

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS

CAMPUS DE BOTUCATU

**VIABILIDADE ECONÔMICA DA VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA
EM CO-GERAÇÃO SOB CONDIÇÕES DE RISCO: UM ESTUDO DE
CASO**

MARCELO FODRA

Tese apresentada à Faculdade de Ciências Agronômicas de UNESP - Campus de Botucatu, para a obtenção do título de Doutor em Agronomia - Programa de Pós-Graduação em Agronomia (Energia na Agricultura).

BOTUCATU SP

Agosto - 2012

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS

CAMPUS DE BOTUCATU

**VIABILIDADE ECONÔMICA DA VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA EM CO-
GERAÇÃO SOB CONDIÇÕES DE RISCO: UM ESTUDO DE CASO**

MARCELO FODRA

Orientadora: Prof^ª. Dra. Maura Seiko Tsutsui Esperancini

Tese apresentada à Faculdade de Ciências Agronômicas de UNESP - Campus de Botucatu, para a obtenção do título de Doutor em Agronomia - Programa de Pós-Graduação em Agronomia (Energia na Agricultura).

BOTUCATU SP

Agosto – 2012

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS
CAMPUS DE BOTUCATU
CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: "VIABILIDADE ECONÔMICA DA VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA EM
CO-GERAÇÃO SOB CONDIÇÕES DE RISCO: UM ESTUDO DE CASO"

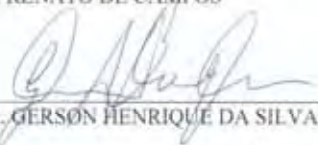
ALUNO: MARCELO FODRA

ORIENTADORA: PROFA. DRA. MAURA SEIKO TSUTSUI ESPERANCINI

Aprovado pela Comissão Examinadora


PROFA. DRA. MAURA SEIKO TSUTSUI ESPERANCINI


PROF. DR. RENATO DE CAMPOS


PROF. DR. GERSON HENRIQUE DA SILVA


PROFA. DRA. CARMEN OZANA DE MELO


PROFA. DRA. IZABEL CRISTINA TAKITANE

Aos meus pais, Mário e Maria José, pelo amor incondicional e pelos bons ensinamentos sobre o valor do trabalho e do caráter elevado. Ao meu irmão, Maurício, pelo companheirismo constante. À minha querida Alexandra, por existir em minha vida.

Dedico...

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Professora Doutora Maura Seiko Tsutsui Esperancini, pela oportunidade que me concedeu e pela honra de aceitar-me como seu orientando, transmitindo conhecimentos sempre com qualidade e seriedade ímpar.

Agradeço aos Professores do Programa de Pós-Graduação em Energia na Agricultura, pelos valiosos conhecimentos transmitidos durante o curso, os quais contribuíram sobremaneira com minha formação profissional e com a elaboração deste trabalho.

Aos amigos, que direta ou indiretamente, colaboraram com a elaboração deste trabalho.

Aos profissionais que ofereceram informações valiosas, sem as quais este trabalho não seria possível.

Aos meus amigos professores, que sempre me incentivaram, mesmo nas horas difíceis.

A todos os meus verdadeiros amigos, que sinceramente torceram pelo bom êxito deste trabalho.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS.....	VII
LISTA DE FIGURAS.....	VIII
LISTA DE APÊNDICES.....	IX
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS.....	X
1 RESUMO.....	1
2 SUMMARY.....	3
3 INTRODUÇÃO.....	5
4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	9
4.1 Aspectos históricos da produção de energia elétrica no Brasil.....	9
4.2 Panorama atual da produção de energia elétrica.....	11
4.3 A energia da biomassa.....	14
4.4 Co-geração de energia elétrica com bagaço de cana-de-açúcar.....	15
4.5 Características do atual mercado de energia no Brasil.....	18
4.6 Avaliação econômica dos investimentos.....	22
4.6.1 Avaliação pelo método do Valor Presente Líquido, <i>Payback</i> e Taxa Interna de Retorno.....	23
4.6.2 Avaliação pelo método do Resultado Contábil.....	25
4.7 Avaliação de investimentos sob condições de risco.....	28
4.8 Análise de cenários.....	30
5 MATERIAL E MÉTODOS.....	31
5.1 Área de estudo.....	32
5.2 Fontes de dados.....	32
5.3 Método de análise.....	33
5.3.1 VPL: procedimentos metodológicos.....	35
5.3.2 <i>Payback</i> : procedimentos metodológicos.....	39
5.3.3 TIR: procedimentos metodológicos.....	40

5.3.4	Resultado Contábil: procedimentos metodológicos.....	40
5.4	Aplicação de Simulações de Monte Carlo.....	42
5.5	Análise de cenários.....	44
6	RESULTADOS.....	45
6.1	Caracterização da empresa estudada.....	45
6.2	Avaliação da viabilidade econômica pelos Métodos do VPL, <i>Payback</i> e TIR.....	47
6.3	Avaliação da viabilidade econômica pelo método do Resultado Contábil....	75
7	CONCLUSÕES.....	88
8	REFERÊNCIAS.....	91
	APÊNDICE.....	101

LISTA DE TABELAS

1	Matriz energética brasileira em 2011.....	12
2	Poder calorífico de biomassa (base seca).....	16
3	Síntese dos dados coletados por tipo e fonte.....	34
4	Orçamento de investimentos adicionais da central de co-geração.....	46
5	Custos operacionais anuais por cenário de avaliação.....	48
6	Dados estatísticos de (PV) por cenário.....	50
7	Dados estatísticos de (i) por cenário.....	54
8	Dados estatísticos de (MAN) por cenário.....	57
9	Resultados das simulações de VPL.....	61
10	Coefficientes de sensibilidade das variáveis de risco para o VPL.....	67
11	Fluxos de caixa livres descontados por cenário.....	69
12	Projeções do período de <i>Payback</i> por cenário.....	70
13	Fluxos de caixa livres anuais por cenário.....	72
14	Projeções da TIR em cada cenário.....	73
15	Custos operacionais utilizados na avaliação em RC.....	76
16	Resultados das simulações de RC.....	78
17	Coefficientes de sensibilidade das variáveis de risco para o RC.....	85

LISTA DE FIGURAS

1	Distribuição estatística de (PV) no cenário mais provável.....	51
2	Distribuição estatística de (PV) no cenário pessimista.....	52
3	Distribuição estatística de (PV) no cenário otimista.....	53
4	Distribuição estatística de (i) no cenário pessimista.....	55
5	Distribuição estatística de (i) no cenário mais provável.....	55
6	Distribuição estatística de (i) no cenário otimista.....	56
7	Distribuição estatística de (MAN) no cenário mais provável.....	58
8	Distribuição estatística de (MAN) no cenário pessimista.....	58
9	Distribuição estatística de (MAN) no cenário otimista.....	59
10	Histograma de frequências de VPL no cenário mais provável.....	62
11	Frequências acumuladas de VPL no cenário mais provável.....	63
12	Histograma de frequências de VPL no cenário pessimista.....	64
13	Frequências acumuladas de VPL no cenário pessimista.....	65
14	Histograma de frequências de VPL no cenário otimista.....	66
15	Frequências acumuladas de VPL no cenário otimista.....	66
16	Histograma de frequências de RC no cenário pessimista.....	80
17	Frequências acumuladas de RC no cenário pessimista.....	81
18	Histograma de frequências de RC no cenário mais provável.....	81
19	Frequências acumuladas de RC no cenário mais provável.....	82
20	Histograma de frequências de RC no cenário otimista.....	83
21	Frequências acumuladas de RC no cenário otimista.....	84

LISTA DE APÊNDICES

1	Preços do MWh vigentes nos leilões de Energia Nova e de Fontes Alternativas na CCEE no cenário mais provável (período-base: dezembro/2011).....	102
2	Taxas de desconto do projeto no cenário mais provável.....	103
3	Gastos anuais com manutenção de equipamentos cenário mais provável.....	104
4	Custos anuais com o financiamento dos ativos fixos junto ao BNDES.....	105
5	Preços do MWh vigentes nos leilões de Energia Nova e Fontes Alternativas na CCEE no cenário otimista (período-base: dezembro de 2011).....	106
6	Taxas de desconto do projeto no cenário otimista.....	107
7	Gastos anuais com manutenção de equipamentos no cenário otimista.....	108
8	Preços do MWh vigentes nos leilões de Energia Nova e Fontes Alternativas na CCEE no cenário pessimista (período-base: dezembro/2011).....	109
9	Taxas de desconto do projeto no cenário pessimista.....	110
10	Gastos anuais com manutenção de equipamentos no cenário pessimista.....	111
11	Saídas de caixa operacionais anuais estimadas por cenário.....	112
12	Despesas operacionais anuais estimadas do projeto.....	113

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BRIC	iniciais de Brasil, Rússia, Índia e China
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CFC	Conselho Federal de Contabilidade
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMO	Custo Marginal de Operação
COFINS	Contribuição Para o Financiamento da Seguridade Social
COGEN	Associação da Indústria de Co-geração de Energia
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
DRE	Demonstração de Resultado do Exercício
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAO	Food and Agriculture Organization
FGV	Fundação Getúlio Vargas
GJ/ton	Gigajoule por tonelada
GW	Gigawatt
IBGE	Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	International Energy Agency
IGP-DI	Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna
Kgf/cm ²	Kilograma força por centímetro quadrado
kW	Kilowatt
MAE	Mercado Atacadista de Energia

MJ/kg	Megajoule por kilograma
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
OCDE	Organização Para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PETROBRAS	Petróleo do Brasil S/A
PGCA	Princípios Contábeis Geralmente Aceitos
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PND II	Segundo Programa Nacional de Desenvolvimento
PPA	Power Purchase Agreement
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REL	Renewable Energy Law
RC	Resultado Contábil
RSA	Retorno Sobre o Ativo
RSPL	Retorno Sobre o Patrimônio Líquido
SBGF	Sociedade Brasileira de Geofísica
SIN	Sistema Integrado Nacional
SRF	Secretaria da Receita Federal
tep	tonelada equivalente de petróleo
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
tvh	Terawatt hora
UNICA	União da Indústria de Cana de Açúcar
VPL	Valor Presente Líquido

1. RESUMO

A disponibilidade de energia elétrica, em quantidades suficientes e a preços competitivos, é um fator decisivo para o desenvolvimento econômico. A venda de energia elétrica excedente, produzida em um sistema de co-geração, pode ser vista como uma alternativa para a criação de uma fonte adicional de receita para as empresas do setor sucroalcooleiro, bem como, contribuir para a complementação da matriz elétrica brasileira com fontes renováveis. Este trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade econômica da realização de investimentos para a implantação de uma central de co-geração de energia elétrica, movida a bagaço de cana-de-açúcar, com a finalidade de venda de energia elétrica co-gerada excedente a preços de mercado. A empresa objeto deste estudo foi uma usina sucroalcooleira, localizada no Estado de São Paulo. Utilizou-se o método do estudo de caso para a avaliando-se o potencial do investimento sob a ótica do VPL, Payback e TIR, complementando-se os resultados com o Resultado Contábil. Foram criados três cenários alternativos para refletir o grau de risco em cada tipo de situação estudada: mais provável, otimista e pessimista, cada qual com suas premissas. A inserção dos elementos de risco do projeto em cada cenário foi realizada com emprego de Simulações de Monte Carlo. A avaliação pelo VPL indicou que no cenário pessimista ocorreram aproximadamente 80% de probabilidades de obtenção de VPL positivo. No cenário mais provável e no otimista, estas

probabilidades foram maiores do que 90%. A análise pelo *Payback* indicou que os fluxos líquidos descontados de caixa do projeto permitem a recuperação do capital investido em aproximadamente 5,26 anos no cenário pessimista. No cenário mais provável, estimou-se que a recuperação ocorreria após 1,82 anos e após 1,29 anos no cenário otimista. A avaliação RC revelou probabilidade de lucro de aproximadamente 60% no cenário pessimista. No cenário mais provável, estimou-se aproximadamente 80% de probabilidades do projeto ser lucrativo, enquanto no cenário otimista, as estimativas foram de probabilidades de lucro superiores a 90%. As diferenças entre os resultados foram decorrentes de peculiaridades operacionais de cada método. Enquanto VPL, *Payback* e TIR se utilizam de movimentações efetivas de caixa, RC levou em consideração o período de competência de cada fato sobre o patrimônio do projeto, independentemente de saída de caixa. Concluiu-se que o projeto é viável do ponto de vista econômico e contábil. Entretanto, deve-se ressaltar que a viabilidade apontada nos resultados é condicionada à manutenção dos preços futuros da energia elétrica vendida nos patamares dos preços históricos usados nas análises.

Palavras-chave: Co-geração; risco; viabilidade econômica; Simulação de Monte Carlo; estudo de caso.

ECONOMIC VIABILITY OF ELECTRICAL SALES ENERGY IN COGENERATION UNDER RISKY CONDITIONS: A STUDY OF CASE

Tese (Doutorado em Agronomia / Energia na Agricultura) – Faculdade de Ciências Agronômicas, Universidade Estadual Paulista.

Author: MARCELO FODRA

Adviser: MAURA SEIKO TSUTSUI ESPERANCINI

2. SUMMARY

The availability of the electrical energy, in sufficient quantities and the competitive prices is a crucial factor to the economic development. The sale of the excess electrical energy, produced in a system of cogeneration can be seen as an alternative to the creation of an additional source of revenues for power plants of alcohol sector, besides contributing to the complementation of the Brazilian electrical headquarter with renewable sources. The task has had the aim of evaluating the economic feasibility of the investment achievement to the implementation of a cogeneration electrical central, moved by the excess of bagasse cane sugar focusing on the excess electrical energy sale to prices of the market. The power plant which has been studied was the alcohol plant, located in the state of São Paulo. It has been used the method of study of case, evaluating the potential of the investment under the viewpoint of the Net Present Value (NPV), *Payback* and Internal Rate of Return (IRR), complementing the results of the Accounting Results (AC). It has been created three alternative scenarios to reflect the level of the risk of every studied situation. The most likely, optimistic and pessimistic, each one with its assumptions. The insertion of the elements of risk of the project in each scenario has been made with the use of Monte Carlo Simulations. The evaluation by NPV has shown that in the pessimist scenario has occurred approximately 80 per cent of the probabilities of the obtention of the positive NPV. On the most likely scenario and also the optimistic, these probabilities have been more than 90 per cent. The analysis on the *Payback* has shown that the liquid flow discounted of the cash of the product allows the recovery of the invested capital in approximately 5.26 years in the pessimist scenario. In the most likely scenario has estimated that the recovery would happen after 1.82 years and after

1.29 years in the optimistic scenario. The AC evaluation has revealed the probability of the profit of approximately 80 per cent of the probabilities to have a profitable project, while the optimistic scenario, the estimates were probabilities of the profit of more than 90 per cent. The differences between the results have been deriving of the operational of each method particularities. While NPV, Payback and IRR use the effective drive of the cash, AC has taken into consideration the time of the competence of each fact under the property of the project, independently of the cash flow. It has concluded the project is viable of the viewpoint of the economical and accounting point of view. However, we should be safe conduct the viability shown in the results is based on the maintenance of the future prices of the sold electrical energy on the levels of the historical prices in the analysis.

Keywords: Cogeneration; risk; economic viability; Monte Carlo Simulation; study of case.

3. INTRODUÇÃO

Desde os primórdios da história, a humanidade se utiliza de alguma forma de energia para a satisfação de necessidades diárias simples, como iluminação e aquecimento. À medida que as sociedades evoluem, também se tornam mais complexas a geração e o uso da energia.

Dowbor (2001) destaca que a conexão entre energia e desenvolvimento econômico é tema de estudo recorrente, havendo indícios claros da estreita relação entre consumo de energia *per capita* e desenvolvimento socioeconômico, o que pode contribuir para a melhoria da qualidade de vida das pessoas, além do aumento da atividade econômica, dos níveis de emprego e geração de renda.

Na visão de Bresser-Pereira (2003), o desenvolvimento econômico é um processo de transformação econômica, política e social, no qual a melhoria do padrão de vida da população tende a se tornar automático e autônomo.

A produção e a disponibilidade de energia elétrica, em quantidades suficientes e a preços acessíveis, é um fator decisivo para o desenvolvimento econômico e social. Atualmente, existem discussões sobre formas de produção de energia elétrica capazes de suprir as exigências para o desenvolvimento socioeconômico, preservando-se o meio-ambiente.

A relação entre geração de energia e a necessidade da preservação do meio ambiente na sua produção se torna clara. Por um lado, as sociedades demandam cada vez mais energia para abastecer famílias e indústrias. Por outro, existe a questão do equilíbrio ambiental, na qual a produção de energia deve minimizar os impactos sobre o meio ambiente, como o do efeito estufa.

Permeando estes aspectos, ocorre o problema da economicidade da produção de energia, a qual se torna geralmente mais cara, à medida que a complexidade para sua obtenção aumenta. Cabe às sociedades encontrar maneiras de produzir energia de forma economicamente viável e de menor impacto ambiental.

Segundo Goldemberg e Lucon (2008), a produção de energia elétrica é responsável por aproximadamente 1/3 do consumo mundial de energia primária, com tendência de elevação nos próximos anos.

A atual matriz elétrica do Brasil é composta principalmente por energias de fontes renováveis, predominando a de natureza hidrelétrica, em razão da disponibilidade de rios e bacias hidrográficas adequadas e relevo favorável a este tipo de exploração. Esta predominância pode ser vista como uma vantagem competitiva frente a outras nações industrializadas, ainda altamente dependentes do petróleo e de outras fontes não renováveis, como o carvão mineral e materiais nucleares.

O Brasil conta atualmente com 2.683 empreendimentos em operação, produzindo um total de 119.426.412 kW de energia elétrica, com a previsão de acréscimo de 48.866.292 kW ao sistema nos próximos anos, em função das 179 instalações em construção e de outras 490 já outorgadas pelos órgãos competentes (ANEEL, 2012).

Contudo, argumenta-se que a atual capacidade produtiva da matriz elétrica brasileira não seria suficiente para abastecer o país em épocas de crescimento econômico expressivo. O “Apagão do Setor Elétrico”, ocorrido em 2001, foi uma mostra incontestável da necessidade de expansão da geração de energia elétrica no Brasil.

Nesse contexto, a co-geração de energia elétrica passou a ser vista como uma fonte de complementação da matriz elétrica nacional, além de possibilitar a incorporação de receitas adicionais às empresas que exploram esta atividade.

Balestieri (2002) define a co-geração como a obtenção de diversas formas de energia útil, pela geração combinada de energia elétrica e térmica (calor ou frio), a partir de um único combustível, podendo servir a processos distintos, proporcionando economia de recursos e o melhor aproveitamento do investimento realizado na estrutura de produção.

A co-geração é um processo operado em instalação específica, para produção das utilidades combinadas calor e energia mecânica, convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir de uma energia disponibilizada por uma fonte primária, que é o bagaço de cana (ANEEL, 2010).

Os sistemas de co-geração podem prestar uma contribuição importante na diversificação e na expansão da matriz elétrica nacional, por se tratar de uma fonte energética complementar à hidráulica, principalmente nos períodos de estiagem, quando os reservatórios das barragens têm seus níveis comprometidos. Diversas empresas realizaram investimentos para adaptação de sua planta fabril, capacitando-as a produzir energia elétrica para o abastecimento interno e venda de excedentes, criando-se um novo produto a ser explorado pelas empresas sucroalcooleiras.

Entretanto, a adaptação da planta de uma empresa para produzir energia adicional e vender excedentes demanda investimentos elevados, impondo-se a necessidade de análises quanto à sua viabilidade econômica. A instabilidade dos preços pagos pelas concessionárias aos produtores, as oscilações das taxas de juros envolvidas nos contratos de financiamento e as dúvidas quanto à responsabilidade sobre o investimento para a conexão da central de co-geração à rede de distribuição, são exemplos de fatores que tornam a operação arriscada. Adicionalmente, devem ser consideradas as penalidades impostas pelo descumprimento de obrigações contratuais relativas ao fornecimento de energia em volumes constantes para os compradores, cuja aplicação pode gerar multas vultosas, inviabilizando a atividade.

Este trabalho teve como objetivo estimar e analisar a viabilidade financeira da realização do investimento adicional de R\$ 100.000.000,00 planejado por uma

empresa do setor sucroalcooleiro, objetivando à produção de 33 MWh de energia excedente e sua venda a preços de mercado, sob condições de risco.

Esta pesquisa se justifica por se tratar de uma iniciativa de avaliação econômica de uma alternativa de investimento que pode ser atraente às empresas sucroalcooleiras, observando-se as condições de risco presentes. Além disso, os mecanismos propostos neste trabalho podem prestar uma contribuição importante para as empresas de outros setores que pretendam avaliar seus investimentos sob condições de risco. A análise com os métodos do Valor Presente Líquido, *Payback* e Taxa Interna de Retorno são amplamente aceitas pelos meios acadêmicos e usadas por instituições financeiras na seleção de projetos. A mensuração das potencialidades de lucro também são de interesse dos investidores e do mercado em geral, uma vez que a Contabilidade é considerada a linguagem dos negócios.

Levando-se em conta a necessidade da expansão da matriz energética brasileira e que a incorporação de fontes alternativas é um assunto altamente relevante para o desenvolvimento nacional, entende-se que diversos grupos de interesses voltam suas atenções ao mercado da co-geração de energia elétrica.

4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

4.1 Aspectos históricos da produção de energia elétrica no Brasil

O contexto econômico do Brasil, no início do século XX, em conjunto com as questões de relevo e políticas, determinaram o modelo nacional de produção de energia nacional elétrica predominante até o momento.

O início do desenvolvimento industrial brasileiro se deu em função da Crise Financeira de 1929. Naquele contexto, a economia cafeeira criou os fundos necessários para financiar o processo de substituição de importações, incentivando a formação do parque industrial do país. Esta fase marcou o início da demanda interna por energia elétrica em larga escala, para o abastecimento da indústria de substituição de importações (FURTADO, 1991).

