-) CUSTO DE PRODUÇÃO</b>	149.395.246,56	154.398.032,97	159.625.944,77	165.089.112,60	170.798.122,98	176.764.038,83
<b>(-) LUCRO BRUTO</b>	51.277.393,44	55.304.875,83	59.513.594,93	63.911.706,38	68.507.732,85	73.310.580,51
<b>(-) JUROS</b>	62.378.655,21	61.183.782,35	59.879.220,16	58.454.899,17	56.899.825,51	55.201.996,08
<b>(=) LAIR</b>	-11.101.261,77	-5.878.906,52	-365.625,24	5.456.807,21	11.607.907,34	18.108.584,43
<b>(-) IR / CSL</b>	0,00	0,00	0,00	1.855.314,45	3.946.688,50	6.156.918,71
<b>(=) LUCRO LÍQUIDO</b>	-11.101.261,77	-5.878.906,52	-365.625,24	3.601.492,76	7.661.218,85	11.951.665,72
<b>MARGEM LÍQUIDA</b>	-4,36%	-2,21%	-0,13%	1,24%	2,52%	3,76%
<b>AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA</b>	-6,53%	-3,46%	-0,22%	2,12%	4,51%	7,04%
<b>(+) DEPRECIAÇÃO</b>	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215
<b>FLUXO DE CAIXA</b>	27.120.953	32.343.309	37.856.590	41.823.708	45.883.434	50.173.881
<b>FLUXO DE CAIXA RESIDUAL</b>						
<b>FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL</b>	27.120.953	32.343.309	37.856.590	41.823.708	45.883.434	50.173.881

ANO	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Produção (litros)</b>	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000
<b>Depreciação</b>	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215
<b>Custo da Palha</b>	10.510.614	10.983.592	11.477.854	11.994.357	12.534.103	13.098.138
<b>Operação e Manutenção</b>	127.628.889	133.372.189	139.373.938	145.645.765	152.199.824	159.048.816
<b>Seguro</b>	6.636.702	6.935.354	7.247.445	7.573.580	7.914.391	8.270.538
<b>custo unitário (total)</b>	1,21	1,25	1,29	1,34	1,39	1,44
<b>PREÇO FINAL MINIMO UNITÁRIO</b>	2,19	2,29	2,39	2,50	2,61	2,73
<b>MARK UP GENÉRICO</b>	1,81	1,83	1,85	1,86	1,88	1,89
<b>DRE</b>						
<b>RECEITA BRUTA</b>	331.845.050,44	346.778.077,71	362.383.091,20	378.690.330,31	395.731.395,17	413.539.307,96
<b>(-) IMPOSTOS INDIRETOS</b>	70.517.073,22	73.690.341,51	77.006.406,88	80.471.695,19	84.092.921,47	87.877.102,94
<b>RECEITA LIQUIDA</b>	261.327.977,22	273.087.736,19	285.376.684,32	298.218.635,12	311.638.473,70	325.662.205,01
<b>(-) CUSTO DE PRODUÇÃO</b>	182.998.420,90	189.513.350,15	196.321.451,23	203.435.916,85	210.870.533,42	218.639.707,74
<b>(-) LUCRO BRUTO</b>	78.329.556,32	83.574.386,04	89.055.233,10	94.782.718,27	100.767.940,27	107.022.497,27
<b>(-) JUROS</b>	53.348.305,92	51.324.447,00	49.114.797,83	46.702.302,86	44.068.340,86	41.192.581,14
<b>(=) LAIR</b>	24.981.250,40	32.249.939,04	39.940.435,27	48.080.415,41	56.699.599,42	65.829.916,13
<b>(-) IR / CSL</b>	8.493.625,14	10.964.979,27	13.579.747,99	16.347.341,24	19.277.863,80	22.382.171,48
<b>(=) LUCRO LÍQUIDO</b>	16.487.625,27	21.284.959,77	26.360.687,28	31.733.074,17	37.421.735,61	43.447.744,64
<b>MARGEM LÍQUIDA</b>	4,97%	6,14%	7,27%	8,38%	9,46%	10,51%
<b>AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA</b>	9,71%	12,53%	15,52%	18,68%	22,03%	25,58%
<b>(+) DEPRECIAÇÃO</b>	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215
<b>FLUXO DE CAIXA</b>	54.709.840	59.507.175	64.582.902	69.955.289	75.643.951	81.669.960
<b>FLUXO DE CAIXA RESIDUAL</b>						
<b>FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL</b>	54.709.840	59.507.175	64.582.902	69.955.289	75.643.951	81.669.960