A partir de 1930, iniciou-se a organização técnica e a estruturação do aparato de regulamentação e controle das águas no Brasil, destacando-se: a criação do Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM (1934), do Conselho Nacional das Águas e Energia Elétrica (1938), do Conselho Nacional de Minas e Metalurgia (1940), todos eles engajados na elaboração de políticas energéticas articuladas e desenvolvimentistas para os seus setores (DRAIBE, 2004).

No segundo governo de Getúlio Vargas, houve uma forte guinada do processo de geração de energia no Brasil, com o envolvimento público. As empresas privadas

abandonaram a atividade de geração, ocupando a distribuição. Grandes empresas públicas foram criadas, como a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) e a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), definindo-se o modelo de produção energética pelo uso intenso de hidrelétricas, vigente até o momento (LEOPOLDI, 2002).

Com a predominância do investimento público, optou-se pela geração de energia elétrica hidrelétrica, com uso intensivo de barragens. Esta escolha se justifica pela economicidade do sistema, favorecido pela disponibilidade de bacias hidrográficas e de relevo apropriado à construção de barragens (TORLONI, 1987).

A redução drástica dos investimentos na infraestrutura geral, ocorrida entre 1980 e 1990, comprometeu o parque gerador do Brasil. Entretanto, não houve grandes prejuízos, pois a redução do ritmo de desenvolvimento econômico da época não ocasionou demandas adicionais de energia elétrica. O agravamento da crise econômica vivida no início de 1990 determinou a redução de todos os investimentos de base, em função do endividamento externo e da falta de capacidade financeira do setor público (BRUM, 2010).

Foi nesse momento que o Estado se viu obrigado a modificar sua postura estratégica, migrando de Estado-Empresário para Estado-Regulador. Assim, a iniciativa privada encampou diversas atividades, antes públicas, acarretando profundas transformações estruturais e regulatórias no setor elétrico, com vistas à privatização (FODRA, 2007).

Na nova sistemática, o setor elétrico brasileiro se transformou em um sistema privado, com serviços realizados em regime de licitação, por meio de concessões e autorizações do poder concedente, prestados por empresas privadas, em competição, desvinculadas da administração pública (SOUTO; LOUREIRO, 1999).

A falta de investimentos na geração de energia culminou com o episódio denominado “Apagão do Setor Elétrico”, definido como resultado da conjunção de dois fatores: a falta de chuvas nos períodos normais, acarretando a redução dos volumes de água dos reservatórios, aliada à falta de investimentos em formas alternativas de produção de energia (GREMAUD; VASCONCELLOS; TONETO JÚNIOR, 2005).

Um dos fatores determinantes da redução dos investimentos em infraestrutura energética, causadores do “Apagão do Setor Elétrico”, pode ser notado a partir do início dos anos de 1980. Naquela oportunidade, o Brasil planejava crescer a uma taxa de 7% ao ano e foi surpreendido pela alta dos juros internacionais. Como boa parte dos investimentos era financiada pelo capital estrangeiro e não havia pressão de demanda, reduziu-se o ritmo de construção de novas hidrelétricas (PATUSCO, 2005).

Além do blecaute já mencionado, surgiram diversos outros incidentes de falta de energia elétrica, ocorridos em vários períodos. Entre os mais recentes, destaca-se o acontecido em 03 de fevereiro de 2011, quando se noticiou a falta de energia em oito Estados da Região Nordeste, por cerca de cinco horas, produzindo o episódio denominado “Apagão do Nordeste” (JIMENEZ, 2011).

4.2 Panorama atual da produção de energia elétrica

Informações da Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2011) indicam que o consumo nacional de energia elétrica aumentou 5,6% nos últimos doze meses. Este acréscimo se deve ao aumento da demanda nas classes residenciais e comerciais. Todavia, os níveis de consumo médio de eletricidade no Brasil ainda são baixos, em comparação com outros países, como os Estados Unidos.

Ainda, segundo a EPE (2011), as famílias brasileiras adquiriram mais equipamentos intensivos em uso de energia elétrica, como condicionadores de ar, refrigeradores e geladeira, mas os níveis de consumo atual (de 155 kWh/mês) ainda não alcançaram os observados antes do racionamento imposto em 2001, de 180 kWh/mês.

A matriz elétrica brasileira, com base em dados de 2011, é intensiva em fontes renováveis, principalmente as de natureza hidráulica. A participação da biomassa, embora reduzida, vem apresentando elevação periodicamente, representando hoje 6,55% da oferta de energia elétrica brasileira. Cabe destaque à reduzida participação das fontes não renováveis, como o gás natural, derivados de petróleo, carvão e energia nuclear, que somados,

respondem por apenas 11,24% da oferta interna de energia elétrica. As importações provêm principalmente da aquisição de energia elétrica de Itaipu Binacional (EPE, 2011).

A composição da matriz elétrica brasileira, com dados de 2011, pode ser vista na Tabela 1:

Tabela 1 – Matriz elétrica brasileira em 2011

Fontes	2011	Participação %
Oferta Total (GWh)	571.302	100%
Energia Não Renovável	64.186	11,24%
Gás Natural	26.242	4,59%
Derivados de Petróleo	14.401	2,52%
Nuclear	15.569	2,73%
Carvão e Derivados	7.883	1,38%
Energia Renovável	507.116	88,76%
Hidráulica	428.570	75,02%
Importação	38.430	6,73%
Biomassa	37.411	6,55%
Eólica	2.704	0,48%

Fonte: EPE (2012).

Estudos apontam que o Brasil pode dobrar a capacidade instalada de produção de energia a partir de suas fontes renováveis nos próximos vinte anos. Considera-se que a produção de energia da biomassa tem um elevado potencial de expansão, pois, atualmente, o país é o segundo maior produtor mundial de etanol de cana-de-açúcar, que gera como resíduo o bagaço, utilizado nos sistemas de co-geração de eletricidade (ANÁLISE ENERGIA, 2010).

Além das fontes já disponíveis, a matriz energética brasileira poderá contar com incrementos substanciais, caso sejam incorporados os volumes de petróleo previstos no Programa Pré-Sal. Estimativas indicam que a partir de 2017 poderão ser

adicionados aproximadamente um milhão de barris de petróleo, extraídos das áreas de exploração da camada Pré-Sal. Para tanto, há necessidade de desenvolvimento de tecnologia apropriada para extração de petróleo de águas profundas, além de investimentos em sistemas logísticos apropriados (PETROBRAS, 2011).

A Sociedade Brasileira de Geofísica – SBGF (2008) afirma que, em caso de confirmação dos volumes de petróleo e gás nas seções de Pré-Sal, da Bacia de Santos, as reservas brasileiras de petróleo poderão crescer em 50%, contribuindo decisivamente para a expansão da oferta de energia no Brasil.

Diferentemente da matriz energética brasileira, a matriz mundial, conforme dados de 2007, era composta principalmente por fontes de origem fóssil, predominando o petróleo e o carvão mineral, que respondem juntos por aproximadamente 60% da oferta global de energia (*INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA*, 2007).

Comparando-se a matriz elétrica brasileira com matriz energética mundial, notam-se diferenças significativas. A matriz energética brasileira contempla fontes predominantemente renováveis, enquanto a global é intensiva em fontes de origem fóssil, principalmente petróleo e carvão mineral. Diversos estudos são realizados para a avaliação dos impactos do uso de combustíveis não renováveis sobre o meio-ambiente, bem como as possibilidades de se retardar o esgotamento definitivo dessas fontes, face à crescente demanda global por energia elétrica (IEA, 2007).

Avalia-se que o aumento populacional dos próximos anos gere elevação substancial da demanda por energia elétrica, principalmente em regiões da Ásia, em função de crescimento das populações na China e na Índia. A incorporação de “fontes limpas” é considerada importante, levando-se em conta o inevitável aumento da demanda por energia elétrica nos próximos anos (*WORLD NUCLEAR ASSOCIATION*, 2011).

Estudos da *Asia Pacific Energy Research Centre* (2004) indicam que o consumo de energia na China cresce à taxa de 5% ao ano, desde 1980. Atualmente, o país é autossuficiente na produção de carvão mineral, importando cerca de 30% do petróleo consumido. Além disso, são previstos investimentos para dobrar a capacidade de produção de

energia hidroelétrica, alcançando 170 GW até 2020. Adicionalmente, pretende-se incorporar 25 GW provenientes da energia nuclear, com a construção de novas usinas, além da adição de 20 GW à matriz energética existente, por meio de investimentos na produção de energia a partir do gás natural.

Wang (2005) aponta que a China passou a incentivar a produção de energia elétrica de fontes eólicas, principalmente com a edição da *Renewable Energy Law* (REL), aprovada em fevereiro de 2005, podendo representar adição substancial à atual matriz energética chinesa, cujo potencial eólico é atualmente estimado em 253 GW.

Além das ações realizadas nos países considerados emergentes, principalmente na China, existem iniciativas em andamento nos países desenvolvidos para a complementação de suas matrizes energéticas com fontes alternativas. Nos Estados Unidos, estudam-se células de elevada eficiência, usadas na conversão de radiação solar em energia elétrica. Na Alemanha, a partir de 2000, vigoram leis que incentivam a produção de energia elétrica com uso de fontes renováveis, com potencial de acrescentar 18 GW de energia à matriz local, assegurando-se aos produtores tarifas diferenciadas por vinte anos (SACHS, 2007).

4.3 A energia da biomassa

A bioenergia, derivada da biomassa, poderá desempenhar um papel importante no complemento da lacuna deixada pelos combustíveis fósseis na matriz energética mundial, sobretudo nos países em desenvolvimento, em razão da crescente necessidade de energia para abastecer os grandes parques industriais e centros urbanos que se formam nessas regiões (GOLDEMBERG; LUCON, 2008).

Hall, House e Scrase (2005) sugerem que, até 2050, a biomassa poderá suprir entre 17% e 30% da demanda mundial de energia, representando até 3/5 do mercado mundial de eletricidade e 2/5 do mercado de combustíveis diretos, reduzindo-se em aproximadamente 75% o volume de emissões de gases, em relação às observadas em 1985.

A biomassa pode ser classificada de acordo com sua elaboração antes do consumo. A biomassa tradicional é aquela decorrente da combustão direta da madeira, carvão vegetal, lenha, restos agrícolas, resíduos urbanos ou de animais, usados na cocção de alimentos, secagem e produção de carvão. A biomassa aperfeiçoada é usada na combustão mais eficiente, nos fogões e fornos, enquanto a biomassa moderna é obtida por métodos próprios de conversão em eletricidade e combustível (GUARDABASSI, 2006).

O aproveitamento da biomassa para o complemento da matriz energética brasileira é promissor, já que o país é atualmente o maior produtor mundial de cana-de-açúcar, seguido de Índia, Tailândia e Austrália. As regiões de cultivo no Brasil são: Sudeste, Centro Oeste, Nordeste e Sul, extraído-se duas safras por ano, na produção de açúcar e etanol para abastecimento dos mercados em larga escala (UNICA, 2010).

4.4 Co-geração de energia elétrica com bagaço de cana-de-açúcar

A necessidade de diversificação da matriz energética brasileira se mostrou mais evidente após a estabilização econômica, após o Plano Real. O aumento da demanda por itens intensivos em consumo de energia, em contraponto à falta de investimento em novas centrais hidrelétricas, faz surgir a necessidade de reforço na matriz elétrica brasileira com fontes de energias alternativas, que exigem menores investimentos.

Diversos elementos podem ser usados na queima nas caldeiras dos sistemas de co-geração, considerando-se o poder calorífico de cada material, representado pela quantidade de energia liberada, na forma de calor, durante a combustão completa da unidade de massa do combustível. O poder calorífico pode ser medido em kJ/kg, variando de acordo com a umidade da biomassa (CORTEZ; LORA; GÓMEZ, 2008).

A Tabela 2 apresenta a distribuição do poder calorífico de diversos materiais, usados nos sistemas de co-geração, em base seca, por MJ/kg produzido:

Tabela 2 - Poder calorífico de biomassa (base seca)

Tipo de Biomassa (Base Seca)	Poder Calorífico Superior (MJ/kg)
Pinus	20,02
Eucalipto	19,42
Casca de arroz	16,14
Bagaço de cana-de-açúcar	17,33
Casca de coco	19,04
Sabugo de milho	18,77
Ramas de algodão	18,26
Resíduos sólidos urbanos	19,87
Excremento de gado	17,36

Fonte: Jenkins (1990), citado por Cortez, Lora e Gómez (2008).

Os primeiros sistemas de co-geração com uso de bagaço de cana foram criados em um período no qual predominava a produção de energia elétrica em escala reduzida, visando ao atendimento das necessidades internas dos próprios consumidores (COGEN, 2010).

A venda de energia excedente no Brasil começou, timidamente, por volta de 1980, inicialmente na Região Nordeste e depois em São Paulo. A comercialização de energia excedente evoluiu rapidamente por várias razões sobrepostas: eminência de uma crise energética no século XXI; profissionalização das empresas do segmento sucroalcooleiro; incentivo governamental à produção de energia por meio de fontes alternativas (WALTER; NOGUEIRA, 2008).

Existem estudos de sistemas de co-geração com aproveitamento da palha da cana-de-açúcar para queima, juntamente com o bagaço. Entretanto, considerando-se a grande disponibilidade de bagaço de cana nas usinas e o reduzido custo desse insumo, não se tem dado a importância devida à palha, a qual, na maioria dos casos, é deixada no terreno, após o corte, para fins de adubação natural (ROTHMAN; FURTADO, 2005).

Corrêa Neto (2001) sustenta que, em um sistema de co-geração, existe uma unidade de produção associada de energia térmica e mecânica, na qual a energia mecânica é usada diretamente em acionamentos (compressor, bomba, soprador, moenda e outros) ou para sua conversão em energia elétrica (gerador elétrico), ou para uso final (motor elétrico, eletrotermia, eletroquímica e outros).

Em termos técnicos, o processo de produção de mais de uma fonte de energia, elétrica e térmica, a partir de um único combustível, com o uso de caldeiras eficientes, não só supre apenas as necessidades internas da empresa sucroalcooleira com energias de custo reduzido, em relação àquela adquirida do mercado, como também oferece a possibilidade de venda de excedentes (ISO, 2009).

No processo de co-geração de energia elétrica, uma fonte de energia primária alimenta uma máquina ou um aparelho térmico que, pela reação de combustão, transforma a energia química do combustível em energia mecânica, de eixo, que é convertida em energia elétrica, por meio de um gerador (COSTA; BALESTIERI, 1998).

Dessa forma, o processo de co-geração se resume nas seguintes etapas: queima do bagaço de cana-de-açúcar em uma fornalha, que aquece uma caldeira, produzindo vapor; o jato de vapor obtido gira uma turbina, conectada por um eixo a um gerador, que ao movimentá-lo, produz energia elétrica; a outra parte do vapor é utilizada para movimentar moendas, na fabricação de açúcar e álcool (SOUZA, 1999, citado por NAGAOKA, 2002).

O uso do bagaço da cana para co-geração é importante, pois oferece uma destinação à fonte energética, anteriormente vista como um resíduo indesejável do processo produtivo do álcool e do açúcar. Antes da utilização generalizada dos métodos de produção de energia com a queima do bagaço da cana, este material era visto como um problema a ser resolvido, já que ocupava vastas áreas das usinas (DANTAS, 2010).

Os sistemas de co-geração que utilizam bagaço de cana como combustível apresentam a vantagem de produzir energia nos períodos de estiagem, constituindo-se em uma fonte energética importante, sobretudo nos períodos de reduções dos

níveis das barragens das usinas hidrelétricas, que abastecem os grandes centros consumidores (BAJAY; FERREIRA 2005).

Uturbey e Aguilar (2010) argumentam que, apesar das vantagens apontadas, a co-geração de energia elétrica é uma atividade exposta a diversos fatores de risco, sendo os principais: regime de chuvas; preço do MWh no curto prazo; os custos relacionados às licenças ambientais; preço dos combustíveis; disponibilidade e qualidade do bagaço de cana-de-açúcar na empresa produtora; dinâmica dos mercados de açúcar e álcool; penalidades impostas à descontinuidade no fornecimento de energia à concessionária.

Além de contribuir com a diversificação da matriz energética brasileira, a produção de energia elétrica co-gerada também proporciona benefícios ao meio-ambiente, pois não são utilizadas fontes fósseis, não-renováveis, produzindo menores níveis de emissões de gases geradores de efeito-estufa (PELLEGRINI, 2009).

Para Walter (2005), a biomassa é uma fonte de energia importante, mas suas formas tradicionais de uso envolvem maneiras não sustentáveis de produção e baixa eficiência de conversão, o que inviabilizaria o seu uso no futuro. O uso moderno da biomassa dependerá da viabilidade técnica e econômica de novos processos de conversão ou de escala, além da superação de barreiras tecnológicas, determinantes do baixo rendimento de certos processos de produção de energia.

4.5 Características do atual mercado de energia no Brasil

O início da estruturação do setor elétrico no Brasil se deu com o Projeto do Código das Águas, de 1906, regulamentado em 1957, pelo Decreto 41.019/57, denominado Código das Águas. Posteriormente, surgiram diversos estatutos legais, com objetivo de organizar e regulamentar o setor elétrico nacional, até então público. A partir de 1995, o setor elétrico brasileiro passou por ampla reformulação, migrando de um modelo público para o privado, marcado pela competitividade entre os participantes e a eficiência produtiva, incentivando-se a produção independente de energia e a diversificação da matriz energética nacional (GANIM, 2009).

A consolidação do modelo privado de produção de energia elétrica iniciou com a edição da Lei 8.987/1995, que dispõe sobre o regime de concessões e permissões da prestação de serviços públicos, e da Lei 9.074/1995, que trata das condições para outorga de concessões e permissões, além das prorrogações destes serviços públicos. Também se criou a figura do produtor independente de energia elétrica (PIEE). Adicionalmente, o Decreto 2.003/1996 regulamentou a geração de energia elétrica pelos produtores independentes e autoprodutores. Com a edição da Lei 9.427/1996, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), disciplinando-se o regime econômico e financeiro das concessões de serviços públicos de energia elétrica (GANIM, 2009).

O autoprodutor de energia elétrica é toda pessoa física ou jurídica, ou grupo de empresas reunidas em consórcios, que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao próprio consumo. Os Produtores Independentes de Energia Elétrica são pessoas jurídicas ou consórcios de empresas, titulares da concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica, destinada ao comércio de toda ou parte da energia elétrica produzida, por sua conta e risco (ANEEL, 2010).

Castro et al. (2008) afirmam que o ambiente do setor elétrico deve ser competitivo, garantindo o suprimento de energia elétrica para atendimento das necessidades dos setores industriais e de serviços e suprir o abastecimento das famílias, considerando-se o equilíbrio financeiro da empresa e a modicidade tarifária. Também se pretende que boa parte da energia elétrica produzida seja antecipadamente comercializada, por meio de contratos futuros.

Apesar de a energia elétrica apresentar características que favorecem a sua negociação por contratos futuros de compra e venda, não se deve compará-la com as *commodities* tradicionais, em razão de suas especificidades: a) impossibilidade de armazenamento físico econômico em grandes quantidades; b) incerteza na demanda; c) inelasticidade-preço da demanda; d) longo tempo de resposta (*lead time*) necessário para a expansão do parque gerador, diante de elevações significativas da demanda (MAYO, 2009).

Para garantir a coordenação e controle das atividades de geração e de transmissão de energia elétrica, no modelo privado, foi criado o Operador Nacional do

Sistema Elétrico - ONS, o qual é uma sociedade civil de direito privado, cuja missão institucional é garantir a continuidade, qualidade e economicidade do suprimento de energia elétrica no país. É responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional - SIN, sob fiscalização e regulação da ANEEL, constituído por membros associados e membros participantes. Os membros associados são os agentes de geração, com usinas despachadas de forma centralizada, os agentes de transmissão, os agentes de distribuição integrantes do SIN, além de agentes importadores, exportadores e consumidores livres, com ativos conectados à rede básica. Os membros participantes são os representantes do Poder Concedente, identificados pelo Ministério das Minas e Energia - MME, os Conselhos de Consumidores, geradores não despachados centralizadamente e pequenos distribuidores (abaixo de 500 GWh/ano) (ONS, 2011).

Na fase inicial da reestruturação do sistema elétrico nacional, os contratos de compra e venda de energia elétrica eram realizados no Mercado Atacadista de Energia (MAE). O MAE era o ambiente organizado e regido por regras claramente estabelecidas, no qual se processava a compra e venda de energia elétrica entre os participantes, tanto em contratos bilaterais, quanto nos mercados de curto prazo, com a finalidade de promover a competição e a concorrência na transmissão e na geração de energia elétrica, garantindo a transparência na formação dos preços e na contabilização dos contratos. A partir de 2004, o MAE foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2010).

As Leis 10.847/2004 e 10.848/2004 alteraram substancialmente o marco regulatório do ambiente do mercado de eletricidade no Brasil. Coube à Lei 10.847/2004 fazer surgir a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento do setor elétrico em longo prazo e determinar o estabelecimento de novas modalidades de comercialização de energia elétrica, por meio do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no formato de leilão, e do Ambiente de Contratação Livre (ACL). A Lei 10.848/2004 classificou os consumidores em livres e cativos, atribuindo-lhes regras específicas para a comercialização de energia elétrica (SILVA, 2011).

Atualmente, o preço da energia elétrica negociada na CCEE é formado pela utilização dos dados usados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Integrado Nacional - SIN e do Custo Marginal de Operação - CMO. O modelo matemático usado para o cálculo do CMO tem por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro do seu armazenamento, medido em termos de economia esperada dos combustíveis das unidades termelétricas. Dessa forma, a hidrologia se comporta como um importante fator de risco, à medida que os preços do MWh pagos aos produtores são influenciados pelos níveis de capacidade dos reservatórios das hidrelétricas, nos períodos secos e úmidos (MAYO, 2009).

O preço da energia elétrica comercializada na CCEE de curto prazo é apurado com base no Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, um indicador calculado antecipadamente pela CCEE, com periodicidade máxima semanal, limitado por preços mínimo e máximo. O PLD, também chamado de preço *spot*, é um valor determinado para cada patamar de carga, com base no CMO, vigente para cada período de apuração em seu respectivo submercado (GANIM, 2009).

Nagaoka (2005) salienta que preços da energia elétrica pagos aos produtores variam de forma significativa ao longo do tempo, respondendo a alterações do ambiente econômico em que o empreendimento produtor é inserido. Dessa forma, a falta de um PPA (*Power Purchase Agreement*), que garanta ao vendedor a possibilidade de colocar no mercado energia elétrica a um preço fixo, por longo prazo (entre 15 e 20 anos), gera incertezas quando à possibilidade de recuperação do investimento realizado.

A complexidade do licenciamento ambiental do empreendimento pode se constituir em um fator de risco ao processo de co-geração de energia elétrica, pois a legislação ambiental impõe exigências à operação das empresas sucroalcooleiras, e que as adaptações para o atendimento destas normas podem gerar custos e encargos capazes de inviabilizar o projeto de investimento (CASTRO, et al., 2008)

4.6 Avaliação econômica de investimentos

As empresas continuamente estudam as possibilidades de investimento de seus recursos em alternativas que proporcionem retorno satisfatório aos seus interesses. Nessa oportunidade, a organização avalia as fontes de financiamento disponíveis, as estratégias a serem adotadas no negócio e suas probabilidades de obtenção dos resultados esperados.

A avaliação do desempenho de uma organização é feita sob o ponto de vista administrativo, com enfoque na análise operacional dos seus ativos, considerando-se o uso dos recursos disponíveis e a rentabilidade do negócio, além dos interesses de credores e partes relacionadas (HELFERT, 2000).

Na avaliação da capacidade econômica dos empreendimentos, levam-se em conta a liquidez e a rentabilidade proporcionadas. A liquidez é a capacidade de geração de caixa para custear seus gastos operacionais, enquanto a rentabilidade é a capacidade do projeto produzir retorno financeiro necessário para remunerar os investidores e proprietários (IUDÍCIBUS, 2004).

O acompanhamento do desempenho econômico dos projetos de investimento é elaborado com uso de relatórios, que mostram aos diversos grupos de interessados os elementos financeiros envolvidos na análise (ANTHONY; GOVINDARAJAN, 2002).

O atendimento de necessidades informacionais distintas dos vários grupos de interessados, com um único grupo de demonstrativos financeiros obrigatórios, que mostram resultados globais, é uma questão complexa (SOUSA; ALMEIDA, 2006). Cada grupo de usuários possui tipos diferentes de necessidades informacionais, que devem ser supridas da melhor forma pelos relatórios oferecidos pela Contabilidade (IUDÍCIBUS, 2004).

Em termos gerais, os resultados apurados com base em técnicas contábeis e de caixa diferem porque, na Contabilidade, existem diversos custos e despesas não representados por desembolsos, (depreciação, amortizações e exaustões), enquanto as

avaliações com base no fluxo de caixa relatam impactos diretos sobre o caixa do empreendimento (ASSAF NETO, 2003).

4.6.1 Avaliação econômica de projetos: Valor Presente Líquido, Payback e Taxa Interna de Retorno

Os métodos de avaliação dos projetos de investimentos têm como objetivo analisar se o referido projeto tem possibilidades de alcançar os níveis de retorno financeiro, em termos de geração de caixa e a produção de lucro desejado pelos investidores e proprietários.

O projeto é definido como um empreendimento complexo, temporário, que produz uma saída singular e definida, controlado por orçamentos e outros métodos gerenciais, exposto a riscos diversos (MAXIMIANO, 2009).

Um projeto de investimento deve ter consigo a ideia de aumentar a riqueza dos acionistas ou dos proprietários da organização, devendo ser interpretado como consequência das decisões possíveis dos administradores, em relação às informações sobre custos, benefícios e riscos envolvidos, considerando-se as estratégias adotadas para a sua viabilização (BODIE; MERTON, 2002) e deve considerar as perspectivas de riscos quanto ao potencial de resultados econômicos, bem como de custos, despesas e receitas envolvidos (*PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE*, 2004).

Woiler e Mathias (2008) salientam que devem ser consideradas as análises do mercado em que se pretende operar, além das condições de oferta e da demanda do produto ou serviço, da localização geográfica da empresa e do mercado consumidor, questões logísticas, preços, regulamentação e legislação do setor.

O Valor Presente Líquido (VPL) é um dos métodos mais utilizados para se avaliar ativos de investimentos, consistindo na diferença entre o valor presente das entradas e das saídas de caixa orçadas para um projeto de investimento em questão (BERK; DEMARZO, 2009). A Teoria das Finanças reconhece o VPL como um mecanismo adequado

para a avaliação dos investimentos, pois compara todas as entradas e saídas de caixa do projeto na data focal zero (ROSS; WESTERFIELD; JAFFE, 2002).

Entretanto, o uso do mecanismo do VPL pode conduzir a resultados inadequados, caso o avaliador se utilize de taxas de desconto que não reflitam corretamente o nível de risco do projeto estudado (LEMES JÚNIOR; RIGO; CHEROBIM, 2002).

Para ser utilizado, o VPL depende da apuração do fluxo de caixa orçado do empreendimento, o qual deve apontar todas as saídas e entradas de recursos previstas, evidenciando-se o fluxo de caixa livre gerado durante a sua vida útil (DAMODARAN; 2001).

A empresa conseguirá maximizar o seu valor caso aplique recursos em investimentos capazes de oferecer uma taxa de retorno superior ao seu custo de capital. Cabe aos investidores escolher projetos com VPL positivos, esgotando os seus recursos disponíveis nesses projetos, para que obtenham rentabilidade satisfatória em seus portfólios (BREALEY; MYERS, 2006).

Além da avaliação pelo VPL, Hirschfeld (2000) relata que existe interesse na determinação do tempo necessário para que os benefícios provenientes de um investimento cubram os seus custos, considerando-se determinada taxa de juros.

O *Payback* descontado é a ferramenta que determina o tempo de retorno de um investimento, descontando-se a taxa de juros que representa o risco estimado do empreendimento (MOTTA; CALÔBA, 2002).

Conjuntamente com a análise de *Payback* e VPL, utiliza-se o método da Taxa Interna de Retorno. Gitman e Madura (2003) e Hoji (2010) definem a TIR como a taxa de desconto capaz de anular o VPL do projeto de investimento.

Na visão de Pilão e Hummel (2003), a TIR é um mecanismo que permite encontrar a remuneração de um investimento em termos percentuais. Apurar a TIR é o mesmo que calcular a potência máxima do projeto, o percentual exato oferecido pelo investimento.

4.6.2 Avaliação com uso do Resultado Contábil

O conceito de lucro não é único, existindo interpretações distintas, principalmente envolvendo o lucro econômico e o lucro contábil.

A finalidade principal das empresas é maximizar o seu lucro, caracterizado pela distância máxima entre a receita total e o custo total da firma (ROSSETTI, 2003).

As empresas do século XIX apenas se preocupavam em manter o lucro baseado em uma única estrutura produtiva, controlando a escala de produção e o método utilizado, sem controle efetivo sobre os custos, principalmente os fixos. Modernamente, o controle do lucro deve manter foco no comportamento conjunto das receitas, custos e despesas, observando preços de venda, custos unitários de produção, além dos custos fixos da estrutura fabril (KAPLAN; ATKINSON, 1989).

O lucro contábil e o lucro econômico se assemelham, à medida que o lucro, em ambos os casos, representam a parcela do valor gerado pela empresa que pode ser consumida sem que haja redução do capital investido (CATELLI; GUERREIRO, 2007). A apuração do lucro contábil é feita mediante a aplicação de técnicas desenvolvidas pelas Ciências Contábeis, que têm como finalidade a mensuração dos elementos patrimoniais em unidades de valores pré-determinados (SANTOS, et al. 2009).

Damodaran (2001) aponta três razões principais para que as empresas divulguem os seus resultados baseados em informações contábeis: os resultados da empresa são declarados a título de lucros contábeis aos acionistas e ao mercado; os tributos pagos pelas empresas são, em geral, apurados com base no lucro contábil do exercício; medidas de retorno amplamente aceitas pelo mercado, como Retorno Sobre o Ativo (RSA) e Retorno Sobre o Patrimônio Líquido (RSPL) são calculadas por meio de critérios contábeis.

O lucro contábil é apurado pela diferença entre as receitas e os custos das vendas, avaliada pelos métodos de custeios válidos, deduzindo-se as despesas correntes e de funcionamento da entidade, inclusive a depreciação dos ativos, calculado em demonstrativos próprios, determinados pelos normativos contábeis existentes (KAM, 1990).

A apuração do lucro contábil depende do método de custeio dos produtos ou serviços adotado pela empresa, devendo seguir as regulamentações contidas nos Princípios Contábeis Geralmente Aceitos (PCGA), as quais servem para uniformizar os entendimentos sobre os fatos contábeis e as mensurações patrimoniais das organizações, levando-se a depreciação em conta (GUEREIRO, 2006). A correta aplicação dos princípios contábeis faz com que os resultados contábeis apurados traduzam a verdadeira situação do patrimônio da empresa estudada (LOPES; MARTINS, 2005).

Além da observância das determinações contidas nos Princípios Contábeis, a forma de custeio dos produtos também interfere decisivamente no resultado contábil obtido. O sistema de custeio é a apropriação dos custos nas diferentes fases de produção da empresa a cada produto ou serviço, permitindo que se conheça qual o valor gasto pela organização para fazer o seu produto ou prestar determinado serviço. Também deve mostrar aos gestores o lucro por unidade vendida, denominada margem de contribuição unitária. A escolha do sistema de custeio apropriado é importante, pois o resultado contábil da empresa pode ser alterado em razão de variações no método de alocação de custos. Entretanto, o tomador de decisões deve considerar, dentre os métodos disponíveis, aquele que melhor se adapte às características particulares da empresa em questão (ATKINSON et al., 2000).

Cada variedade de custo afeta a organização de maneira distinta, cabendo ao gestor do projeto o controle de cada grupo. Os custos fixos independem da quantidade de produto ou serviço gerado, ocorrendo mesmo se não houver produção. Os custos variáveis são proporcionais à produção de bens ou serviços. Já os custos semifixos apresentam componentes fixos e variáveis, passando a variar proporcionalmente à produção a partir de um determinado volume. Os custos diretos são intimamente associados com a produção, enquanto os indiretos geralmente são ligados às atividades administrativas e gerenciais da organização (ATKINSON et al. 2000; HORNGREN; SUNDEM, STRATTON, 2004; GUERREIRO, 2006).

Iudícibus (2004) afirma que o método do custo histórico é o mais utilizado em níveis gerenciais, além de ter o seu uso determinado pela legislação fiscal brasileira. Rosseto et al. (2001) apontam que o custo histórico considera o registro do evento

pelo montante de sua ocorrência, alocando-se o respectivo valor ao seu período de competência, apresentando a vantagem de possuir forte correlação com o fluxo de caixa da empresa.

O regime de competência faz contabilizar os fatos alocando os valores nos seus respectivos períodos de ocorrência, enquanto o regime de caixa os considera à medida que produzem movimento de entrada ou de saída efetiva no caixa (KAM, 1990).

A apuração do lucro contábil não se confunde com o cálculo do VPL, pois o lucro contábil é obtido pela diferença entre as receitas totais do projeto e soma dos custos e despesas a ele vinculados, respeitando-se o princípio da competência, sem desconto de juros. Já o VPL obedece ao regime de caixa (HORNGREN; SUNDEM; STRATTON, 2004).

O documento próprio usado na apuração do lucro ou do prejuízo contábil é denominado Demonstração de Resultado do Exercício (DRE), que é uma demonstração dos aumentos e reduções do patrimônio da empresa. Dessa forma, considera-se que as receitas significam aumento do patrimônio da organização, enquanto as despesas representam reduções patrimoniais (MATARAZZO, 2003).

A Demonstração de Resultado do Exercício evidencia o lucro ou o prejuízo do período de maneira decomposta, permitindo a avaliação dos componentes do resultado da organização, composto por receitas, custos dos produtos e despesas, que podem ser operacionais ou não operacionais (SILVA, 2001).

O uso dos demonstrativos contábeis e das peças orçamentárias da organização permite ao gestor e aos interessados no mercado a realização de projeções sobre o desempenho futuro dos negócios da empresa. Os orçamentos complementam os resultados oferecidos pela Contabilidade ao mostrarem a projeção futura do comportamento dos empreendimentos da organização (OLINQUEVITCH; SANTI, FILHO, 2004).

Entretanto, não há uma Teoria Contábil capaz de prever exatamente o valor dos fatos futuros, que devem ser alocados aos exercícios sociais respectivos. Portanto, para que a Contabilidade consiga cumprir as suas funções de fornecer subsídios para a

estimação do desempenho futuro das organizações, a formação das provisões se faz necessária (WATTS; ZIMMERMAN, 1986).

4.7 Avaliação de investimentos sob condições de risco

Independentemente do porte da empresa ou do ramo de atuação, os tomadores de decisões sempre se defrontam com situações em que necessitam avaliar o potencial de um projeto, utilizando-se de métodos de análise, que vão da simples intuição até os mais sofisticados modelos matemáticos, na busca da redução das margens de risco (SECURATO et al., 2005).

Deve-se considerar certa margem de erro nas estimativas dos projetos de investimento, uma vez que nem todas as variáveis envolvidas nas avaliações podem ter o seu comportamento totalmente previsível, notadamente os preços recebidos pelo produtor, quando este é tomador de preços, além de alguns custos operacionais. As alterações ambientais tornam as decisões de investimento mais complexas, pois dificultam as previsões sobre os resultados, induzindo o projeto a situações de incerteza (SANVICENTE, 1987).

O risco, em termos gerais, é definido como a possibilidade de que algum acontecimento insatisfatório ocorra, enquanto, em termos financeiros, representa a chance de um determinado ativo de investimento apresentar níveis de retorno inferiores aos esperados (WESTON; BRIGHAM, 2000).

O risco difere da incerteza apenas no grau de imprecisão. Quando todas as ocorrências ou estados futuros de uma variável são conhecidos, sujeitando-se a uma distribuição de probabilidades, também conhecida, existe o risco. Há incerteza quando as probabilidades de ocorrência dos resultados da variável não são conhecidas (KASSAI et al., 2007).

O nível de risco do projeto é função direta da previsibilidade dos fluxos de caixa estimados do investimento. Quando os fluxos de caixa são exatamente estimáveis, há

um investimento certo mas, existindo mais de um resultado possível para cada fluxo de caixa periódico, o investimento se torna incerto (CASAROTTO FILHO; KOPITTKKE, 2000).

A obtenção de probabilidades de ocorrência dos valores nos fluxos de caixa dos projetos de investimento, com suas respectivas médias e desvios, fazem com que o risco envolvido no investimento seja adequadamente mensurado (SECURATO, 1996).

O risco dos projetos de investimentos deve levar em conta os riscos isolados (desconsiderando-se o fato de o projeto ser apenas um dos ativos do negócio em sua carteira), o risco da empresa (representado o impacto individual de cada projeto para a organização como um todo) e o risco de mercado (medido pelo comportamento dos retornos dos resultados da empresa em relação às oscilações do mercado, causadas por fatores incontrolláveis) (BRIGHAM; GAPENSKI; EHRHARDT, 2001).

O Método de Simulações de Monte Carlo foi desenvolvido a partir do trabalho dos matemáticos Stanislaw Ulam, John Von Newman e Nicholas Metropolis, os quais estudavam um mecanismo capaz de gerar números aleatórios (HUBBARD, 2007).

A avaliação do potencial de risco com emprego do Método de Simulações de Monte Carlo usa modelos que são abstrações teóricas do comportamento daquilo que se pretende estudar (RUBINSTEIN; KROESE, 2008).

Evans e Olson (1998) sustentam que a Simulação de Monte Carlo mostra as distribuições de probabilidades de resultados a partir das distribuições de probabilidades das variáveis de entrada, utilizadas no modelo. A utilização de modelos apropriados traduz simulações de resultados mais confiáveis do que a simples observação repetida do fenômeno em questão (BINDER; HEERMANN, 2002).

4.8 Análise de cenários

A dificuldade de se analisar projetos de investimento com fluxos de caixa em condições de risco, oscilantes em razão de variações nas receitas e nos custos, pode ser contornada pelo uso de técnicas, tais como a análise de cenários e as simulações.

A técnica de análise de cenários é usada para se avaliarem as perspectivas estratégicas de um negócio em diversos enfoques, inclusive o financeiro. O termo cenário vem do inglês teatral *scenary*, que nos negócios, representa as possíveis transformações do futuro. Os cenários se constituem num conjunto de informações objetivas ou subjetivas sobre o futuro em estudo, que sofre influências de variáveis ambientais e interferem nos componentes dos projetos e nos seus resultados finais (CHIAVENATO; SAPIRO, 2003).

Titman e Martin (2010) apontam que a análise de cenários é uma técnica que permite aos analistas avaliarem o comportamento de diversos valores estrategicamente escolhidos de um investimento, sob diferentes situações ambientais futuras.

Securato (1996) expõe três etapas para a elaboração de um estudo adequado de cenários: 1) fixação do horizonte de tempo de observação para o fenômeno em estudo; 2) definição das variáveis que interferem nos resultados deste fenômeno; 3) elaboração dos cenários, por meio de parâmetros qualitativos ou quantitativos, correlacionados com as variáveis de referência.

Devem ser apurados os possíveis resultados dos projetos em cada cenário escolhido, cada qual com uma taxa de desconto que reflita o nível de risco do investimento. O objetivo da aplicação desta ferramenta é determinar qual o nível de sensibilidade dos resultados estimados para o projeto em relação às alterações nas variáveis explicativas utilizadas no estudo (BREALEY; MYERS, 1992).

Gitman (2004) salienta que, no cenário mais provável, leva-se em conta a manutenção do comportamento das variáveis de acordo com as previsões naturais, sem grandes alterações no ambiente no qual a empresa opera. No cenário pessimista, considera-se que as variáveis causam interações prejudiciais ao projeto, ocasionadas por movimentos desfavoráveis do mercado. No cenário otimista, estima-se que as variáveis assumam comportamentos favoráveis ao empreendimento.

5. MATERIAL E MÉTODOS

O objetivo deste trabalho foi analisar a viabilidade econômica da realização de investimento do tipo *retrofit*¹, com vistas à expansão da capacidade de produção de uma usina sucroalcooleira. Planeja-se alcançar a produção de 60 MWh de energia elétrica, sendo até 27 MWh destinados às operações internas da fábrica e do setor administrativo, enquanto os 33 MWh restantes devem ser comercializados, a preços de mercado.

Inicialmente, caracterizou-se o objeto de estudo, compreendendo a usina sucroalcooleira, produtora de açúcar, álcool e energia elétrica, com o uso de bagaço da cana-de-açúcar. A segunda seção estabelece as fontes de dados utilizados para a realização deste trabalho, enquanto a terceira parte detalha os procedimentos metodológicos adotados para a elaboração da pesquisa, apresentando as variáveis estudadas, a metodologia para o tratamento dos dados e a proposição dos modelos de Valor Presente Líquido, *Payback*, Taxa Interna de Retorno e Resultado Contábil.

¹ Investimento realizado sobre uma planta fabril já existente, visando à sua modernização ou adaptação.

5.1 Área de estudo

A empresa sucroalcooleira objeto de estudo é localizada na Região Sudoeste do Estado de São Paulo, pertencendo à Região Administrativa, distante 61 km da divisa com o Estado do Paraná.

A Região Administrativa de Marília é composta por 51 municípios, contando com uma população de aproximadamente 1.000.000 de habitantes, gerando um PIB de cerca de R\$ 12 bilhões (IBGE, 2011).

Trata-se de uma organização de médio porte, contendo instalações e estruturas apropriadas à moagem de 16 mil toneladas de cana por dia, produzindo 550 mil litros diários de álcool hidratado e 23 mil sacas diárias de açúcar cristal. Atualmente toda energia elétrica necessária às operações fabris e administrativas é produzida internamente por uma central de co-geração, mas não há venda de excedentes.

5.2 Fontes dos dados

Os dados utilizados na elaboração desta pesquisa foram obtidos de fontes primárias e secundárias. Os dados primários foram coletados a partir de informações gerenciais internas, fornecidas pela própria empresa. Os dados secundários sobre os preços de energia elétrica foram apurados na CCEE e taxas de juros foram obtidas junto ao BNDES.

Para a avaliação da viabilidade econômica, com uso do método do VPL, do *Payback*, foram coletadas informações internas, relativas ao investimento total planejado, o aporte de capital próprio a ser realizado, custos com tributação, preços de venda da energia elétrica, quantidade de MWh comercializados, custos com uso de linhas de transmissão, folha de pagamento, aquisição eventual de bagaço de terceiros, seguros, empréstimos, manutenção e taxas de desconto. O cálculo da TIR utilizou-se das mesmas informações usadas na apuração do VPL e do *Payback*, com exceção da taxa de desconto.

A avaliação, empregando o método do Resultado Contábil, foi feita mediante o uso do investimento total planejado, o aporte de capital próprio realizado, custos

com tributação, preço de venda da energia elétrica, quantidade de MWh comercializado, custos com uso de linhas de transmissão, folha de pagamento, aquisição eventual de bagaço de terceiros, seguros, empréstimos, manutenção. Também foram usadas as projeções anuais de despesas com provisões contingenciais e manutenção.

5.3 Método de análise

Cervo e Bervian (2002) definem o método do estudo de caso como um tipo de pesquisa descritiva, na qual os fenômenos observados ocorrem em seu hábitat natural, o qual tem como objetivo a observação e registro dos fatos, analisando-se e correlacionando-se fatos ou fenômenos, estudando suas causas. Para os autores, estudos de caso são pesquisas sobre determinados indivíduos, famílias, grupos ou comunidades, representativas de um universo, para se examinarem aspectos variados de sua vida.