ANO	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Produção (litros)</b>	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000
<b>Depreciação</b>	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215
<b>Custo da Palha</b>	13.687.554	14.303.494	14.947.151	15.619.773	16.322.663	17.057.183
<b>Operação e Manutenção</b>	166.206.013	173.685.284	181.501.121	189.668.672	198.203.762	207.122.931
<b>Seguro</b>	8.642.713	9.031.635	9.438.058	9.862.771	10.306.596	10.770.392
<b>custo unitário (total)</b>	1,49	1,55	1,61	1,67	1,73	1,80
<b>PREÇO FINAL MINIMO UNITÁRIO</b>	2,85	2,98	3,11	3,25	3,40	3,55
<b>MARK UP GENÉRICO</b>	1,91	1,92	1,93	1,95	1,96	1,97
<b>DRE</b>						
<b>RECEITA BRUTA</b>	432.148.576,81	451.595.262,77	471.917.049,59	493.153.316,83	515.345.216,08	538.535.750,81
<b>(-) IMPOSTOS INDIRETOS</b>	91.831.572,57	95.963.993,34	100.282.373,04	104.795.079,83	109.510.858,42	114.438.847,05
<b>RECEITA LIQUIDA</b>	340.317.004,24	355.631.269,43	371.634.676,56	388.358.237,00	405.834.357,67	424.096.903,76
<b>(-) CUSTO DE PRODUÇÃO</b>	226.758.494,91	235.242.627,49	244.108.546,05	253.373.430,94	263.055.235,64	273.172.721,56
<b>(-) LUCRO BRUTO</b>	113.558.509,33	120.388.641,94	127.526.130,51	134.984.806,06	142.779.122,02	150.924.182,20
<b>(-) JUROS</b>	38.052.826,69	34.624.842,77	30.882.169,93	26.795.919,73	22.334.551,75	17.463.630,20
<b>(=) LAIR</b>	75.505.682,64	85.763.799,16	96.643.960,57	108.188.886,34	120.444.570,27	133.460.552,00
<b>(-) IR / CSL</b>	25.671.932,10	29.159.691,72	32.858.946,60	36.784.221,35	40.951.153,89	45.376.587,68
<b>(=) LUCRO LÍQUIDO</b>	49.833.750,55	56.604.107,45	63.785.013,98	71.404.664,98	79.493.416,38	88.083.964,32
<b>MARGEM LÍQUIDA</b>	11,53%	12,53%	13,52%	14,48%	15,43%	16,36%
<b>AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA</b>	29,34%	33,32%	37,55%	42,03%	46,79%	51,85%
<b>(+) DEPRECIAÇÃO</b>	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215	38.222.215
<b>FLUXO DE CAIXA</b>	88.055.966	94.826.323	102.007.229	109.626.880	117.715.632	126.306.180
<b>FLUXO DE CAIXA RESIDUAL</b>						
<b>FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL</b>	88.055.966	94.826.323	102.007.229	109.626.880	117.715.632	126.306.180

ANO	2035	2036
<b>Produção (litros)</b>	151.680.000	151.680.000
Depreciação	38.222.215	38.222.215
Custo da Palha	17.824.756	18.626.870
Operação e Manutenção	216.443.463	226.183.419
Seguro	11.255.060	11.761.538
<b>custo unitário (total)</b>	1,87	1,94
<b>PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO</b>	3,71	3,88
<b>MARK UP GENÉRICO</b>	1,98	1,99
<b>DRE</b>		
<b>RECEITA BRUTA</b>	562.769.859,59	588.094.503,28
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	119.588.595,16	124.970.081,95
<b>RECEITA LÍQUIDA</b>	443.181.264,43	463.124.421,33
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	283.745.494,35	294.794.041,91
(-) LUCRO BRUTO	159.435.770,08	168.330.379,42
(-) JUROS	12.145.558,05	6.339.286,87
(=) LAIR	147.290.212,03	161.991.092,55
(-) IR / CSL	50.078.672,09	55.076.971,47
(=) LUCRO LÍQUIDO	97.211.539,94	106.914.121,08
<b>MARGEM LÍQUIDA</b>	17,27%	18,18%
<b>AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA</b>	57,22%	62,94%
(+) DEPRECIAÇÃO	38.222.215	38.222.215
<b>FLUXO DE CAIXA</b>	135.433.755	145.136.336
<b>FLUXO DE CAIXA RESIDUAL</b>		R\$ 84.938.256,00
<b>FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL</b>	135.433.755	230.074.592