Um estudo de caso consiste em uma observação empírica, na qual se investiga um fenômeno contemporâneo em profundidade, levando-se em conta as especificidades da situação real em estudo. Entretanto, como em todo método de pesquisa, os estudos de casos possuem argumentos positivos e negativos em relação ao seu uso. Dentre suas vantagens, destacam-se o fato de ser um método apropriado para estudo de situações nas quais se buscam respostas sobre “como” e “por que” os fatos analisados ocorrem, além de ser o meio de estudo mais apropriado quando o pesquisador possui reduzido nível de controle sobre os fatos que observa. Contudo, também existem deficiências creditadas a este método, principalmente as associadas à eventual falta de regras de pesquisa, além das dificuldades de generalização dos resultados obtidos para uma população (YIN, 2010).

Pelas características próprias da pesquisa realizada, este trabalho se encaixa nas características estabelecidas para um estudo de caso, visto que os dados da pesquisa foram coletados na organização estudada, sem que houvesse possibilidade de interferência ou controle na sua produção. Coube à pesquisa buscar as formas de correlação entre às variáveis e as consequências destas para as projeções da viabilidade econômica do

empreendimento. A Tabela 3 sintetiza os dados coletados e utilizados neste trabalho, indicando sua denominação, tipo e fonte:

Tabela 3 - Síntese dos dados coletados por tipo e fonte.

Dado coletado	Tipo de dado	Fonte
Investimento Inicial (Io)	Primário	Empresa estudada
Preços (PV)	Secundário	CCEE
Tributação (TRIB)	Primário	Empresa estudada
Quantidade de MWh de energia fornecida (Q)	Primário	Empresa estudada
Custo de uso de linhas de transmissão (TRA)	Primário	Empresa estudada
Custo com Folha de Pagamento e encargos sociais (FP)	Primário	Empresa estudada
Gasto com aquisição e transporte de bagaço de terceiros (BAG)	Primário	Empresa estudada
Gasto com seguros (SEG)	Primário	Empresa estudada
Gasto com amortização de empréstimos e pagamento de juros (EMP)	Primário	Empresa estudada
Gasto com manutenção da estrutura de co-geração	Primário	Empresa estudada
Taxa de desconto do fluxo de caixa (i)	Secundário	BNDES
Período da vida útil do projeto (n)	Primário	Empresa estudada
Despesas Contingenciais (CONT)	Primário	Empresa estudada
Depreciação (DEP)	Primário	Empresa estudada

Fonte: Resultados da pesquisa.

5.3.1 VPL: procedimentos metodológicos

Weston e Brigham (2000) apontam que para efetuar o cálculo do VPL do projeto é necessário o levantamento do fluxo de caixa líquido anual estimado para o empreendimento durante sua vida útil. Para tanto, devem ser apurados analiticamente os valores que significam entradas e saídas de caixa, em cada ano da vida útil do projeto.

A operação de desconto do fluxo de caixa livre anual estimado do projeto foi feita mediante uso da fórmula de VPL proposta em Gitman (2004):

$$\text{VPL} = -I_0 + \sum \{(\text{TRIB} * \text{PV} * \text{Q}) - (\text{TRA} + \text{FP} + \text{BAG} + \text{SEG} + \text{EMP} + \text{MAN}) / (1+i)^n\} \quad (1)$$

As variáveis utilizadas para a apuração do VPL do projeto em cada cenário foram:

a) Investimento inicial do projeto (I₀)

O investimento inicial é o valor necessário para que sejam incorporados todos os elementos para o funcionamento do empreendimento. Devem ser computados todos os gastos relativos a itens tangíveis e intangíveis do projeto.

Avaliou-se que o investimento inicial feito pela empresa foi de 20% dos recursos necessários à implantação da central de co-geração, da ordem de R\$ 20.000.000,00 com o restante, R\$ 80.000.000,00, financiado junto ao BNDES.

Considerou-se a inexistência de valor residual dos itens do investimento inicial do empreendimento, após o fim de sua vida útil, em razão do avançado estágio de desgaste destes, tornando-os inservíveis para venda como sucata.

b) Tributação (TRIB)

As geradoras e co-geradoras de energia elétrica são tributadas pelo Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), de competência estadual. Também são tributadas pelo Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), ambas de competência federal. Os tributos

mencionados têm sua base de cálculo apuradas com base no faturamento bruto com a venda de energia elétrica no período (GANIM, 2009).

O reconhecimento da tributação sobre o faturamento do empreendimento foi feito pela multiplicação do faturamento anual com a venda de energia elétrica (obtido por $PV * Q$) por $(1 - TRIB)$.

c) Preço de venda do MWh à concessionária de energia elétrica (PV)

Os dados de (PV) foram compostos por 100 observações de preços vigentes nos leilões de Energia Alternativa e Energia Nova, realizados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), coletados entre janeiro de 2007 e dezembro de 2011.

Os preços foram corrigidos pelo Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), apurado pela Fundação Getúlio Vargas, tomando-se dezembro de 2011 como período-base.

A correção monetária dos valores passados se faz necessária para que a variável de preço estudada tenha a restauração de seu poder de compra original, relativo à época a que se refere (KAZMIER, 1982).

d) Quantidade de MWh fornecidos à concessionária de energia elétrica (Q)

Refere-se ao volume fixo de energia elétrica a ser fornecido à concessionária, mediante contrato de compra e venda. Projetou-se a entrega de um volume anual fixo de 289.080 MW de energia, considerando-se 33MWh de energia, durante 24 horas diárias, 365 dias por ano.

e) Custo do uso de linhas de transmissão (TRA)

Refere-se aos custos com o uso das linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, de propriedade de empresas públicas e privadas, suportado pelo agente gerador.

Os gastos anuais estimados com o uso de linhas de transmissão de energia elétrica foram avaliados em R\$ 1.680.000,00.

f) Custo da folha de pagamento de salários e encargos sociais

Representa os gastos com os salários e encargos sociais devidos aos empregados envolvidos nas operações da central de co-geração. A organização planejou utilizar 4 motoristas de caminhão e 3 tratoristas, trabalhando em regime de rodízio. Os custos relativos aos veículos foram alocados integralmente na produção de açúcar e álcool, não onerando os custos do projeto.

Além dos caminhoneiros e tratoristas, foram considerados os custos com salários e encargos sociais devidos pela contratação de um engenheiro elétrico.

g) Gasto anual com aquisição e transporte de bagaço de terceiros (BAG)

Foram considerados gastos com eventual aquisição de bagaço de cana para queima nas fornalhas. A empresa possui estoques de segurança, formados durante a operação normal da usina na época da safra, que podem ser consumidos parcialmente na entressafra.

A empresa possui áreas plantadas num total de 37.000 hectares, espalhadas pela região, oferecendo cerca de 2.590.000 toneladas de cana por safra, respondendo por cerca de 65% das necessidades da empresa, adquirindo o restante de terceiros. Avalia-se produzir 1.120.000 toneladas de bagaço de cana durante a safra, destinados à queima na central de co-geração e à formação de estoque regulador. Projetam-se necessidades de aquisição de 90.000 toneladas de bagaço anuais para garantia das operações normais da empresa, sobretudo na época da entressafra.

Estima-se adquirir este bagaço adicional a preços vigentes no mercado deste insumo na região, oscilando entre R\$ 25,00 e R\$ 35,00 por tonelada de bagaço adquirido.

h) Gasto anual com seguros (SEG)

Refere-se ao desembolso anual realizado para assegurar o patrimônio investido contra sinistros que possam prejudicar as operações da empresa. O cálculo dos custos anuais com seguros teve como base o valor dos ativos investidos no projeto.

i) Gastos com amortização de empréstimos e pagamento de juros (EMP)

Referem-se aos desembolsos anuais fixos destinados ao pagamento de juros e amortizações, decorrentes do uso de capital de terceiros no projeto.

Foram consideradas despesas anuais com juros e amortizações relativas ao empréstimo de R\$ 80.000.000,00, contraído junto ao BNDES, para liquidação em 16 anos, a partir do primeiro ano de operação do empreendimento.

j) Gasto anual com manutenção da estrutura de co-geração (MAN)

Os gastos anuais com manutenção são valores relativos aos desembolsos com a manutenção das máquinas, equipamentos, estrutura e demais aparatos da central de co-geração.

Também foram considerados os gastos projetados para as manutenções programadas da estrutura e substituição de peças e outros elementos.

k) Taxa de desconto do fluxo de caixa projetado (i)

As taxas de desconto do fluxo de caixa do projeto são associadas com o nível de risco do empreendimento (GITMAN, 2004).

Damodaran (1999) aponta duas formas de obtenção da taxa de desconto do fluxo de caixa dos projetos: a partir do custo de capital próprio ou usando-se o custo do capital de terceiros, cobrado nos financiamentos captados.

Considerando-se que a organização em estudo é uma empresa de capital fechado, não publicando seus demonstrativos financeiros, optou-se por usar as taxas de juros dos empréstimos como taxa de desconto do projeto.

A taxa de juros do financiamento, na modalidade FINEM - Energias Alternativas é composta pela Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) vigente no período, adicionada à Remuneração Básica do BNDES, mais a taxa de risco de crédito do tomador e o *spread* financeiro (BNDES, 2011).

m) Ano da vida útil do projeto (n)

Indica o ano da vida útil do projeto a que o fluxo de caixa se refere, avaliado em um prazo de 20 anos.

A avaliação pelo método do VPL ocorre com a apuração da soma dos valores descontados dos fluxos de caixa do projeto, deduzidos do investimento inicial, necessário para sua implantação.

Como regra de decisão no método do VPL, adota-se:

$VPL > 0 \rightarrow$ Aceitar o projeto

5.3.2. Payback: procedimentos metodológicos

Assaf Neto e Lima (2009) definem o método do *Payback* como a apuração do tempo necessário para se recuperar o investimento inicial feito no projeto com as suas entradas líquidas de caixa. Utilizou-se o *Payback* descontado para a averiguação do tempo de recuperação do investimento em cada cenário de análise.

Os dados utilizados para o cálculo do *Payback* foram os mesmos usados na apuração do VPL do empreendimento. Foi empregada a taxa de desconto média, ($PV_{\text{médio}}$), ($i_{\text{médio}}$) e ($MAN_{\text{médio}}$) apurada em cada cenário, para representar o nível de risco associado aos fluxos de caixa em cada cenário de estudo.

5.3.3 TIR: procedimentos metodológicos

A TIR representa a taxa de desconto que faz o VPL do empreendimento atingir valor nulo (GITMAN, 2004).

Para a estimação da TIR, em cada cenário, foi determinado o fluxo de caixa livre anual do projeto, utilizando-se os valores médios das variáveis de risco envolvidas nas simulações (PV), (i) e (MAN), obtendo-se:

$$- I_0 + \sum \{(\text{TRIB} * \text{PV}_{\text{médio}} * Q) - (\text{TRA} + \text{FP} + \text{BAG} + \text{SEG} + \text{EMP} + \text{MAN}_{\text{médio}}) / (1+i)^n\} = 0 \quad (2)$$

As variáveis usadas no cálculo da TIR em cada cenário respectivo foram as mesmas usadas na apuração do VPL, com exceção de:

a) Preço de venda médio do MWh à concessionária de energia elétrica ($\text{PV}_{\text{médio}}$)

Refere-se ao preço médio do MWh vendido à concessionária em cada cenário. Este valor foi obtido pelas saídas da análise estatística da variável de risco (PV), considerada em cada cenário respectivo de análise.

b) Gasto anual médio com manutenção da estrutura de co-geração ($\text{MAN}_{\text{médio}}$)

O gasto anual médio com manutenção é relativo aos desembolsos anuais médios com manutenção e reparos preventivos da central de co-geração. Obteve-se o valor médio dos gastos com manutenção a partir das saídas da análise estatística da variável de risco (MAN), fornecida pelo @Risk 4.5 em cada cenário de análise.

5.3.4 Resultado Contábil: procedimentos metodológicos

A apuração do RC procurou determinar as probabilidades de ocorrência de lucro em cada cenário de avaliação constituído na pesquisa.

Para a realização das simulações de RC, em cada cenário, foi realizada a adaptação da formulação proposta em FIPECAFI (2010), utilizando-se:

$$RC = - I_0 + \sum \{[(1 - \text{TRIB}) * PV * Q] - (\text{DEP} + \text{TRA} + \text{CONT} + \text{FP} + \text{BAG} + \text{SEG} + \text{EMP} + \text{MAN}) / (1+i)^n\}$$

(3)

Além das variáveis utilizadas na avaliação em VPL, descritas na seção 5.3.1, inseriram-se elementos relativos ao reconhecimento da depreciação dos ativos (DEP) e à contabilização dos passivos contingenciais, que podem onerar o empreendimento durante sua vida útil, captada por (CONT).

a) Depreciação (DEP)

Hendriksen e Van Breda (1999) estabelecem que a depreciação tem como finalidade reconhecer contabilmente a perda de capacidade produtiva dos ativos imobilizados instalados na empresa, em função de desgaste pelo uso ou obsolescência.

De acordo com Marion (2009), a legislação fiscal brasileira apenas permite o reconhecimento da depreciação em cotas lineares, em ritmo normal ou acelerado.

Considerando-se a diversidade dos itens componentes do investimento da central de co-geração, considerou-se a depreciação em 10 anos, com alíquota de 10%.

b) Despesas Contingenciais (CONT)

A formação de provisões para contingências é um mecanismo usado na Contabilidade para incorporar ao resultado do empreendimento perdas prováveis, às quais não se sabe ao certo o valor desta perda, bem como o momento de sua ocorrência (HENDRIKSEN; VAN BREDA, 1999).

Por se tratar de elementos prováveis, mas incertos, estes são provisionados contabilmente, sem que haja efetivo desembolso para formação de fundos.

Adotou-se como regra de decisão na análise em RC:

$RC > 0 \rightarrow$ Aceitar o projeto

5.4 Aplicação de Simulações de Monte Carlo

As avaliações em VPL, *Payback*, TIR e RC do projeto de investimento foram realizadas com o emprego da técnica da Simulação de Monte Carlo, utilizando-se *software @Risk 4.5*, desenvolvido pela *Palisade Corporation*.

A partir dos modelos de VPL, *Payback*, TIR e RC, foram inseridas as variáveis de risco de cada modelo, considerando-se as premissas estipuladas em cada cenário avaliado. Levando-se em conta que os modelos possuem variáveis aleatórias, designadas por distribuições estatísticas, designadas por (PV), (i) e (MAN). Os cálculos do *Payback* e da TIR foram realizados mediante o uso dos valores médios de (PV), (i) e (MAN) calculados em cada cenário de VPL.

Os métodos ou modelos determinísticos são indicados quando os dados de entrada são perfeitamente conhecidos, mas não são os mais indicados quando existe alguma incerteza sobre os resultados esperados. Assim, é mais conveniente que as análises sejam feitas com emprego de métodos capazes de incorporar as flutuações das variáveis de risco que compõem o projeto (ALMEIDA, 2007).

Damodaran (2009) salienta que a escolha da distribuição de probabilidades que melhor representa a distribuição da variável considerada é importante, pois eventuais assimetrias e ocorrências de *outliers*² podem ocasionar reflexos nos resultados obtidos.

Para Silva (2008), a utilização do Método de Monte Carlo com o *@Risk 4.5* prevê a aplicação das seguintes etapas:

- a) seleção e identificação das distribuições de probabilidades das variáveis em estudo;
- b) estimação dos parâmetros estatísticos das variáveis encontradas;
- c) validação do modelo estatístico pressuposto, pela utilização de um teste de aderência. A escolha da distribuição de probabilidades que melhor se adapta a cada conjunto de elementos

² *Outliers*: valores extremos eventualmente presentes em distribuições estatísticas.

das variáveis de risco é feita pelo módulo *Bestfit*, software @RISK 4.5. Para a elaboração do teste de aderência, o *software* dispõe dos testes do Qui-Quadrado, Kolmogorov-Smirnov e o teste de Anderson-Darling;

d) seleção aleatória de valores para a variável de risco em estudo, considerando-se a distribuição estatística a ela associada pelo programa;

e) determinação do resultado da operação, considerando-se os valores aleatoriamente selecionados pelo programa;

f) repetição dos passos “d” e “e” em quantidade de vezes indicada na parametrização do sistema.

O @Risk 4.5 selecionou da distribuição estatística melhor adaptada ao conjunto de dados com uso de testes de aderência. A finalidade da aplicação dos testes de aderência é avaliar a proximidade dos dados coletados de uma distribuição estatística específica (WEBSTER, 2006). A qualidade do ajustamento é testada pelo módulo *Bestfit*, com emprego do Teste Qui-Quadrado.

Após a seleção das distribuições de frequências melhor adaptadas ao conjunto de dados e a avaliação do nível de qualidade do ajustamento, foram realizadas 10.000 iterações das variáveis de risco sobre as funções matemáticas que representam os modelos de VPL e RC da empresa estudada, em cada cenário.

Alternativamente, o @Risk oferece a possibilidade de se tratar as variáveis de risco com uso do *Latin Hypercube*, o qual é uma alternativa para eliminar o excesso de amostragens criadas no Método de Monte Carlo.

O método dos *Latin Hypercubes* (ou Hipercubos Latinos) objetiva gerar amostras que descrevem de maneira mais precisa uma distribuição de probabilidades, consistindo numa estratificação completa da distribuição apresentada em N estratos equiprováveis, selecionando-se aleatoriamente cada estrato (FARIA; MELO; SALIBY, 1999 citado por ROGERS; ROGERS; RIBEIRO, 2005).

A associação entre as variáveis aleatórias usadas nas simulações e os resultados foi avaliada pelo coeficiente de correlação linear (r), enquanto o coeficiente de determinação (R^2) mediu a proporção total da variação dos resultados que podem ser atribuídas às relações lineares entre as variáveis utilizadas nos modelos, atribuindo-se o restante a outros fatores que não participaram das simulações (LARSEN; MARX, 2006; GREENE, 2006; JOHNSON; WICHERN, 2007).

5.5 Análise de cenários

Para refletir as distintas possibilidades apresentadas no ambiente em que a empresa atual utilizou-se a técnica de Análise de Cenários. Seu objetivo foi avaliar o comportamento do VPL e do resultado contábil em distintas perspectivas de risco no ambiente de negócios no qual a organização se insere.

As premissas dos cenários usados na elaboração deste trabalho foram criadas a partir da metodologia proposta em Arantes e Famá (2009). Foram realizadas simulações relativas ao cenário mais provável, otimista e pessimista.

O cenário mais provável foi constituído para estabelecer o horizonte de análise que a empresa espera encontrar durante a vida útil do projeto. Neste caso, foram usados integralmente os elementos que compuseram as variáveis de risco utilizadas nos modelos de VPL, *Payback*, TIR e RC.

O cenário otimista foi traçado supondo-se que a empresa encontre um horizonte de análise mais favorável do que o apontado no cenário mais provável. Para refletir este tipo de cenário, projetou-se a elevação das receitas e a concomitante redução de custos.

No cenário pessimista, estabeleceu-se um horizonte de análise desfavorável, comparativamente ao que se projetou no cenário mais provável. Para caracterizar este ambiente, foram consideradas reduções das receitas e elevação de custos.

6. RESULTADOS

6.1 Caracterização da empresa estudada

Este trabalho foi desenvolvido em uma empresa do setor sucroalcooleiro, localizada na Região Sudoeste do Estado de São Paulo. A organização produz açúcar e álcool, além de gerar energia elétrica para o abastecimento interno da fábrica e do setor administrativo, queimando bagaço da cana-de-açúcar, subproduto da obtenção do álcool e do açúcar.

A incorporação de uma terceira fonte de receitas, proveniente da venda de energia elétrica excedente, é alvo de estudos por diversas organizações do setor sucroalcooleiro, pois a disponibilidade do material de abastecimento das fornalhas dos geradores é assegurada em boa parte do ano.

Entretanto, a adaptação da planta fabril demanda investimentos elevados. Além disso, os contratos mantidos com os compradores de energia impõem severas penalidades caso não sejam cumpridas as obrigações de fornecimento uniforme contratado. Também devem ser considerada a volatilidade dos preços do MWh de energia vendida, bem como as oscilações do custo do capital financiado de terceiros. Adicionalmente, existem

custos elevados com as obras de engenharia, licenciamentos ambientais e conexão da central à rede de transmissão, que podem comprometer a viabilidade econômica do projeto.

Atualmente, a empresa pode produzir até 27 MWh e estuda fazer investimentos necessários para a incorporação de mais 33 MWh à capacidade produtiva, perfazendo um total de 60 MWh de energia co-gerada. Os investimentos adicionais planejados, necessários para que o empreendimento entre em funcionamento, são apresentados na Tabela 4:

Tabela 4 - Orçamento de investimentos adicionais da central de co-geração

Descrição	Valor (R\$)	Participação
Caldeira 220 tvh - 65 kgf/cm ² - 510° C	35.000.000,00	35%
Turbo Gerador de 32 MW	15.000.000,00	15%
Turbo Gerador de 20 MW	10.000.000,00	10%
Turbina para gerador de 8 MW	1.500.000,00	1,5%
Válvulas redutoras (80 tvh/65-1,5)	250.000,00	0,25%
Subestação elevadora de tensão	4.500.000,00	4,5%
Instalações elétricas internas	3.000.000,00	3,0%
Tubulações e válvulas	1.000.000,00	1,0%
Obras de engenharia civil	3.500.000,00	3,5%
Conexão com a rede de transmissão	15.000.000,00	15,0%
Licenças e documentação	3.000.000,00	3,0%
Eletrificação e preparo da moenda	8.250.000,00	8,25%
Total	100.000.000,00	100,0%

Fonte: Resultados da pesquisa.

O investimento adicional estimado pela empresa, necessário para a implantação do projeto, é compatível com aquele proposto por Castro et al. (2008). Os autores argumentam que são necessários investimentos de aproximadamente R\$ 3.000.000,00 por MWh de potência adicional instalada no sistema.

Planeja-se, ainda, captar empréstimos de R\$ 80.000.000,00 junto ao BNDES, na modalidade FINEM, no segmento de Energias Alternativas. Avalia-se tomar os recursos para pagamento em 16 anos, sem carência, amortizados no Sistema de Amortizações Constantes (SAC), à taxa de juros de 10,47% ao ano, cabendo à empresa o aporte restante, de R\$ 20.000.000,00.

A taxa de juros programada do financiamento foi obtida a partir da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), de 6,0% ao ano, adicionada da Remuneração Básica do BNDES, de 0,9% ao ano. Também foi acrescida a Taxa de Risco de Crédito, orçada pelo agente financeiro em 2,0% ao ano e o *spread* de 1,57% ao ano, perfazendo uma taxa de juros anual de 10,47%.

Os custos de conexão com a rede de transmissão foram estimados em R\$ 1.000.000,00 por km percorrido. Considerando-se que a central está distante aproximadamente 15 km do ponto de conexão com a rede, a empresa avalia gastos de R\$ 15.000.000,00. Esta estimativa é compatível com as avaliações da UNICA (2012), a qual considera que os custos de conexão com a rede podem representar até 30% do investimento total do projeto.

A central usa 3 caminhões para a movimentação do bagaço, com rodízio de 4 motoristas, além de um trator e o respectivo tratorista. Todos os implementos já trabalham conjuntamente nas operações da produção de açúcar e álcool, não onerando os custos de co-geração. Apenas os gastos com os salários dos motoristas, dos responsáveis pela manutenção, do tratorista e do engenheiro elétrico foram alocados ao projeto.

6.2 Avaliação da viabilidade econômica pelos métodos do VPL, *Payback* e TIR

Para a avaliação da viabilidade econômica do projeto, em VPL, foram considerados três cenários alternativos, cada qual com suas premissas. O cenário pessimista considerou o surgimento de situações de mercado que aumentem o risco da atividade, ocasionando redução das entradas e aumento de saídas de caixa. No cenário mais provável, avaliou-se que o ambiente de negócios não sofra alterações significativas, tanto no médio

como no longo prazo, mantendo-se como planejado atualmente pela empresa. O cenário otimista retratou um ambiente menos arriscado, contando com elevação das entradas de caixa e redução das saídas. A Tabela 5 retrata os custos operacionais do projeto em cada cenário proposto:

Tabela 5 - Custos operacionais anuais por cenário de avaliação

Custos	Cenários		
	Pessimista (R\$)	Mais Provável (R\$)	Otimista (R\$)
Linhas de Transmissão	1.680.000,00	1.680.000,00	1.680.000,00
Folha de Pagamento	250.000,00	250.000,00	250.000,00
Bagaço de Terceiros	3.150.000,00	2.700.000,00	2.250.000,00
Seguros	8.000.000,00	5.000.000,00	4.000.000,00
Total	13.080.000,00	9.630.000,00	8.180.000,00

Fonte: Dados da pesquisa.

Os custos com uso o das linhas de transmissão e com a folha de pagamento permanecem inalterados nos três cenários construídos. Isto ocorreu em virtude das características contratuais destes custos, acarretando dificuldades para alterações de seus valores, exceto nas situações pactuadas. Os custos com o financiamento constam do Apêndice 4, p. 105).

A empresa atualmente processa aproximadamente 16.000 toneladas diárias de cana, moendo em torno de 4.000.000 de toneladas por safra, produzindo 1.120.000 toneladas de bagaço, aproximadamente.

Este bagaço abastece as necessidades para a queima durante a safra e forma um estoque regulador, o qual atende a empresa durante boa parte da entressafra. Projeta-se a necessidade de 1.200.000 toneladas de bagaço por ano, para fazer frente ao fornecimento de energia elétrica durante o ano todo, impondo uma necessidade de aquisição anual de aproximadamente 90.000 toneladas anuais de bagaço de terceiros, para que o sistema de co-geração opere sem riscos de desabastecimento.

No cenário mais provável, considerou-se o custo de R\$ 30,00 por tonelada. Utilizou-se custo por tonelada de bagaço de R\$ 35,00 no cenário pessimista e de R\$ 25,00 por tonelada no cenário otimista.

Os preços de aquisição do bagaço no cenário mais provável e otimista são compatíveis com os apresentados por Luz et al. (2010) e Prudente et al. (2010). No cenário pessimista, avaliam-se elevações de custos superiores às presentes na literatura mencionada.

No cenário mais provável, os custos com os seguros da central de co-geração foram estimados em 5% do valor dos ativos segurados, perfazendo um gasto anual de R\$ 5.000.000,00.

Para refletir o aumento dos riscos do cenário pessimista, estimou-se que os custos com seguros sofram elevação de 60% em relação aos praticados no cenário mais provável.

Esta suposição considera o aumento dos riscos de sinistros cobertos pelas apólices, além da elevação dos custos operacionais das empresas de seguro, o que torna as operações mais caras e acarretam maiores gastos aos segurados. Esta conjunção de fatos fez com que fossem projetados gastos anuais de R\$ 8.000.000,00 com seguros da central de co-geração.

Ponderou-se a redução do risco de sinistros cobertos pelos seguros da central de co-geração no cenário otimista. Isto determinou uma redução de 20% na projeção dos gastos com seguros, em comparação com o planejado no cenário mais provável, gerando pagamentos anuais de R\$ 4.000.000,00.

Após a inserção das variáveis de risco usadas nas simulações de VPL do projeto, o @Risk produziram-se as medidas estatísticas de (PV), (i) e (MAN). A qualidade do ajustamento das variáveis às respectivas distribuições de probabilidades foi testada pelo Módulo *Bestfit*, utilizando-se o Teste do Qui-Quadrado.

Os elementos que compuseram os conjuntos de dados de (PV) podem ser vistos nos Apêndices 1 (p. 102), 5 (p. 106) e 8 (p. 109). A Tabela 6 mostra as estatísticas de (PV) no cenário pessimista, mais provável e otimista:

Tabela 6 - Dados estatísticos de (PV) por cenário

Dados Estatísticos	Estatísticas de (PV)		
	Pessimista	Mais Provável	Otimista
Distribuição	Beta Geral	Triangular	Triangular
Valor Mínimo	R\$ 94,83	R\$ 74,59	R\$ 103,80
Valor Máximo	R\$ 186,11	R\$ 196,72	R\$ 196,72
Média	R\$ 146,85	R\$ 153,90	R\$ 163,64
Moda	n/c	R\$ 190,41	R\$ 190,41
Mediana	R\$ 151,90	R\$ 158,69	R\$ 167,23
Variância	1.005,90	788,07	449,21
Desvio-Padrão	R\$ 31,72	R\$ 28,08	R\$ 21,19
Assimetria	-0,27	-0,56	- 0,56
Coeficiente de Variação	0,22	0,18	0,13

Fonte: Resultados da pesquisa.

O @Risk 4.5 selecionou a Distribuição Triangular como a mais apropriada para representar o conjunto de dados de (PV), tanto no cenário mais provável, como no otimista. A Distribuição Beta Geral foi escolhida para representar (PV) no cenário pessimista.

Os dados coletados de (PV) foram usados integralmente no cenário mais provável, perfazendo um total de 100 observações, como se visualiza no Apêndice 1. O valor esperado de (PV) neste cenário foi R\$ 153,90, enquanto o mais frequentemente observado foi R\$ 190,41. O preço mediano apurado foi R\$ 158,69, situado acima da média aritmética de (PV). O desvio-padrão e o coeficiente de variação apurados mostram que há reduzida dispersão dos preços ao redor de sua média.

A representação gráfica da distribuição de probabilidades de (PV) no cenário mais provável pode ser visualizada na Figura 1:

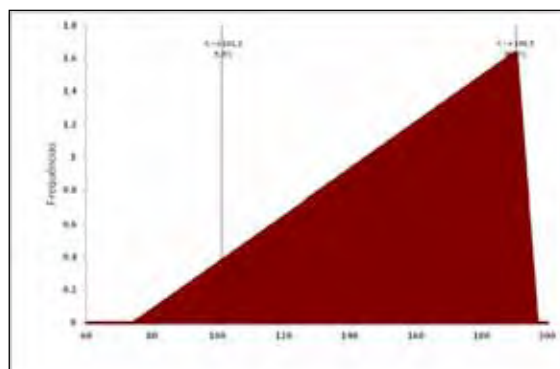


Figura 1 - Distribuição estatística de (PV) cenário mais provável:

Fonte: Resultados da pesquisa

O formato da curva de distribuição de (PV) observada no cenário mais provável indica a existência de valores extremos na cauda inferior, como comprovado pelo coeficiente de assimetria negativo, calculado na Tabela 6.

A composição do cenário pessimista foi elaborada com objetivo de mostrar a potencial redução do desempenho financeiro do projeto. Foram excluídos os elementos de (PV) situados acima do terceiro quartil dos dados, gerando um conjunto de 72 observações. O Apêndice 8 mostra a composição de preços usados neste cenário. A redução do conjunto de dados fez com que suas características estatísticas de (PV) sofressem alterações, vistas na Tabela 5.

No cenário pessimista, observou-se o menor (PV) esperado, de R\$ 146,85 por MWh de energia comercializada. Também foi apurada a menor mediana, de R\$ 151,90 por MWh de energia vendida. O tipo de distribuição selecionada não apresentou moda. Foi no cenário pessimista que se apurou a maior dispersão entre os preços de venda da energia elétrica, com desvio-padrão de R\$ 31,72. O coeficiente de variação calculado foi o maior dentre os cenários estabelecidos, reforçando as evidências da elevação do potencial de risco do projeto segundo as premissas do cenário pessimista. Também foram verificadas concentrações de preços na cauda inferior e superior do conjunto de dados.

A representação da distribuição estatística de (PV) no cenário pessimista de VPL pode ser visualizada na Figura 2:

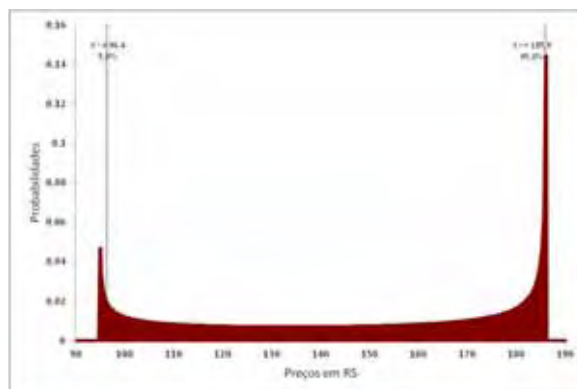


Figura 2 - Distribuição estatística de (PV) no cenário pessimista.

Fonte: Resultados da pesquisa.

A composição de (PV) no cenário otimista teve como objetivo refletir as expectativas de melhoria de desempenho do projeto, decorrentes da elevação dos preços recebidos pelo MWh comercializado e redução dos custos. Para tanto, foram excluídos os elementos situados abaixo do primeiro quartil dos dados originais. O Apêndice 5 retrata o conjunto dos preços do MWh no cenário otimista.

Como se vê na Tabela 5, o maior preço de venda mediano de energia foi obtido no cenário otimista. Também nestas condições foi apurada menor dispersão entre os elementos de (PV), apontando desvio-padrão de R\$ 21,19 ao redor da média dos preços.

Adicionalmente, foi observado que os preços de venda do MWh têm o menor coeficiente de variação dentre os calculados em cada cenário, reforçando os indícios do menor potencial de risco ao investimento.

A distribuição de probabilidades de (PV) no cenário otimista possui coeficiente de assimetria negativo, indicando a existência de valores extremos na cauda inferior da curva, como se observa na Figura 3:

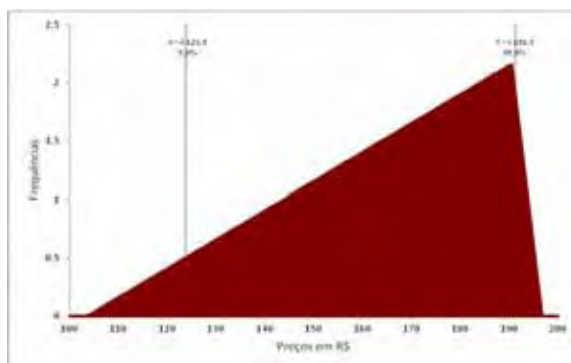


Figura 3 - Distribuição estatística de (PV) no cenário otimista

Fonte: Resultados da pesquisa.

Com exceção do (PV) exibido no cenário pessimista, os preços médios de venda do MWh são considerados atraentes, visto que o setor sucroenergético espera receber em média R\$ 150,00 pelo MWh de energia elétrica entregue às concessionárias.

Após a inserção dos elementos de (i) no @Risk 4.5, foram obtidas as medidas estatísticas desta variável, em cada cenário de estudo.

Não houve aplicação de filtros para (i) na composição do cenário mais provável, considerando-se integralmente os dados coletados. O Apêndice 2 (p. 103) retrata o conjunto de dados de (i) no cenário mais provável.

Para refletir o aumento do risco próprio do cenário pessimista, considerou-se a elevação potencial das taxas de juros, excluindo-se dos elementos localizados abaixo do primeiro quartil do conjunto de dados coletados. No Apêndice 9 (p. 110) podem ser visualizados os elementos de (i) no cenário pessimista.

Foram excluídos os elementos situados acima do terceiro quartil (i), para refletir as melhores expectativas próprias do cenário otimista. Dessa forma, as taxas de desconto mais elevadas deixaram de fazer parte do conjunto de elementos estudados neste cenário. Os elementos que compuseram o conjunto de taxas de desconto utilizadas no cenário otimista podem ser vistos no Apêndice 6 (p. 107). Na Tabela 7, podem ser observados os dados estatísticos de (i) nos seus respectivos cenários:

Tabela 7 - Dados estatísticos de (i) por cenário

Dados Estatísticos	Estatísticas de (i)		
	Pessimista	Mais Provável	Otimista
Distribuição	Logística	Logística	Beta Geral
Valor Mínimo	Infinito	Infinito	10,47%
Valor Máximo	Infinito	Infinito	14,22%
Média	13,6947%	12,7680%	12,1345%
Moda	13,6747%	12,7680%	11,5511%
Mediana	13,6747%	12,7680%	11,6833%
Variância	0,00036544	$5,33 \times 10^{-4}$	0,00025641
Desvio-Padrão	1,9116%	2,3081%	1,6013%
Assimetria	0,00	0,00	0,2032
Coefficiente de Variação	0,012	0,18	0,01

Fonte: Resultados da pesquisa.

A Distribuição Logística foi considerada a mais adequada para os elementos de (i) no cenário pessimista e no mais provável, enquanto a Distribuição Beta Geral foi a mais indicada para representar o cenário otimista. O Módulo *Bestfit* do *@Risk 4.5* testou a qualidade do ajustamento dos dados de (i) às distribuições selecionadas.

No cenário pessimista, são esperadas taxas de desconto mais elevadas, de 13,67% ao ano. As menores taxas de desconto médias foram obtidas no cenário otimista. O comportamento das taxas de desconto reflete adequadamente as expectativas ambientais propostas em cada cenário de avaliação. No cenário mais provável, foi observado o maior desvio-padrão entre os dados coletados de (i), bem como o maior coeficiente de variação. Isto pode ser explicado pela utilização integral dos dados da variável em estudo. A redução do conjunto de dados pode interferir nos cálculos de dispersão, influenciando o coeficiente de variação e assimetria dos elementos restantes. A Figura 4 expõe a representação gráfica da distribuição estatística de (i) no cenário pessimista:

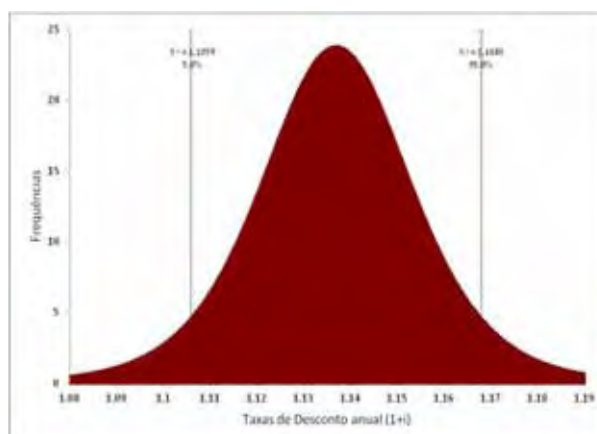


Figura 4 - Distribuição estatística de (i) no cenário pessimista

Fonte: Resultados da pesquisa.

A Figura 5 exibe a representação gráfica da distribuição estatística de (i) no cenário otimista:

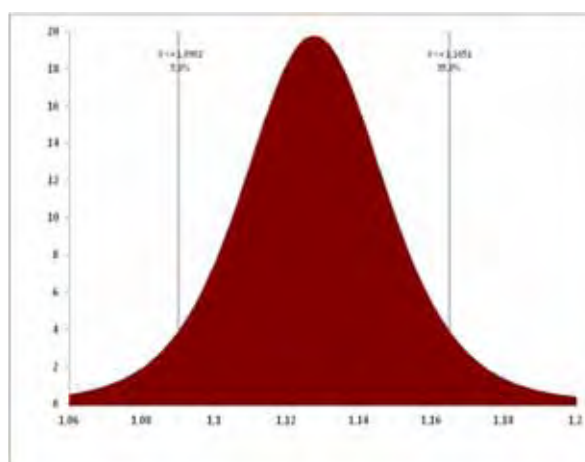


Figura 5 - Distribuição estatística de (i) no cenário mais provável

Fonte: Resultados da pesquisa.

A assimetria nula fez com que (i) tivesse média, moda e mediana iguais nos cenários pessimista e mais provável, indicando que não existem valores extremos nas caudas das distribuições. A ausência de assimetria pode contribuir para a redução da dispersão dos valores ao redor da média das taxas de desconto, bem como a ausência de *outliers* pode reduzir o risco em cada cenário.

A assimetria positiva do conjunto de dados de (i), verificada no cenário otimista, indica a presença de valores extremos na cauda superior da distribuição de frequências, o que pode gerar resultados simulados discrepantes em relação aos médios. Todavia, a reduzida concentração dos valores extremos não distorce os resultados obtidos.

O exame do coeficiente de variação de (i) em cada cenário revela que há reduzida dispersão dos dados ao redor das taxas médias de desconto. De acordo com as estatísticas de (i), avalia-se que o cenário pessimista traduz as piores expectativas sobre o desempenho do projeto, mesmo apresentando um coeficiente de variação reduzido (como visto na Tabela 7). No cenário otimista, verificou-se que (i) tem média e mediana maiores do que a moda. Esta é uma característica própria de distribuições com assimetria positiva. Todavia, foi no cenário otimista que se verificou a menor dispersão de (i), sugerindo menor potencial de risco ao empreendimento. A Figura 6 exibe a distribuição estatística de (i) no cenário otimista:

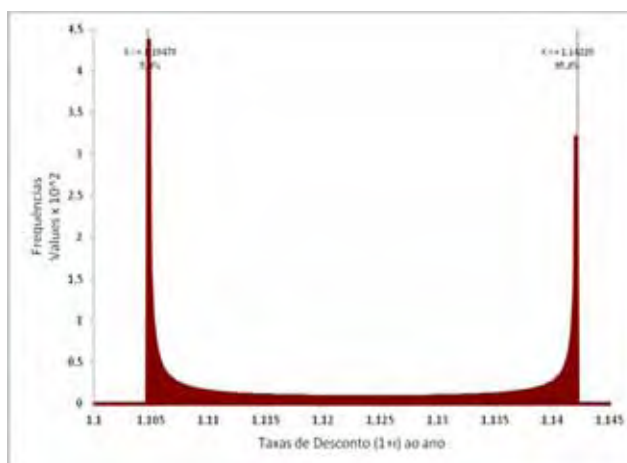


Figura 6 - Distribuição estatística de (i) no cenário otimista

Fonte: Resultados da pesquisa.

As informações sobre os gastos com manutenção foram coletadas internamente na empresa estudada. Foram obtidos dados sobre a evolução dos gastos com manutenção de equipamentos por MWh de potência instalada. Os apêndices 3 (p. 104), 7 (p. 108) e 10 (p. 111) mostram os dados coletados de (MAN). Estes elementos foram complementados com informações obtidas de fabricantes, fornecedores e de outras empresas

do setor sucroalcooleiro, que possuam sistemas de co-geração em pleno funcionamento, vistos na Tabela 8:

Tabela 8 - Dados estatísticos de (MAN) por cenário

Dados Estatísticos	Estatísticas de (MAN)		
	Pessimista	Mais Provável	Otimista
Distribuição	Risk Extreme	Logística	Uniforme
Valor Mínimo	Infinito	Infinito	R\$ 477.571,00
Valor Máximo	Infinito	Infinito	R\$ 6.016.429,00
Média	R\$ 5.014.728,00	R\$ 4.099.063,00	R\$ 3.245.000,00
Moda	R\$ 4.214.575,00	R\$ 4.099.063,00	n/c
Mediana	R\$ 4.722.646,00	R\$ 4.099.063,00	R\$ 3.245.000,00
Variância	$3,16065695 \times 10^{12}$	$4,78 \times 10^{15}$	$2,568272 \times 10^{12}$
Desvio-Padrão	R\$ 1.777.908,00	R\$ 2.187.253,00	R\$ 1.600.000,85
Assimetria	1,14	0,00	0,00
Coeficiente de Variação	0,35	0,53	0,49

Fonte: Resultados da pesquisa.

A Distribuição Logística foi selecionada como a mais adequada para representar os elementos de (MAN) coletados no cenário mais provável. O cenário pessimista foi caracterizado pela Distribuição Risk Extreme, e no otimista, selecionou-se a Distribuição Uniforme. A qualidade dos ajustamentos foi avaliada pelo Módulo *Bestfit*, com emprego do Teste do Qui-Quadrado.

A Tabela 8 indica que (MAN) é a variável que possui maior dispersão dentre as utilizadas nos modelo de VPL, TIR e *Payback* do projeto, em qualquer cenário. A menor dispersão foi apurada no cenário pessimista. As elevadas dispersões fazem com que (MAN) seja uma variável com elevado potencial de risco para o empreendimento.