**ANEXO F – FLUXO DE CAIXA DA PRODUÇÃO DE ETANOL, COM PREÇO MÉDIO DE  
MERCADO, NO CENÁRIO 4**

ANO	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Produção (litros)</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>
Depreciação	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661
Custo da Palha	6.053.292	6.325.690	6.610.346	6.907.812	7.218.663	7.543.503
Operação e Manutenção	73.504.260	76.811.952	80.268.490	83.880.572	87.655.197	91.599.681
Seguro	3.822.222	3.994.221	4.173.961	4.361.790	4.558.070	4.763.183
custo unitário (total)	0,74	0,76	0,79	0,82	0,84	0,87
<b>PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO</b>	<b>1,68</b>	<b>1,76</b>	<b>1,83</b>	<b>1,92</b>	<b>2,00</b>	<b>2,09</b>
<b>MARK UP GENÉRICO</b>	<b>2,27</b>	<b>2,30</b>	<b>2,32</b>	<b>2,35</b>	<b>2,37</b>	<b>2,40</b>
<b>DRE</b>						
<b>RECEITA BRUTA</b>	<b>254.822.400,00</b>	<b>266.289.408,00</b>	<b>278.272.431,36</b>	<b>290.794.690,77</b>	<b>303.880.451,86</b>	<b>317.555.072,19</b>
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	54.149.760,00	56.586.499,20	59.132.891,66	61.793.871,79	64.574.596,02	67.480.452,84
<b>RECEITA LÍQUIDA</b>	<b>200.672.640,00</b>	<b>209.702.908,80</b>	<b>219.139.539,70</b>	<b>229.000.818,98</b>	<b>239.305.855,84</b>	<b>250.074.619,35</b>
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	112.046.434,92	115.798.524,73	119.719.458,58	123.816.834,45	128.098.592,24	132.573.029,13
(-) LUCRO BRUTO	88.626.205,08	93.904.384,07	99.420.081,12	105.183.984,53	111.207.263,60	117.501.590,22
(-) JUROS	46.783.991,40	45.887.836,76	44.909.415,12	43.841.174,38	42.674.869,13	41.401.497,06
(=) LAIR	41.842.213,68	48.016.547,31	54.510.666,00	61.342.810,15	68.532.394,47	76.100.093,16
(-) IR / CSL	14.226.352,65	16.325.626,09	18.533.626,44	20.856.555,45	23.301.014,12	25.874.031,67
(=) LUCRO LÍQUIDO	27.615.861,03	31.690.921,22	35.977.039,56	40.486.254,70	45.231.380,35	50.226.061,49
<b>MARGEM LÍQUIDA</b>	<b>10,84%</b>	<b>11,90%</b>	<b>12,93%</b>	<b>13,92%</b>	<b>14,88%</b>	<b>15,82%</b>
<b>AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA</b>	<b>21,68%</b>	<b>24,87%</b>	<b>28,24%</b>	<b>31,78%</b>	<b>35,50%</b>	<b>39,42%</b>
(+) DEPRECIAÇÃO	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661
<b>FLUXO DE CAIXA</b>	<b>56.282.522</b>	<b>60.357.583</b>	<b>64.643.701</b>	<b>69.152.916</b>	<b>73.898.042</b>	<b>78.892.723</b>
<b>FLUXO DE CAIXA RESIDUAL</b>						
<b>FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL</b>	<b>56.282.522</b>	<b>60.357.583</b>	<b>64.643.701</b>	<b>69.152.916</b>	<b>73.898.042</b>	<b>78.892.723</b>