Apesar da elevada dispersão, (MAN) é simétrica no cenário mais provável e no otimista, exibindo assimetria positiva e pronunciada no cenário pessimista. A

assimetria mencionada pode gerar reflexos nos resultados estimados do projeto neste cenário.

A Figura 7 mostra a representação gráfica da distribuição estatística de (MAN) no cenário mais provável:

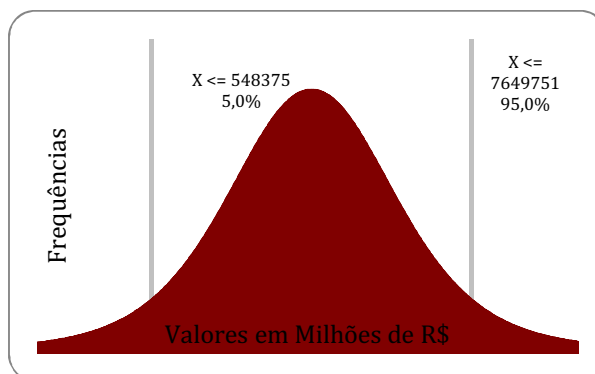


Figura 7 - Distribuição estatística de (MAN) no cenário mais provável

Fonte: Resultados da pesquisa.

A representação gráfica da distribuição de probabilidades de (MAN) no cenário pessimista pode ser vista na Figura 8:

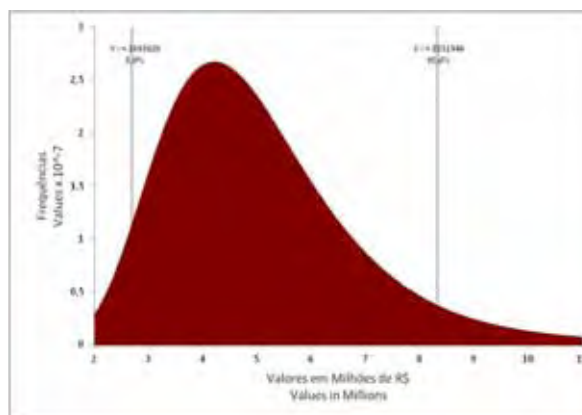


Figura 8 - Distribuição estatística de (MAN) no cenário pessimista

Fonte: Resultados da pesquisa.

A representação gráfica da distribuição estatística de (MAN), no cenário otimista, pode ser vista na Figura 9:

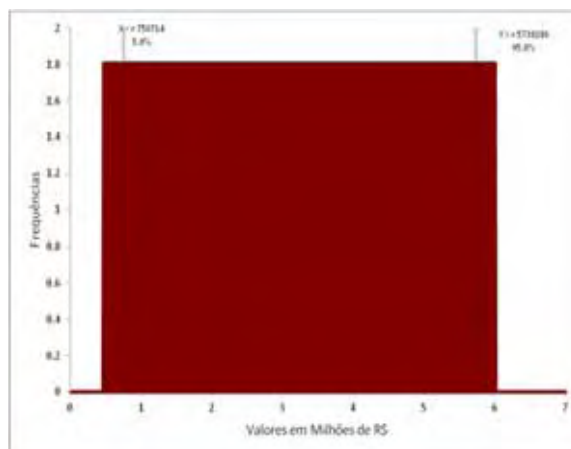


Figura 9 - Distribuição estatística de (MAN) no cenário otimista

Fonte: Resultados da pesquisa.

Após a realização das análises das distribuições estatísticas referentes a cada variável, assim como o procedimento da apuração de suas medidas de posição, dispersão e assimetria, foram realizadas 10.000 iterações de (PV), (i) e (MAN) sobre o modelo de VPL relativo a cada cenário constituído.

O cenário mais provável foi caracterizado como um ambiente no qual as entradas e as saídas de caixa se comportaram como esperado pela empresa, em horizonte de planejamento de médio e longo prazo. Para indicar os desembolsos com ICMS, PIS e COFINS, aplicou-se alíquota de 10% sobre o faturamento anual.

O cenário otimista ponderou as perspectivas de elevação das entradas de caixa e redução de desembolsos. A tributação foi considerada no mesmo patamar do cenário mais provável, pois a hipótese de redução da carga tributária sobre o empreendimento, mesmo no cenário otimista, pareceu remota.

A composição do cenário pessimista avaliou a redução dos preços recebidos pela energia comercializada e concomitante elevação de custos. Para tanto, utilizou-se de um conjunto de dados para (PV) capaz de indicar a expectativa de redução de preço de venda da energia elétrica, enquanto a composição (i) e (MAN) sinalizou elevação dos custos.

Para caracterizar a elevação da carga tributária sobre o faturamento do empreendimento, aplicou-se alíquota de 15% sobre as vendas de energia elétrica, promovendo um acréscimo de 50% sobre a tributação estimada nos cenários otimista e mais provável.

Não foi computado nas projeções o pagamento de impostos sobre o lucro, como, por exemplo, Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ). Tal impossibilidade ocorreu em virtude de a empresa apurar seus resultados de forma global, não segregando as projeções dos resultados de suas operações na produção de açúcar, etanol e energia elétrica.

No Apêndice 11, são visualizadas as saídas operacionais de caixa estimadas por ano da vida do projeto, em cada cenário constituído. Para a obtenção dos descaixes líquidos anuais de cada cenário, foram somados os custos operacionais anuais (Tabela 5), os custos anuais de manutenção (Apêndice 3 – no cenário mais provável, Apêndice 7 - no cenário otimista e Apêndice 10 – no cenário pessimista) além dos custos anuais de financiamentos (exibidos no Apêndice 4).

Independentemente do cenário, os desembolsos líquidos possuem tendência declinante. Isto ocorre em função da característica do sistema de amortização do financiamento de R\$ 80.000.000,00, captados junto ao BNDES.

No Sistema SAC, as parcelas são decrescentes, fazendo com que o valor anual dos descaixes acompanhe o movimento da amortização do empréstimo.

Considerando-se a taxa de juros do empréstimo constante durante toda a vigência do contrato e que não houve carência. Dessa maneira, as parcelas do financiamento oneraram os custos do projeto desde primeiro ano de sua projeção, em todos os cenários constituídos.

Também se deve considerar que os desembolsos anuais com os financiamentos não sofreram alterações a cada cenário estudado.

A Tabela 9 mostra os resultados obtidos nas simulações de VPL do projeto, nos cenários pessimista, mais provável e otimista:

Tabela 9 - Resultados das simulações de VPL

Percentil	Cenário (em R\$)		
	Pessimista	Mais Provável	Otimista
10°	(34.206.060,00)	17.864.310,00	60.193.550,00
20°	(15.503.990,00)	46.732.610,00	81.800.570,00
30°	7.104.541,00	68.385.400,00	98.269.800,00
40°	31.352.010,00	87.053.630,00	111.440.000,00
50°	55.251.810,00	103.091.800,00	123.992.800,00
60°	75.019.660,00	117.826.500,00	135.573.800,00
70°	91.689.490,00	132.644.000,00	146.651.300,00
80°	105.278.900,00	149.014.900,00	159.664.500,00
90°	119.740.300,00	169.846.400,00	177.408.000,00
Mínimo	(102.369.200,00)	(70.051.010,00)	(69.887.990,00)
Máximo	224.047.300,00	353.396.700,00	433.663.800,00
Média	48.241.040,00	98.871.300,00	120.947.300,00
Moda	110.136.800,00	99.048.420,00	144.986.800,00
Desvio Padrão	58.712.820,00	59.111.582,00	43.604.040,00
CV	1,22	0,60	0,36
Assimetria	-0,14	-0,06	-0,22

Fonte: Resultados da pesquisa.

Os resultados obtidos após as 10.000 iterações das variáveis de risco sobre o modelo de VPL mostram que o pior desempenho projetado ocorreu no cenário pessimista. Observa-se VPL positivo apenas nas imediações do 25° percentil de resultados simulados, enquanto no cenário mais provável se nota VPL positivo no 10° percentil, e no otimista, no 5° percentil.

O menor VPL médio foi apurado no cenário pessimista, enquanto o maior VPL médio foi obtido no cenário otimista. Nos três cenários simulados de VPL,

observaram-se a ocorrência de VPL positivo. Entretanto, observam-se elevados níveis de dispersão, como indicado no coeficiente de variação relativo a cada cenário (conforme Tabela 9).

Durante a geração de números aleatórios pelo @Risk 4.5, verificou-se que o menor VPL mínimo produzido nas simulações ocorreu no cenário pessimista. Também como esperado, o maior VPL máximo dentre as avaliações foi produzido no cenário otimista (vide Tabela 9). As amplitudes apuradas pelas diferenças entre o VPL máximo e o VPL mínimo de cada cenário foram decorrência da geração aleatória de números do @Risk 4.5.

O comportamento da moda foi considerado dentro do previsto. O menor VPL modal foi obtido no cenário pessimista, ao passo que o maior VPL modal foi apurado no cenário otimista. Tais resultados refletem as tendências dos valores de entradas e saídas de caixa, próprios de cada cenário.

A evidência de modas positivas nos três cenários corrobora a hipótese de bom desempenho do empreendimento quanto ao seu potencial estimado de gerar VPL favorável. O histograma de frequências contendo os resultados das 10.000 iterações simuladas no cenário mais provável é visualizado na Figura 10:

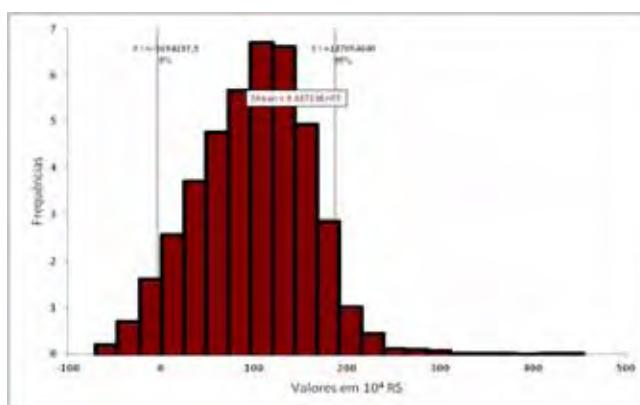


Figura 10 - Histograma de frequências de VPL no cenário mais provável

Fonte: Resultados da pesquisa.

De acordo com o histograma dos resultados simulados, o VPL médio do projeto se encontra situado no intervalo entre (R\$ 36.994.197,00) e R\$ 187.054.064,00 com um nível de confiança de 90%.

Nota-se que há elevada concentração de resultados na região central da figura. Além disso, observa-se que as simulações produziram uma reduzida porção de classes contendo VPL negativo. Este mesmo comportamento foi visto nas classes contendo resultados de VPL maiores do que R\$ 200.000.000,00 localizados além do 90º percentil. Também foi possível verificar a presença de leve assimetria negativa dos resultados, conforme se vê na Tabela 9, sugerindo a ocorrência de valores extremos na cauda inferior do histograma. A ocorrência de moda positiva e superior à média é uma característica própria de distribuições de frequências com assimetria negativa.

Avaliando-se a dispersão dos resultados simulados, observou-se que seu comportamento ocorreu dentro das expectativas próprias de cada cenário. A maior dispersão entre os resultados de VPL foi apurada no cenário pessimista, enquanto a menor delas foi apurada no cenário otimista (conforme os resultados da Tabela 9). Considerando-se as premissas de risco de cada cenário, as dispersões se mantiveram dentro de padrões lógicos.

A Figura 11 exibe a curva de valores acumulados por classe de VPL, no cenário mais provável:

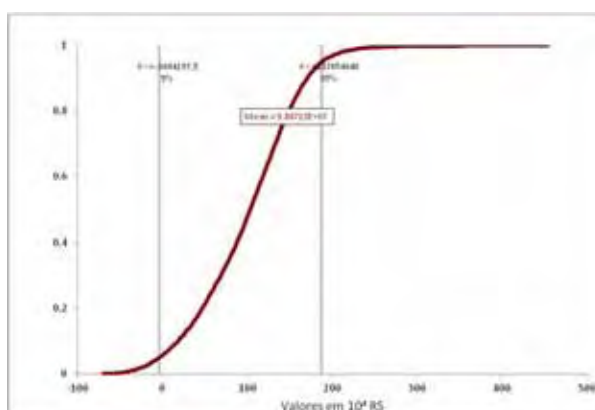


Figura 11 - Frequências acumuladas de VPL no cenário mais provável

Fonte: Resultados da pesquisa.

Verifica-se que há reduzida porção de resultados simulados contendo VPL negativo, com probabilidade de ocorrência inferior a 20%. O projeto atinge seu potencial máximo de acumulação de VPL nas proximidades do 80º percentil, a partir do qual passa a acumular VPL mais suavemente.

Os resultados simulados no cenário pessimista mostram que o projeto tem menor potencial de gerar VPL positivo. A redução dos preços de venda do MWh de energia elétrica conjuntamente com a perspectiva de elevação de custos, fazem com que o potencial do empreendimento seja prejudicado.

Na Tabela 9, pode-se verificar que o empreendimento alcança VPL positivo a partir do 30º percentil no cenário pessimista. De acordo com os resultados simulados, o VPL médio do projeto no cenário pessimista está compreendido no intervalo entre (R\$ 42.764.334,00) e R\$ 131.344.576,00 para um nível de confiança de 90%. Da mesma forma, foi no cenário pessimista que ocorreu a maior dispersão dentre os resultados simulados de VPL. Muito embora o desvio-padrão verificado no cenário mais provável tenha sido superior, o coeficiente de variação apurado no cenário pessimista foi maior, confirmando que, nas condições pessimistas, o projeto oferece maior nível de risco aos seus investidores.

Na figura 12, visualiza-se o histograma de frequências dos resultados simulados no cenário pessimista:

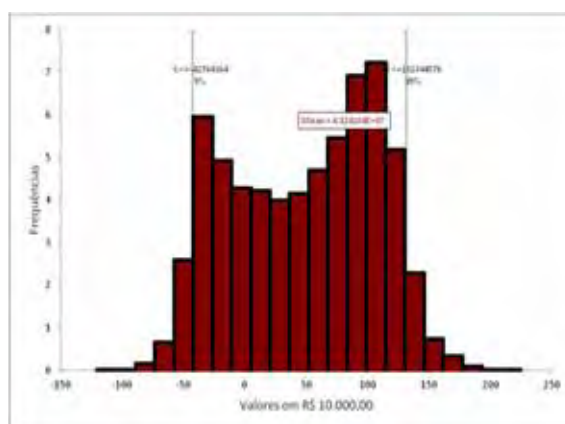


Figura 12 - Histograma de frequências de VPL no cenário pessimista

Fonte: Resultados da pesquisa.

O histograma de frequências indica a existência de classes de resultados com VPL negativo. O comportamento das variáveis de risco próprias deste cenário fez com que os resultados fossem menos favoráveis do que no cenário mais provável e otimista. Nota-se que o VPL modal se aproxima do limite superior dos resultados de VPL simulados.

Verificando-se a Figura 13, observa-se que a probabilidade de ocorrência de VPL negativo no cenário pessimista é maior do que 20%. As perspectivas de redução dos preços de venda da energia elétrica e aumento de custos aumentou a probabilidade de o projeto não alcançar VPL favorável.

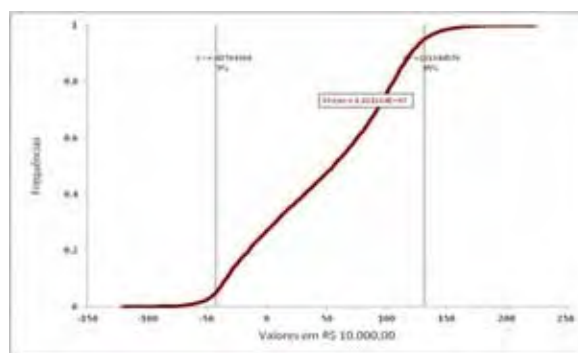


Figura 13 - Frequências acumuladas de VPL no cenário pessimista

Fonte: Resultados da pesquisa.

Após a realização das 10.000 iterações das variáveis de risco sobre o modelo de VPL no cenário otimista, verificou-se que o projeto tem aproximadamente 5% de probabilidades de gerar VPL negativo. Neste cenário, obtém-se o maior VPL médio dentre os cenários simulados, além do maior VPL modal (vide Tabela 8).

Conforme os dados da Tabela 9, também foi no cenário otimista onde se obteve o menor desvio-padrão para o VPL simulado, indicando o menor risco do projeto nas condições otimizadas. O coeficiente de variação dos resultados simulados reforça esta condição, pois é o menor dentre os valores observados nos cenários produzidos.

O histograma de frequências obtido nas simulações mostra que há concentração dos resultados na região central do gráfico. Igualmente se verificam reduzidas concentrações nas caudas inferior e superior da figura. A leve assimetria negativa, confirmada

pelo coeficiente de assimetria da Tabela 9, salienta a presença de valores extremos na cauda inferior do histograma. Na Figura 14, pode ser visualizado o histograma contendo os resultados simulados de VPL no cenário otimista:

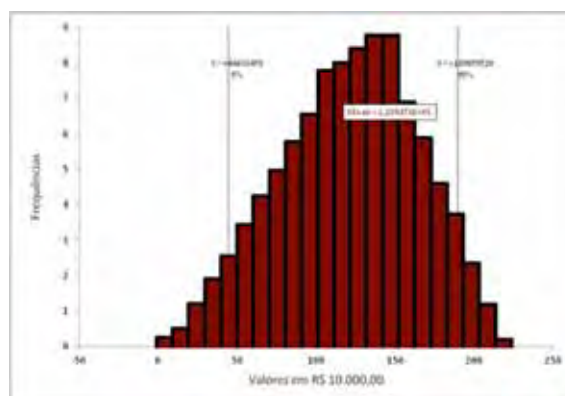


Figura 14 - Histograma de frequências de VPL no cenário otimista

Fonte: Resultados da pesquisa.

O gráfico de frequências acumuladas salienta que no cenário otimista o projeto tem reduzida porção indicando VPL positivo. De acordo com o exposto na Figura 17, a probabilidade de ocorrer VPL negativo é aproximadamente nula. Também pode ser verificada que a probabilidade de ocorrência de resultados maiores do que VPL médio é menor do que 30%. A Figura 15 mostra as frequências acumuladas do VPL no cenário otimista:

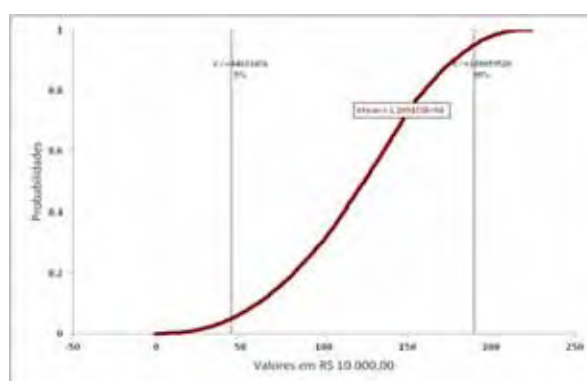


Figura 15 - Frequências acumuladas de VPL no cenário otimista

Fonte: Resultados da pesquisa.

Os resultados da análise de sensibilidade das variáveis usadas nas simulações de VPL do projeto são visualizados na Tabela 10:

Tabela 10 - Coeficientes de sensibilidade das variáveis de risco para o VPL

Variáveis	Cenário					
	Pessimista		Mais Provável		Otimista	
	Regressão	Correlação	Regressão	Correlação	Regressão	Correlação
(PV)	0,954	0,945	0,894	0,889	0,863	0,898
(i)	-0,165	-0,184	-0,333	-0,301	-0,303	-0,362
(MAN)	-0,209	-0,199	-0,268	-0,250	-0,265	-0,266
R ²	0,9867		0,9734		0,9818	

Fonte: Resultados da pesquisa.

O preço de venda do MWh de energia à concessionária é a variável que interfere mais fortemente nos resultados de VPL do projeto, nos três cenários estudados. De acordo com a Tabela 10, a maior sensibilidade a movimentações de preços é associada ao cenário pessimista, no qual reduções de R\$ 1,00 em (PV) acarretam reduções de R\$ 0,95 no VPL do projeto. A mesma tendência foi encontrada no cenário mais provável, onde reduções de R\$ 1,00 nos preços acarretam redução de R\$ 0,89 no VPL do projeto. A menor sensibilidade a preços foi apurada no cenário, no qual reduções de R\$ 1,00 em (PV) motivam diminuição de R\$ 0,86 no VPL projetado do investimento.

Também se pode observar que (i) e (MAN) influenciam negativamente os resultados de VPL em quaisquer dos cenários construídos. No cenário pessimista, apura-se a menor sensibilidade do VPL a variações em (i) e (MAN). Aumentos de 1% na taxa de desconto do projeto reduzem o seu VPL em R\$ 0,16, ao passo que aumentos de R\$ 1,00 nos gastos com manutenção causam redução de R\$ 0,21 no VPL estimado. As maiores sensibilidades a variações em (i) e (MAN) foram percebidas no cenário mais provável. O cenário otimista é menos sensível a variações em (i) e (MAN).

Como previsto, observa-se que (PV) possui correlação positiva forte com as previsões de VPL. De acordo com a Tabela 10, os preços têm coeficiente de correlação maior do que 0,94 no cenário pessimista e próximo de 0,90 no cenário mais provável e no pessimista.

Da mesma forma, o comportamento de (i) e (MAN) indicou correlação negativa fraca com o VPL, destacando-se os resultados do cenário otimista, que evidenciaram maior força de correlação oposta de (i) e (MAN).

Quanto ao poder explicativo das variáveis, notou-se que coeficiente de determinação (R^2) indicou que houve um excelente ajuste das variáveis aos resultados obtidos nas simulações de VPL.

Os resultados de R^2 mostrados na Tabela 10 evidenciam que (PV), (i) e (MAN) explicam 98,67% dos resultados do cenário pessimista, 97,34% no cenário mais provável e 98,18% no otimista. Portanto, restam, aproximadamente, 2% das variações observadas nos resultados simulados de VPL creditadas a elementos diversos ou às variáveis não inseridas do modelo.