ANO	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Produção (litros)	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000
Depreciação	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661
Custo da Palha	7.882.961	8.237.694	8.608.390	8.995.768	9.400.577	9.823.603
Operação e Manutenção	95.721.667	100.029.142	104.530.453	109.234.324	114.149.868	119.286.612
Seguro	4.977.527	5.201.515	5.435.584	5.680.185	5.935.793	6.202.904
custo unitário (total)	0,90	0,94	0,97	1,01	1,04	1,08
PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO	2,19	2,29	2,39	2,50	2,61	2,73
MARK UP GENÉRICO	2,42	2,44	2,46	2,48	2,50	2,52
DRE						
RECEITA BRUTA	331.845.050,44	346.778.077,71	362.383.091,20	378.690.330,31	395.731.395,17	413.539.307,96
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	70.517.073,22	73.690.341,51	77.006.406,88	80.471.695,19	84.092.921,47	87.877.102,94
RECEITA LIQUIDA	261.327.977,22	273.087.736,19	285.376.684,32	298.218.635,12	311.638.473,70	325.662.205,01
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	137.248.815,67	142.135.012,62	147.241.088,42	152.576.937,64	158.152.900,07	163.979.780,81
(-) LUCRO BRUTO	124.079.161,55	130.952.723,58	138.135.595,90	145.641.697,48	153.485.573,63	161.682.424,21
(-) JUROS	40.011.229,44	38.493.335,25	36.836.098,37	35.026.727,15	33.051.255,64	30.894.435,86
(=) LAIR	84.067.932,11	92.459.388,33	101.299.497,53	110.614.970,34	120.434.317,99	130.787.988,35
(-) IR / CSL	28.583.096,92	31.436.192,03	34.441.829,16	37.609.089,91	40.947.668,12	44.467.916,04
(=) LUCRO LÍQUIDO	55.484.835,19	61.023.196,30	66.857.668,37	73.005.880,42	79.486.649,87	86.320.072,31
MARGEM LÍQUIDA	16,72%	17,60%	18,45%	19,28%	20,09%	20,87%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	43,55%	47,90%	52,48%	57,30%	62,39%	67,75%
(+) DEPRECIAÇÃO	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661
FLUXO DE CAIXA	84.151.497	89.689.858	95.524.330	101.672.542	108.153.311	114.986.734
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL						
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	84.151.497	89.689.858	95.524.330	101.672.542	108.153.311	114.986.734

ANO	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Produção (litros)</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>
Depreciação	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661
Custo da Palha	10.265.666	10.727.620	11.210.363	11.714.830	12.241.997	12.792.887
Operação e Manutenção	124.654.510	130.263.963	136.125.841	142.251.504	148.652.822	155.342.199
Seguro	6.482.035	6.773.726	7.078.544	7.397.078	7.729.947	8.077.794
custo unitário (total)	1,12	1,16	1,21	1,25	1,30	1,35
PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO	2,85	2,98	3,11	3,25	3,40	3,55
MARK UP GENÉRICO	2,54	2,56	2,58	2,60	2,61	2,63
<b>DRE</b>						
RECEITA BRUTA	432.148.576,81	451.595.262,77	471.917.049,59	493.153.316,83	515.345.216,08	538.535.750,81
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	91.831.572,57	95.963.993,34	100.282.373,04	104.795.079,83	109.510.858,42	114.438.847,05
RECEITA LIQUIDA	340.317.004,24	355.631.269,43	371.634.676,56	388.358.237,00	405.834.357,67	424.096.903,76
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	170.068.871,18	176.431.970,62	183.081.409,54	190.030.073,20	197.291.426,73	204.879.541,17
(-) LUCRO BRUTO	170.248.133,06	179.199.298,81	188.553.267,02	198.328.163,80	208.542.930,93	219.217.362,59
(-) JUROS	28.539.620,02	25.968.632,08	23.161.627,45	20.096.939,80	16.750.913,82	13.097.722,65
(=) LAIR	141.708.513,04	153.230.666,73	165.391.639,57	178.231.224,00	191.792.017,12	206.119.639,94
(-) IR / CSL	48.180.894,43	52.098.426,69	56.233.157,45	60.598.616,16	65.209.285,82	70.080.677,58
(=) LUCRO LÍQUIDO	93.527.618,61	101.132.240,04	109.158.482,12	117.632.607,84	126.582.731,30	136.038.962,36
MARGEM LÍQUIDA	21,64%	22,39%	23,13%	23,85%	24,56%	25,26%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	73,41%	79,38%	85,68%	92,33%	99,35%	106,77%
(+) DEPRECIAÇÃO	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661	28.666.661
FLUXO DE CAIXA	122.194.280	129.798.901	137.825.144	146.299.269	155.249.393	164.705.624
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL						
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	122.194.280	129.798.901	137.825.144	146.299.269	155.249.393	164.705.624

ANO	2035	2036
<b>Produção (litros)</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>
Depreciação	28.666.661	28.666.661
Custo da Palha	13.368.567	13.970.152
Operação e Manutenção	162.332.597	169.637.564
Seguro	8.441.295	8.821.153
<b>custo unitário (total)</b>	<b>1,40</b>	<b>1,46</b>
<b>PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO</b>	<b>3,71</b>	<b>3,88</b>
<b>MARK UP GENÉRICO</b>	<b>2,64</b>	<b>2,66</b>
<b>DRE</b>		
RECEITA BRUTA	562.769.859,59	588.094.503,28
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	119.588.595,16	124.970.081,95
RECEITA LÍQUIDA	443.181.264,43	463.124.421,33
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	212.809.120,76	221.095.531,43
(-) LUCRO BRUTO	230.372.143,67	242.028.889,89
(-) JUROS	9.109.168,54	4.754.465,15
(=) LAIR	221.262.975,13	237.274.424,74
(-) IR / CSL	75.229.411,54	80.673.304,41
(=) LUCRO LÍQUIDO	146.033.563,59	156.601.120,33
<b>MARGEM LÍQUIDA</b>	<b>25,95%</b>	<b>26,63%</b>
<b>AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA</b>	<b>114,62%</b>	<b>122,91%</b>
(+) DEPRECIAÇÃO	28.666.661	28.666.661
<b>FLUXO DE CAIXA</b>	<b>174.700.225</b>	<b>185.267.782</b>
<b>FLUXO DE CAIXA RESIDUAL</b>		<b>R\$ 63.703.692,00</b>
<b>FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL</b>	<b>174.700.225</b>	<b>248.971.474</b>

**ANEXO G – FLUXO DE CAIXA DA PRODUÇÃO DE ETANOL, COM PREÇO MÉDIO DE  
MERCADO, NO CENÁRIO 5**

ANO	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Produção (litros)</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>	<b>151.680.000</b>
Depreciação	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885
Custo da Palha	5.044.410	5.271.408	5.508.622	5.756.510	6.015.553	6.286.253
Operação e Manutenção	61.253.550	64.009.960	66.890.408	69.900.476	73.045.998	76.333.068
Seguro	3.185.185	3.328.518	3.478.301	3.634.825	3.798.392	3.969.320
<b>custo unitário (total)</b>	<b>0,62</b>	<b>0,64</b>	<b>0,66</b>	<b>0,68</b>	<b>0,70</b>	<b>0,73</b>
<b>PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO</b>	<b>1,68</b>	<b>1,76</b>	<b>1,83</b>	<b>1,92</b>	<b>2,00</b>	<b>2,09</b>
<b>MARK UP GENÉRICO</b>	<b>2,73</b>	<b>2,76</b>	<b>2,79</b>	<b>2,82</b>	<b>2,85</b>	<b>2,87</b>
<b>DRE</b>						
RECEITA BRUTA	254.822.400,00	266.289.408,00	278.272.431,36	290.794.690,77	303.880.451,86	317.555.072,19
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	54.149.760,00	56.586.499,20	59.132.891,66	61.793.871,79	64.574.596,02	67.480.452,84
RECEITA LÍQUIDA	200.672.640,00	209.702.908,80	219.139.539,70	229.000.818,98	239.305.855,84	250.074.619,35
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	93.372.029,10	96.498.770,61	99.766.215,48	103.180.695,38	106.748.826,87	110.477.524,27
(-) LUCRO BRUTO	107.300.610,90	113.204.138,19	119.373.324,21	125.820.123,61	132.557.028,97	139.597.095,08
(-) JUROS	38.986.659,50	38.239.863,97	37.424.512,60	36.534.311,98	35.562.390,94	34.501.247,55
(=) LAIR	68.313.951,40	74.964.274,22	81.948.811,61	89.285.811,63	96.994.638,03	105.095.847,52
(-) IR / CSL	23.226.743,47	25.487.853,24	27.862.595,95	30.357.175,95	32.978.176,93	35.732.588,16
(=) LUCRO LÍQUIDO	45.087.207,92	49.476.420,99	54.086.215,66	58.928.635,67	64.016.461,10	69.363.259,37
<b>MARGEM LÍQUIDA</b>	<b>17,69%</b>	<b>18,58%</b>	<b>19,44%</b>	<b>20,26%</b>	<b>21,07%</b>	<b>21,84%</b>
<b>AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA</b>	<b>42,47%</b>	<b>46,60%</b>	<b>50,94%</b>	<b>55,50%</b>	<b>60,29%</b>	<b>65,33%</b>
(+) DEPRECIAÇÃO	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885
<b>FLUXO DE CAIXA</b>	<b>68.976.092</b>	<b>73.365.305</b>	<b>77.975.100</b>	<b>82.817.520</b>	<b>87.905.346</b>	<b>93.252.144</b>
<b>FLUXO DE CAIXA RESIDUAL</b>						
<b>FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL</b>	<b>68.976.092</b>	<b>73.365.305</b>	<b>77.975.100</b>	<b>82.817.520</b>	<b>87.905.346</b>	<b>93.252.144</b>