Além da análise do VPL, elaborou-se uma estimativa do tempo de recuperação do investimento realizado com o capital próprio da empresa, de R\$ 20.000.000,00, nas premissas de cada cenário de estudo.

O cálculo do *Payback* foi efetuado mediante uso dos resultados mais prováveis (médias) das variáveis de risco (PV), (i) e (MAN), obtidas nos tratamentos das variáveis usadas nas simulações feitas pelo @Risk 4.5.

Os resultados médios assumidos por (PV) em cada cenário podem ser vistos na Tabela 6, enquanto os resultados médios de (i) são apresentados na Tabela 7, e os resultados médios de (MAN) são exibidos na Tabela 8.

Na Tabela 11, podem ser visualizados os fluxos livres de caixa anuais descontados, estimados para o projeto durante a sua vida útil. A composição de cada cenário observou o resultado médio de cada variável de risco usada nas simulações de VPL.

Tabela 11 - Fluxos de caixa livres descontados por cenário

Ano	Cenários (Resultados em R\$)		
	Pessimista	Mais Provável	Otimista
	(PV) = R\$ 146,85 (i) = 13,69% ao ano (MAN) = R\$ 5.014.728,00	(PV) = R\$ 153,90 (i) = 12,77 % ao ano (MAN) = R\$ 4.099.063,00	(PV) = 163,64 (i) = 12,13% ao ano (MAN) = R\$ 3.245.000,00
1	4.057.489,93	11.470.610,80	15.850.839,28
2	3.973.922,59	10.583.337,78	14.552.490,94
3	3.851.647,96	9.749.923,83	13.349.553,92
4	3.701.199,64	8.969.548,68	12.236.579,31
5	3.531.135,66	8.240.887,14	11.208.180,55
6	3.348.361,56	7.562.234,05	10.259.083,70
7	3.158.404,19	6.931.607,31	9.384.166,15
8	2.965.643,71	6.346.832,43	8.578.485,53
9	2.773.509,54	5.805.611,57	7.837.300,73
10	2.584.645,82	5.305.579,33	7.156.086,15
11	2.401.050,85	4.844.347,51	6.530.540,58
12	2.224.194,24	4.419.540,63	5.956.591,59
13	2.055.115,28	4.028.823,68	5.430.396,39
14	1.894.505,26	3.669.923,25	4.948.339,79
15	1.742.776,23	3.340.644,10	4.507.029,92
16	1.600.118,17	3.038.879,61	4.103.292,24
17	2.031.082,35	3.410.776,16	4.448.163,54
18	1.786.509,24	3.024.542,13	3.966.970,07
19	1.571.386,44	2.682.044,98	3.537.831,15
20	1.382.167,68	2.378.331,99	3.155.115,63

Fonte: Resultados da pesquisa.

Analisando-se preliminarmente os fluxos líquidos de caixa gerados anualmente na operação projetada do empreendimento, presentes na Tabela 11, observa-se que os resultados do cenário pessimista são os menos atraentes, enquanto os elementos do cenário otimista apontam resultados líquidos descontados anuais sistematicamente maiores do que os obtidos no cenário mais provável e no otimista.

A Tabela 11 indica que os menores valores líquidos descontados são encontrados sistematicamente no cenário pessimista, enquanto os maiores valores anuais são próprios do cenário otimista. Esta evidência se deu em virtude do comportamento das variáveis de risco de cada cenário. Na avaliação pessimista, as receitas são reduzidas, e os custos aumentados, havendo comportamento inverso na análise otimista. Além disso, os valores de (i) próprios do cenário pessimista geram maiores descontos sobre o fluxo de caixa líquido anual do projeto, existindo comportamento oposto no cenário otimista.

A Tabela 12 mostra o tempo de *Payback* do projeto em cada cenário, na ótica do VPL:

Tabela 12 - Projeções do Período de *Payback* por cenário

Cenário	<i>Payback</i>
Pessimista	5,26 anos
Mais Provável	1,82 anos
Otimista	1,29 anos

Fonte: Resultados da pesquisa.

Os resultados obtidos para o *Payback* do projeto sinalizam que o empreendimento é atraente nos três cenários constituídos.

Na avaliação do cenário pessimista, estimou-se que o investimento inicial realizado pela empresa seria recuperado em 5,26 anos (aproximadamente 5 anos e 3 meses). As projeções de receitas diminuídas, associadas com a elevação de custos, próprios do comportamento dos resultados esperados de (PV), (i) e (MAN) (Tabela 9), sugerem que a

recuperação se daria antes da metade da vida útil do projeto. Mesmo se considerando o horizonte de análise de longo prazo, o tempo de recuperação é satisfatório para a empresa.

Analisando-se o cenário mais provável, a combinação de previsões de entradas e saídas de caixa anuais descontadas, exibindo o comportamento esperado pela empresa (vide Tabela 11), fez com que se estimasse recuperar o investimento realizado em 1,82 anos (aproximadamente 1 ano e 10 meses). Os resultados médios de (PV), (i) e (MAN) aumentam as previsões de entradas de caixa e reduzem as saídas, sugerindo um período de *Payback* menor do que a observada no cenário pessimista.

Nas condições do cenário otimista, ficou evidenciado que o investimento em capital próprio da empresa seria recuperado em 1,29 anos, o que representa algo em torno de 1 ano e 4 meses. A redução do prazo de recuperação do capital se deu em função das expectativas de elevação no (PV) e redução de (i) e de (MAN), além da redução de parte dos custos operacionais associados ao projeto. A Tabela 11 mostra o fluxo de caixa líquido anual no cenário otimista.

As divergências observadas entre os tempos projetados de *Payback* se deram em virtude do comportamento das variáveis de risco próprios de cada cenário. Além disso, as mudanças nas projeções dos custos operacionais contribuem para o desempenho dos resultados projetados.

A determinação da taxa de desconto capaz de anular o VPL do projeto foi determinada pela TIR. Esta análise mostrou o potencial do empreendimento de suportar variações nas expectativas de risco do empreendimento motivadas por fatores ambientais e próprios do mercado. As taxas de desconto tiveram a finalidade de exprimir o grau de risco associado a cada cenário projetado.

Os fluxos de caixa livres anuais foram obtidos com a utilização das médias das variáveis de risco (PV) e (MAN), a cada ano, no seu respectivo cenário. Os resultados foram apurados a partir das receitas planejadas por ano, deduzidos dos custos operacionais (vide Apêndice 11, p. 110).

Tabela 13 - Fluxos de caixa livres anuais por cenário

Ano	Cenários (Resultados em R\$)		
	Pessimista	Mais Provável	Otimista
	(PV) = R\$ 146,85 (MAN) = R\$ 5.014.728,00	(PV) = R\$ 153,90 (MAN) = R\$ 4.099.063,00	(PV) = 163,64 (MAN) = R\$ 3.245.000,00
1	4.612.960,30	12.935.407,80	17.773.546,08
2	5.136.460,30	13.458.907,80	18.297.046,08
3	5.659.960,30	13.982.407,80	18.820.546,08
4	6.183.460,30	14.505.907,80	19.344.046,08
5	6.706.960,30	15.029.407,80	19.867.546,08
6	7.230.460,30	15.552.907,80	20.391.046,08
7	7.753.960,30	16.076.407,80	20.914.546,08
8	8.277.460,30	16.599.907,80	21.438.046,08
9	8.800.960,30	17.123.407,80	21.961.546,08
10	9.324.460,30	17.646.907,80	22.485.046,08
11	9.847.960,30	18.170.407,80	23.008.546,08
12	10.371.460,30	18.693.907,80	23.532.046,08
13	10.894.960,30	19.217.407,80	24.055.546,08
14	11.418.460,30	19.740.907,80	24.579.046,08
15	11.941.960,30	20.264.407,80	25.102.546,08
16	12.465.460,30	20.787.907,80	25.626.046,08
17	17.988.960,30	26.311.407,80	31.149.546,08
18	17.988.960,30	26.311.407,80	31.149.546,08
19	17.988.960,30	26.311.407,80	31.149.546,08
20	17.988.960,30	26.311.407,80	31.149.546,08

Fonte: Resultados da pesquisa.

Os fluxos livres de caixa anuais em cada cenário evoluem em ordem crescente. Isto se deu em razão da não aplicação da taxa de desconto, a qual foi obtida pela TIR. Nestas condições, observa-se que no 17º ano ocorre elevação acentuada dos valores dos fluxos. Isto se deu em razão da liquidação completa do financiamento, cuja última parcela foi prevista para o 16º ano do empreendimento, mas a ocorrência mencionada tem seu impacto minimizado em razão da distância da data focal zero.

Na Tabela 14, podem ser vistos os resultados da TIR, em cada cenário constituído.

Tabela 14 - Projeções da TIR em cada cenário

Cenário	TIR
Pessimista	31,28% ao ano
Mais Provável	68,50% ao ano
Otimista	91,72% ao ano

Fonte: Resultados da pesquisa

Tomando-se como base a afirmação de Carpio e Lora (2002), os quais apontam que 13% ao ano é uma taxa de desconto referencial para o setor açucareiro, avalia-se que o projeto tem elevado potencial de geração de VPL positivo nos três cenários constituídos.

A TIR apurada em cada cenário é superior àquela mencionada como taxa de desconto média do projeto em cada cenário de VPL estabelecido na pesquisa. A projeção de redução de receitas e elevação de custos, própria do cenário pessimista, determinou a redução da TIR do projeto, mas não a ponto de torná-lo inviável. Nestas condições, o projeto suportaria taxas de desconto até 31,28% ao ano antes de ter VPL negativo.

Os resultados calculados nas condições do cenário mais provável e no cenário otimista se mostraram amplamente favoráveis à implantação do projeto, pois sugeriram que o mesmo suportaria elevações significativas da taxa de desconto e, ainda assim, produziria VPL positivo.

Analisando-se globalmente o investimento adicional realizado na central de co-geração, com objetivo de exportação de 33MWh de energia, verificou-se que houve desempenho satisfatório. O exame da TIR apurada em cada cenário mostra que o projeto tem elevadas possibilidades de gerar VPL positivo, mostrando-se capaz de cobrir os seus custos operacionais e proporcionar resultados satisfatórios aos investidores.

O uso combinado de ativos na produção de energia, açúcar e álcool, bem como o compartilhamento de empregados, criou sinergias importantes para a viabilização do empreendimento na lógica do VPL. O financiamento de 80% do capital inicial do projeto, junto ao BNDES, permitiu a diluição desse valor ao longo dos 16 anos de vigência do financiamento, fazendo com que os encargos financeiros do endividamento fossem pagos com a venda de energia elétrica a preços de mercado. Se o endividamento, por um lado, aumenta os riscos do projeto, ao criar custos fixos, por outro, permite que a própria operação do empreendimento financie o capital de longo prazo.

Também se deve avaliar que o projeto é altamente sensível à flutuação dos preços do MWh da energia vendida. O comportamento de (PV) dentro dos valores esperados no cenário mais provável e no otimista aponta que o empreendimento tem elevadas probabilidades de remunerar adequadamente os investidores e retornar o capital investido em prazo reduzido. Contudo, reduções nos preços tornam o projeto vulnerável à pressão dos desembolsos fixos, independentes de produção.

O cenário pessimista mostra uma previsão do comportamento do empreendimento diante de uma redução de entradas de caixa e a concomitante elevação das saídas, ocasionada por aumento de custos de operação e redução de preços de venda da energia. Todavia, mesmo neste cenário, as probabilidades de ocorrer VPL positivo são de, aproximadamente, 75%, o que não inviabiliza o projeto. A avaliação do investimento na central de co-geração sob a ótica do caixa, usando-se o VPL como ferramenta de análise, mostra que o projeto é atraente nos três cenários estabelecidos.

Contudo, não se pode perder de vista que o VPL do empreendimento é fortemente influenciado pelos preços recebidos na venda de energia elétrica. Considerando-se que o projeto tem um longo horizonte de vida útil, mudanças significativas dos preços de

mercado do MWh de energia, ao longo do período de planejamento, poderiam comprometer as receitas do projeto.

6.3 Avaliação da viabilidade econômica pelo método do Resultado Contábil

Os preceitos da Contabilidade diferem dos fundamentos usados na avaliação com ênfase no fluxo de caixa, feita pelo VPL. Dentre as principais distinções, destacam-se a inclusão da depreciação dos ativos, bem como o reconhecimento de prováveis despesas, em função de gastos previsíveis com autuações ambientais, questões trabalhistas e de outras naturezas, que podem onerar o projeto.

A contabilização dos passivos contingenciais se justifica pela elevada probabilidade de a empresa sofrer autuações de naturezas variadas, as quais seriam cobertas pelas reservas para contingências propostas.

Usou-se alíquota geral de 10% ao ano sobre o total dos ativos imobilizados do projeto, de R\$ 100.000.000,00, perfazendo cota anual de depreciação de R\$ 10.000.000,00. Esta cota foi deduzida anualmente, até o décimo período da vida útil do empreendimento.

Após o término do prazo legal de depreciação dos ativos, não foram mais reconhecidas despesas projetadas com esse item. Entretanto, mesmo após totalmente depreciados, estes elementos ainda foram considerados produtivos, continuando sua contribuição na geração de receitas para a central de co-geração.

Portanto, independentemente da saída de caixa, considerou-se o impacto decorrente da redução do potencial produtivo dos ativos instalados, por ocasião do desgaste pelo uso ou obsolescência técnica sobre o desempenho do projeto.

Durante a avaliação do RC do projeto, foram usadas as mesmas variáveis de risco utilizadas na metodologia do VPL. Portanto, (PV), (i) e (MAN) possuem as mesmas medidas estatísticas já apuradas anteriormente, conforme se vê na Tabela 6 [(dados estatísticos de PV)], Tabela 7 [dados estatísticos de (i)] e Tabela 8 [dados estatísticos de

(MAN)], respectivamente. Os custos operacionais anuais do projeto, em cada cenário de estudo, são descritos na Tabela 15:

Tabela 15 - Custos operacionais utilizados na avaliação em RC

Custos	Cenários		
	Pessimista (R\$)	Mais Provável (R\$)	Otimista (R\$)
Linhas de Transmissão	1.680.000,00	1.680.000,00	1.680.000,00
Folha de Pagamento	250.000,00	250.000,00	250.000,00
Bagaço de Terceiros	3.150.000,00	2.700.000,00	2.250.000,00
Seguros	8.000.000,00	5.000.000,00	4.000.000,00
Provisões Contingenciais	3.000.000,00	2.000.000,00	1.200.000,00
Depreciação (10 anos)	10.000.000,00	10.000.000,00	10.000.000,00
Total	26.080.000,00	21.630.000,00	19.380.000,00

Fonte: Dados da pesquisa.

Foram utilizados os mesmos elementos relacionados na avaliação pelo VPL para as despesas anuais com o aluguel das linhas de transmissão, folha de pagamento, compra de bagaço de cana de terceiros e com seguros.

A análise contábil levou em conta valores que não representam saída de caixa, mas devem ser incluídos na avaliação, por se tratarem de elementos que afetam o resultado do exercício social em cada período de alocação. Portanto, as despesas com as formações de provisões em cada cenário foram contabilizadas anualmente.

No cenário mais provável, estimou-se que o projeto registra, anualmente, R\$ 2.000.000,00 como provisão contra fatos contingenciais. Como não é possível realizar uma previsão acurada sobre o momento exato de acontecimentos cobertos pelas provisões contingenciais, formaram-se anualmente fundos, os quais serão usados em caso de ocorrência de contingências previstas.

O cenário pessimista avaliou o aumento da probabilidade destas ocorrências, bem como o aumento dos custos associados a estas demandas, o que determinou um aumento de 50% em relação aos recursos provisionados no cenário mais provável.

As projeções do cenário otimista consideram que existe a redução da probabilidade de ocorrência de passivos contingentes, comparativamente com os planejados no cenário mais provável.

Para exprimir o risco das contingências no cenário otimista, alocaram-se R\$ 1.200.000,00 anualmente, indicando uma redução de 40% em relação aos recursos alocados no cenário mais provável.

Iudícibus (2004) aponta que a empresa deve contabilizar as provisões para despesas contingenciais sempre que houver evidências de que os passivos contingenciais têm probabilidade elevada de ocorrer.

No caso de probabilidades reduzidas de ocorrências de passivos contingenciais, recomenda-se a anotação destes elementos em notas explicativas, anexas às demonstrações financeiras produzidas, objetivando alertar os investidores e demais interessados sobre as possíveis despesas contingenciais (IUDÍCIBUS, 2004).

Na atividade industrial, não são raras as autuações referentes a supostas infrações a leis ambientais, questões trabalhistas e tributárias. Estas ocorrências são consideradas de alto risco pelos setores industriais, já que podem gerar obrigações de pagamentos elevados, comprometendo, sobremaneira, o resultado contábil do empreendimento, caso contabilizado no momento do reconhecimento da obrigação.

Sendo assim, entende-se que o reconhecimento dos valores contingenciais em cada cenário se constituiu em uma proteção ao lucro do empreendimento, caso os fatores cobertos pelas provisões realmente se concretizem.

Na Tabela 16, podem ser visualizados os resultados obtidos após a realização das 10.000 iterações das variáveis de risco sobre o modelo de RC do projeto, em cada cenário.

Tabela 16 - Resultados das simulações de RC

Percentil	Cenário (Valores em R\$)		
	Pessimista	Mais Provável	Otimista
10°	(107.313.300,00)	(52.999.410,00)	10.596.960,00
20°	(90.085.960,00)	(22.975.400,00)	33.457.000,00
30°	(67.641.940,00)	1.578.414,00	50.100.740,00
40°	(42.603.070,00)	17.937.570,00	64.348.560,00
50°	(18.569.410,00)	34.177.850,00	47.838.120,00
60°	3.021.896,00	49.256.040,00	89.456.130,00
70°	19.050.000,00	63.100.400,00	100.530.800,00
80°	31.769.470,00	78.551.740,00	113.332.300,00
90°	44.634.260,00	97.472.510,00	130.177.600,00
Mínimo	(198.591.700,00)	(151.799.000,00)	(56.503.520,00)
Máximo	171.568.000,00	163.516.300,00	175.333.500,00
Média	(26.131.020,00)	28.383.070,00	73.508.000,00
Moda	34.986.170,00	68.321.850,00	86.708.180,00
Desvio Padrão	58.163.450,00	57.657.890,00	44.725.130,00
CV	2,23	2,03	0,61
Assimetria	-0,22	-0,21	-0,29

Fonte: Resultados da pesquisa.

Inicialmente, verifica-se que o desempenho do projeto, sob a análise contábil, é inferior ao obtido na avaliação de VPL, nos três cenários estabelecidos.

Pela leitura da Tabela 16, nota-se que os resultados mínimos obtidos na simulação de cada cenário se comportaram de maneira lógica. O maior prejuízo foi obtido nas simulações do cenário pessimista, enquanto o menor dos prejuízos foi obtido no cenário otimista. Da mesma forma, apurou-se o maior dos lucros simulados no cenário otimista e o menor lucro simulado no cenário pessimista.

Também, como previsto, o menor RC médio das simulações foi gerado no cenário pessimista, sugerindo que o resultado mais provável associado a este cenário seja de um prejuízo de R\$ 26.131.020,00 (vide Tabela 16). Nas simulações do cenário mais provável e do otimista, foram encontrados RC médios positivos. O RC modal se mostrou positivo nos três cenários, indicando que o RC mais frequentemente gerado nas simulações é positivo no cenário pessimista, no cenário mais provável e também no otimista.

Apesar de exibir RC modal positivo, os resultados do cenário pessimista mostram que o potencial do projeto se mostrou reduzido, visto que o menor RC modal foi calculado justamente neste cenário.

Melhoria das expectativas das avaliações no cenário mais provável e no otimista foi evidenciada à medida que o RC modal é superior ao exibido nas simulações do cenário pessimista.

Foram apuradas dispersões elevadas do RC nos três cenários compostos. A maior dispersão do RC foi obtida no cenário pessimista, no qual o coeficiente de variação calculado indica que o desvio-padrão dos resultados é mais do que o dobro de sua média. Esta medida é um indício do maior potencial de risco deste cenário, pois revela que os 10.000 valores de RC simulados possuem elevada volatilidade.

O resultado do coeficiente de variação obtido nas simulações do cenário mais provável também é elevado, embora menor do que o apurado no cenário pessimista. Dentre os resultados apurados do coeficiente de variação, apenas se verifica redução substancial das expectativas de riscos no cenário otimista, no qual o desvio-padrão dos resultados corresponde a 61% da sua média.

De acordo com as informações da Tabela 16, a probabilidade de lucro no cenário pessimista é menor do que 50%. Também se intui que a probabilidade de obtenção de lucro nas simulações do cenário mais provável é menor do que 80%, enquanto no cenário otimista há menos de 95% de probabilidade de o projeto alcançar lucro.

A Figura 16 mostra o histograma de frequências do RC simulado no cenário pessimista:

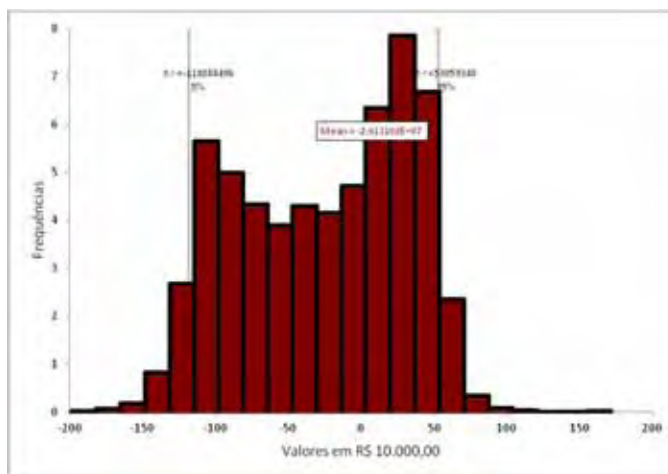


Figura 16 - Histograma de frequências de RC no cenário pessimista

Fonte: Resultados da pesquisa.