ANO	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Produção (litros)	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000
Depreciação	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885
Custo da Palha	6.569.134	6.864.745	7.173.659	7.496.473	7.833.814	8.186.336
Operação e Manutenção	79.768.056	83.357.618	87.108.711	91.028.603	95.124.890	99.405.510
Seguro	4.147.939	4.334.596	4.529.653	4.733.487	4.946.494	5.169.087
custo unitário (total)	0,75	0,78	0,81	0,84	0,87	0,90
PREÇO FINAL MINIMO UNITÁRICO	2,19	2,29	2,39	2,50	2,61	2,73
MARK UP GENÉRICO	2,90	2,93	2,95	2,98	3,00	3,03
DRE						
RECEITA BRUTA	331.845.050,44	346.778.077,71	362.383.091,20	378.690.330,31	395.731.395,17	413.539.307,96
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	70.517.073,22	73.690.341,51	77.006.406,88	80.471.695,19	84.092.921,47	87.877.102,94
RECEITA LIQUIDA	261.327.977,22	273.087.736,19	285.376.684,32	298.218.635,12	311.638.473,70	325.662.205,01
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	114.374.013,06	118.445.843,85	122.700.907,02	127.147.448,03	131.794.083,39	136.649.817,34
(-) LUCRO BRUTO	146.953.964,16	154.641.892,35	162.675.777,31	171.071.187,09	179.844.390,31	189.012.387,68
(-) JUROS	33.342.691,20	32.077.779,37	30.696.748,64	29.188.939,29	27.542.713,04	25.745.363,22
(=) LAIR	113.611.272,96	122.564.112,97	131.979.028,66	141.882.247,80	152.301.677,27	163.267.024,46
(-) IR / CSL	38.627.832,81	41.671.798,41	44.872.869,75	48.239.964,25	51.782.570,27	55.510.788,32
(=) LUCRO LÍQUIDO	74.983.440,15	80.892.314,56	87.106.158,92	93.642.283,55	100.519.107,00	107.756.236,14
MARGEM LÍQUIDA	22,60%	23,33%	24,04%	24,73%	25,40%	26,06%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	70,62%	76,19%	82,04%	88,20%	94,67%	101,49%
(+) DEPRECIAÇÃO	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885
FLUXO DE CAIXA	98.872.325	104.781.199	110.995.043	117.531.168	124.407.991	131.645.121
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL						
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	98.872.325	104.781.199	110.995.043	117.531.168	124.407.991	131.645.121

ANO	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Produção (litros)	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000	151.680.000
Depreciação	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885
Custo da Palha	8.554.721	8.939.684	9.341.969	9.762.358	10.201.664	10.660.739
Operação e Manutenção	103.878.758	108.553.302	113.438.201	118.542.920	123.877.351	129.451.832
Seguro	5.401.695	5.644.772	5.898.786	6.164.232	6.441.622	6.731.495
custo unitário (total)	0,93	0,97	1,01	1,04	1,08	1,13
PREÇO FINAL MINIMO UNITÁRICO	2,85	2,98	3,11	3,25	3,40	3,55
MARK UP GENÉRICO	3,05	3,07	3,09	3,11	3,13	3,15
DRE						
RECEITA BRUTA	432.148.576,81	451.595.262,77	471.917.049,59	493.153.316,83	515.345.216,08	538.535.750,81
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	91.831.572,57	95.963.993,34	100.282.373,04	104.795.079,83	109.510.858,42	114.438.847,05
RECEITA LIQUIDA	340.317.004,24	355.631.269,43	371.634.676,56	388.358.237,00	405.834.357,67	424.096.903,76
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	141.724.059,32	147.026.642,18	152.567.841,28	158.358.394,34	164.409.522,28	170.732.950,98
(-) LUCRO BRUTO	198.592.944,92	208.604.627,25	219.066.835,28	229.999.842,67	241.424.835,39	253.363.952,78
(-) JUROS	23.783.016,68	21.640.526,73	19.301.356,21	16.747.449,83	13.959.094,85	10.914.768,88
(=) LAIR	174.809.928,24	186.964.100,51	199.765.479,07	213.252.392,84	227.465.740,54	242.449.183,91
(-) IR / CSL	59.435.375,60	63.567.794,17	67.920.262,88	72.505.813,56	77.338.351,78	82.432.722,53
(=) LUCRO LÍQUIDO	115.374.552,64	123.396.306,34	131.845.216,18	140.746.579,27	150.127.388,76	160.016.461,38
MARGEM LÍQUIDA	26,70%	27,32%	27,94%	28,54%	29,13%	29,71%
AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA	108,67%	116,22%	124,18%	132,56%	141,40%	150,71%
(+) DEPRECIAÇÃO	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885	23.888.885
FLUXO DE CAIXA	139.263.437	147.285.191	155.734.101	164.635.464	174.016.273	183.905.346
FLUXO DE CAIXA RESIDUAL						
FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL	139.263.437	147.285.191	155.734.101	164.635.464	174.016.273	183.905.346

ANO	2035	2036
Produção (litros)	151.680.000	151.680.000
Depreciação	23.888.885	23.888.885
Custo da Palha	11.140.472	11.641.794
Operação e Manutenção	135.277.165	141.364.637
Seguro	7.034.413	7.350.961
<b>custo unitário (total)</b>	<b>1,17</b>	<b>1,21</b>
<b>PREÇO FINAL MÍNIMO UNITÁRIO</b>	<b>3,71</b>	<b>3,88</b>
<b>MARK UP GENÉRICO</b>	<b>3,17</b>	<b>3,19</b>
<b>DRE</b>		
RECEITA BRUTA	562.769.859,59	588.094.503,28
(-) IMPOSTOS INDIRETOS	119.588.595,16	124.970.081,95
RECEITA LIQUIDA	443.181.264,43	463.124.421,33
(-) CUSTO DE PRODUÇÃO	177.340.933,97	184.246.276,20
(-) LUCRO BRUTO	265.840.330,46	278.878.145,13
(-) JUROS	7.590.973,78	3.962.054,29
(=) LAIR	258.249.356,68	274.916.090,84
(-) IR / CSL	87.804.781,27	93.471.470,89
(=) LUCRO LÍQUIDO	170.444.575,41	181.444.619,95
<b>MARGEM LÍQUIDA</b>	<b>30,29%</b>	<b>30,85%</b>
<b>AJUSTE PARA FLUXO DE CAIXA</b>	<b>160,54%</b>	<b>170,90%</b>
(+) DEPRECIAÇÃO	23.888.885	23.888.885
<b>FLUXO DE CAIXA</b>	<b>194.333.460</b>	<b>205.333.504</b>
<b>FLUXO DE CAIXA RESIDUAL</b>		<b>R\$ 53.086.410,00</b>
<b>FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL</b>	<b>194.333.460</b>	<b>258.419.914</b>