Segundo mostrado no histograma contendo os resultados das 10.000 iterações das variáveis de risco sobre o modelo de RC, avalia-se que o lucro esperado do projeto tem 90% de probabilidade de estar compreendido no intervalo entre um prejuízo de R\$ 118.088.496,00 e lucro de R\$ 53.059.348,00 no cenário pessimista.

Avaliando-se o histograma, nota-se que predominam classes contendo prejuízo, indicando resultados simulados de RC negativos. O formato do histograma segue o comportamento da distribuição estatística de (PV), mostrando a forte influência dos preços sobre os resultados simulados.

De acordo com as informações da Tabela 15, nota-se que há assimetria negativa no histograma dos resultados simulados. Portanto, indica-se a presença de valores extremos presentes na cauda inferior da curva de RC simulado. A evidência apontada é confirmada pelo coeficiente de assimetria negativo exibido na Tabela 15.

A distribuição de frequências acumuladas obtidas nas simulações do cenário pessimista pode ser visualizada na Figura 17. Fica evidenciado que existe maior probabilidade de ocorrência de prejuízo, visto que uma porção significativa do gráfico de frequências acumuladas se encontra associada com resultados negativos.

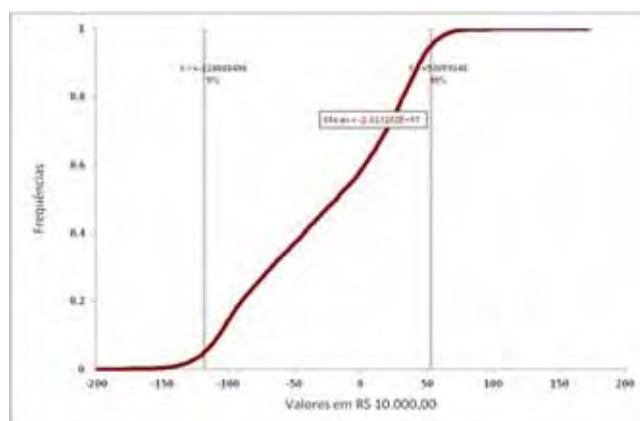


Figura 17 - Frequências acumuladas de RC no cenário pessimista

Fonte: Resultados da pesquisa.

Torna-se razoável supor que a piora do projeto, nas condições do cenário pessimista, pode ser explicada pela conjunção de redução de receitas e aumento de custos. À medida que o projeto é fortemente dependente dos preços, reduções de (PV) fazem com que as receitas não sejam capazes de cobrir os custos fixos do projeto, ocasionando maiores probabilidades de prejuízos.

Os resultados obtidos após as 10.000 iterações das variáveis de risco sobre o modelo de RC podem ser vistos na Figura 18:

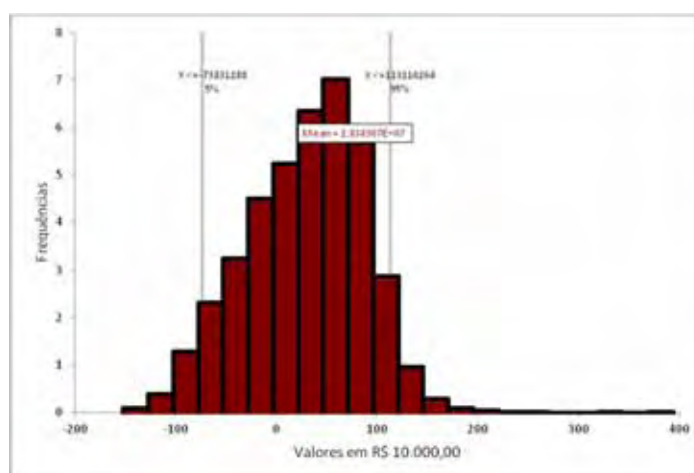


Figura 18 - Histograma de frequências de RC no cenário mais provável

Fonte: Resultados da pesquisa.

Contrariamente ao evidenciado na Figura 18, o histograma produzido no cenário mais provável mostra que há maior concentração de resultados na região central da figura. A menor probabilidade de ocorrer RC fica evidenciada pela reduzida quantidade de classes com resultados simulados negativos. A classe que contém o RC médio é próxima da classe que contém o RC modal, confirmando a elevada probabilidade de sua ocorrência. Também se pode visualizar que existem reduzidas quantidades de classes contendo resultados de RC simulados com valores maiores que R\$ 130.000.000,00 correspondendo a regiões além do 90º percentil.

Segundo exposto na Figura 18, estima-se que o RC médio do é situado entre um prejuízo de R\$ 73.831.288,00 e lucro de R\$ 113.131.264,00 para um nível de confiança de 90%.

De acordo com as informações da Tabela 15, os resultados gerados nas simulações têm leve assimetria negativa. Isto revela a existência de valores extremos na cauda inferior do histograma dos resultados. Tal evidência pode gerar interferências negativas no RC do projeto, mas não suficientes para comprometer sua atratividade no cenário em estudo.

A Figura 19 expõe as frequências acumuladas de RC, geradas no cenário mais provável:

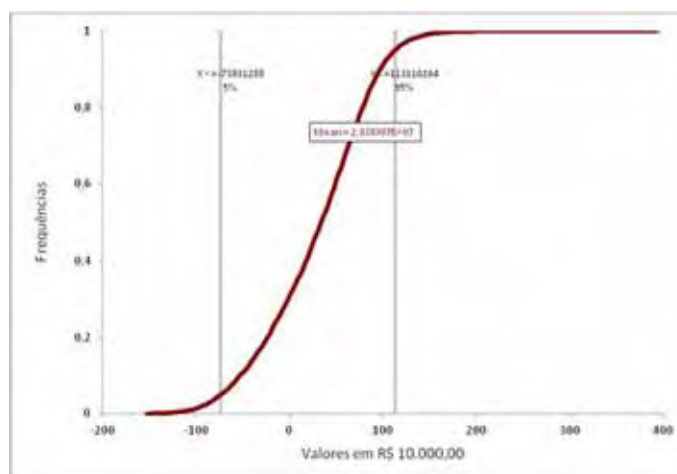


Figura 19 - Frequências acumuladas de RC no cenário mais provável

Fonte: Resultados da pesquisa.

A partir da Figura 19, pode-se inferir que existe frequência acumulada próxima de 20% associada com a região de prejuízo. Isto indica que existem, aproximadamente, 80% de probabilidade de geração de RC positivo nas simulações realizadas.

Distintamente do que se verificou no cenário pessimista, avalia-se que o empreendimento tem capacidade de acumular lucros em ritmo consistente ao longo de sua vida útil no cenário mais provável. A reduzida porção do gráfico associada com prejuízo contábil reforça este indicativo. Nota-se a acumulação acentuada de RC à medida que as classes contendo os resultados foram sendo acumuladas.

Embora elevada, a dispersão dos resultados de RC simulados no cenário mais provável é menor do que a vista no cenário pessimista, contribuindo para a indicação da redução das expectativas de risco, em relação às suposições pessimistas.

As estimativas do cenário otimista sugerem que ocorre a melhoria das expectativas quanto ao RC do empreendimento. A associação da elevação dos preços do MWh de energia vendida com a redução de custos fez com que o projeto tivesse seu melhor desempenho medido pelos critérios da Contabilidade. A Figura 20 exibe o histograma de frequências das simulações de RC, nas condições estabelecidas para o cenário otimista:

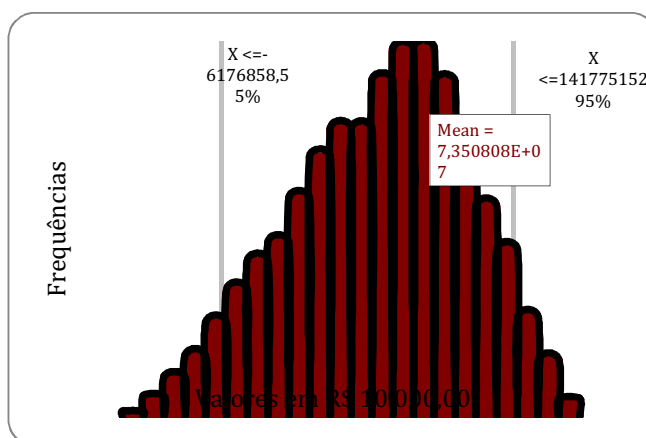


Figura 20 - Histograma de frequências de RC no cenário otimista

Fonte: Resultados da pesquisa.

A partir do histograma contendo os resultados das 10.000 iterações de (PV), (i) e (MAN) sobre o modelo de RC, entende-se que o RC médio do empreendimento tem 90% de probabilidade de estar situado entre um prejuízo de R\$ 61.768.585,00 e lucro de R\$ 141.775.152,00. Comparativamente com os demais cenários estabelecidos, foi na perspectiva otimista que se produziu o intervalo de confiança mais favorável para o RC mais provável do projeto, na avaliação contábil.

Analisando-se a Figura 20, nota-se que há elevada concentração de classes contendo RC positivo. Também pode ser verificado que o RC médio se encontra nas proximidades do 50º percentil, assim como o RC modal. Também é possível afirmar que há reduzidas quantidades de classes contendo RC negativo, que indicam prejuízo. Estes indicadores reforçam a expectativa do desempenho satisfatório do empreendimento nas condições do cenário otimista.

De acordo com o coeficiente de assimetria, obtido na Tabela 11, fica patente a existência de valores extremos na cauda inferior do histograma dos resultados simulados. Todavia, mesmo com valores extremos negativos, sua concentração não foi capaz de distorcer os resultados e prejudicar a expectativa de lucro do empreendimento.

A Figura 21 exibe o gráfico de frequências acumuladas de RC produzidas nas simulações do cenário otimista.

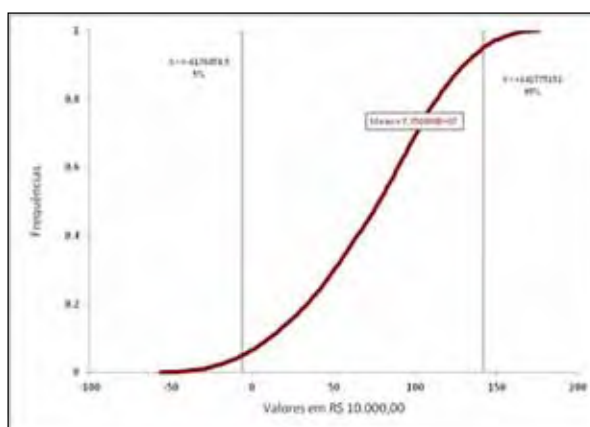


Figura 21 - Frequências acumuladas de RC no cenário otimista

Fonte: Resultados da pesquisa.

Segundo o gráfico de frequências acumuladas exibido na Figura 22, há reduzida probabilidade de se obterem prejuízos nas simulações de RC no cenário otimista. O gráfico mostra que há probabilidades menores do que 10% de geração de prejuízo contábil. Isto se constitui num forte indicativo de que o projeto é capaz de alcançar RC positivo. A acumulação de RC ocorre de maneira constante e crescente até as imediações do 75º percentil, quando o ritmo declina e se estabiliza.

Na Tabela 17, são mostrados os coeficientes de sensibilidade das variáveis usadas nas simulações de RC, nos cenários propostos:

Tabela 17 - Coeficientes de sensibilidade das variáveis de risco para o RC

Variáveis	Cenário					
	Pessimista		Mais Provável		Otimista	
	Regressão	Correlação	Regressão	Correlação	Regressão	Correlação
(PV)	0,966	0,960	0,924	0,925	0,919	0,902
(i)	-0,053	-0,054	-0,215	-0,206	-0,286	-0,277
(MAN)	-0,208	-0,224	-0,272	-0,249	-0,267	-0,256
R ²	0,9866		0,9731		0,9911	

Fonte: Resultados da pesquisa.

Conforme as informações da Tabela 17 visualiza-se que (PV) é a variável que mais fortemente interfere nos resultados simulados em cada cenário de RC. A influência mais significativa ocorreu no cenário pessimista, à medida que aumentos de R\$ 1,00 em (PV) ocasionaram elevações de R\$ 0,97 no lucro do projeto. O mesmo padrão foi observado no cenário mais provável e no otimista, porém em menor proporção.

Como esperado, (MAN) e (i) influenciam negativamente o desempenho contábil do projeto. Os gastos com manutenção apresentaram maior influência negativa sobre o RC do empreendimento no cenário otimista. Os resultados de RC são mais sensíveis a variações em (i) no cenário otimista.

Conforme os coeficientes de correlação, expostos na Tabela 17, elevações de 1% nas taxas de desconto do projeto provocam reduções de 0,053% no RC projetado no cenário pessimista, 0,215% no cenário mais provável e de 0,286% no cenário otimista.

Ainda, conforme os elementos da Tabela 17, verificou-se que (PV) tem correlação positiva forte com os valores de RC produzidos nas simulações, enquanto (i) e (MAN) possuem correlação negativa fraca. Os coeficientes de correlação obtidos após as 10.000 iterações das variáveis de risco sobre o modelo de RC proposto tiveram comportamento satisfatório, pois era de se esperar que aumentos de preços estivessem associados com elevações de RC, ao passo que aumentos nas taxas de descontos e nos gastos com manutenções fossem associados a reduções em RC.

Em termos gerais, a qualidade do ajustamento das variáveis ao modelo usado foi considerada altamente satisfatória. Nas simulações dos três cenários trabalhados, obtiveram-se coeficientes de determinação (R^2) maiores do que 0,97. Portanto, as variáveis usadas nas simulações explicaram aproximadamente 97% dos resultados encontrados de RC, restando cerca de 3% desses a cargo de outros elementos aleatórios, ou variáveis que não participaram das simulações.

Analisando-se globalmente os resultados obtidos nas simulações do RC, verificou-se que estes são menos atraentes do que os apurados nas simulações de VPL. Todavia, estas divergências são creditadas a diferenças entre os critérios de VPL e RC, que impuseram custos mais elevados na avaliação contábil, não registrados pelo mecanismo do VPL.

Quando realizadas as simulações do RC, foram incluídas despesas que não representam propriamente descaixes, os quais foram alocados no período de sua provável ocorrência (como, por exemplo, os gastos contingenciais). A depreciação foi outro elemento que onerou fortemente o RC do projeto em todos os cenários de análise contábil, apesar de não ter significado efetiva saída de numerário.

Apesar das peculiaridades impostas pelos mecanismos contábeis, o projeto obteve resultados satisfatórios no cenário mais provável e otimista. Assim como se observou na avaliação pelo VPL, a diluição do investimento inicial em 16, por ocasião do financiamento de 80% deste junto ao BNDES gerou competitividade decisiva ao empreendimento.

Caso a empresa tivesse que desembolsar integralmente o valor do investimento necessário para colocar o projeto em operação, muito provavelmente os resultados simulados seriam muito menos satisfatórios. À medida que existiu a possibilidade do financiamento do investimento inicial, o empreendimento pode incorporar as despesas com o pagamento dos juros e amortizações decorrentes do financiamento contratado com os recursos oriundos da venda de energia elétrica, em períodos anuais.

As sinergias criadas pelo compartilhamento do uso de máquinas, equipamentos e funcionários com as áreas de produção de açúcar e álcool também se mostraram decisivas para o elevado potencial do projeto em questão. As economias de custos motivadas pelo compartilhamento de ativos com outras atividades da mesma empresa foram significativas, à medida que as atividades de produção de álcool e açúcar pagam os custos de aquisição de cana de terceiros e muitos outros, os quais poderiam ser atribuídos à co-geração. Caso a empresa não produzisse álcool e açúcar na mesma fábrica, a atividade de co-geração arcaria com outros tipos de custos, não considerados no projeto em estudo.

O RC apurado nas simulações do cenário pessimista mostrou que o potencial de risco do empreendimento aumenta, à medida que surgem expectativas negativas sobre o comportamento dos preços.

Pela sua concentração em custos fixos, reduções nas receitas dificilmente seriam acompanhadas de reduções de custos, tornando o empreendimento mais arriscado aos investidores em condições de queda dos preços da energia comercializada no mercado.

7. CONCLUSÕES

A venda de excedentes de energia elétrica em co-geração pode ser uma atividade atraente, pois aproveita um resíduo da produção de álcool e açúcar para obtenção uma terceira fonte de receitas para a empresa. Além disso, a co-geração com venda de excedentes contribui para a diversificação e a expansão da matriz elétrica brasileira, dando suporte ao aumento da demanda por eletricidade, decorrente de ciclos de crescimento econômico. Entretanto, existem riscos, relativos aos elevados investimentos necessários, volatilidade dos preços de venda e das taxas de juros de financiamentos, custos operacionais, além da própria instabilidade dos marcos regulatórios do setor energético.

Este trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade financeira da implantação de uma central de co-geração de energia elétrica, que usa bagaço de cana como combustível, com vista à venda de energia elétrica excedente no mercado. O uso dos métodos do VPL, *Payback* e TIR se deveram à sua relevância nos meios acadêmicos, por serem vistos como alguns dos principais mecanismos de avaliação da viabilidade econômica de empreendimentos. Expressar os resultados projetados de um empreendimento em termos do RC, por sua vez, é desejável nos mercados de capitais e financeiros, por se traduzir na “linguagem dos negócios”, de interesse dos investidores potenciais e proprietários do capital.

Considerando-se os métodos de estudo utilizados e os tipos de resultados obtidos, as conclusões desta pesquisa se deram em dois âmbitos distintos: da análise econômica, feita com uso de VPL, *Payback* e TIR e a do RC, com o primeiro grupo focado em resultados de caixa, enquanto o segundo se prendeu a aspectos de lucro contábil. Para refletir as diversas realidades potenciais, possíveis no mercado de energia elétrica, foram estabelecidos três cenários alternativos, cada qual com as suas premissas norteadoras.

As discrepâncias entre os resultados baseados em caixa e contábeis se deram em razão das diferenças conceituais entre os métodos de avaliação. Enquanto os métodos do VPL, *Payback* e TIR captam apenas os impactos diretos sobre o caixa do projeto, o método contábil trabalha com fatores que influenciam os resultados, sem representar desembolsos, como a depreciação e a constituição de provisões.

A introdução da depreciação, que onerou os 10 primeiros anos da vida útil do projeto, impactou diretamente o potencial de lucro do empreendimento. Esta providência, decorrente da metodologia contábil, mostrou-se decisiva na redução das expectativas sobre os lucros nos três cenários de estudo, o mesmo ocorrendo com a constituição de provisões contingenciais.

Deve-se salientar que a operação simultânea de parte da estrutura fabril, das máquinas e dos empregados proporcionou sinergias, que constituem importantes vantagens competitivas para a viabilidade econômica do empreendimento.

A análise econômica do empreendimento, realizada com uso do VPL apontou que o projeto possui aproximadamente 20% de probabilidade de resultados negativos no cenário pessimista, enquanto esta probabilidade caiu para menos de 10% no cenário mais provável e no otimista. A avaliação pelo *Payback* indicou que os fluxos de caixa descontados do projeto recuperam o investimento de capital feito pela empresa em 5,26 anos no cenário pessimista, 1,82 anos no cenário mais provável e em 1,29 anos no cenário otimista. Os resultados da TIR apontaram que o projeto suporta taxas de desconto inferiores a 31,28% ao ano no cenário pessimista, 68,50% no cenário mais provável, e 91,72% ao ano no cenário otimista, antes de produzir VPL negativo.

Sob a ótica contábil, a Simulação de Monte Carlo mostrou que as probabilidades de prejuízo no cenário pessimista foram de, aproximadamente, 50%, cabendo 20% de probabilidade de geração de prejuízo no cenário mais provável e menos de 10% no cenário pessimista.

Considerando-se os resultados encontrados nas simulações, com exceção feita ao cenário pessimista em RC, conclui-se que o projeto é financeiramente viável, tanto na análise de VPL, *Payback* e TIR, como também no método do RC.

Contudo, esta conclusão deve ser recebida com a necessária reserva. Os cálculos mostraram de forma ampla que o projeto é altamente influenciado pelos preços recebidos pela venda do MWh de energia elétrica co-gerada. Os resultados produzidos levaram em conta preços históricos, coletados nos leilões de energia elétrica realizados na CCEE, entre janeiro de 2007 a dezembro de 2011, mas não é garantido que o comportamento futuro dos preços da energia elétrica comercializada se mantenha nos patamares observados. Dessa maneira, deve-se salientar que reduções dos preços de venda da energia elétrica geraram fortes impactos negativos sobre o desempenho do projeto em todos os critérios e cenários de análise, fato que pode comprometer o desempenho do empreendimento, tornando-o inviável financeiramente.

Por fim, destaca-se que a elaboração deste trabalho se encontra sob influência dos fatores limitantes da própria metodologia do estudo de casos. A impossibilidade de o pesquisador interferir no ambiente de estudo limita a generalização dos resultados apurados. Porém, os resultados obtidos reforçam os indícios de que o uso das técnicas de simulação, associados com a análise de cenários, constituem-se num importante ferramental destinado à avaliação da viabilidade econômica dos projetos de investimento.

Portanto, sugere-se a aplicação dos métodos utilizados neste trabalho para avaliação de viabilidade econômica de outros projetos de investimento, introduzindo-se novas variáveis de risco, para que se verifiquem congruências dos resultados.

8. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Glossário**. 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm>>. Acesso em: 26. mar. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Capacidade de geração do Brasil**. Banco de informações em geração. 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 10 set. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 235** de 14 de novembro de 2006. Estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras de energia e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>>. Acesso em: 28 jul. 2011.

ALMEIDA, L. C. F. **Avaliação energética econômica da cultura do milho em assentamento rural, Iperó - SP**. 2007. 133 f. Tese (Doutorado em Agronomia/Energia na Agricultura)-Faculdade de Agronomia de Botucatu, Universidade Estadual Paulista, Botucatu, 2007.

ANÁLISE ENERGIA. **Anuário 2010**. Brasília, DF: Ed. Análise, 2010.

ANTHONY, R. N.; GOVINDARAJAN, V. **Sistemas de controle gerencial**. São Paulo: Atlas, 2002.

ARANTES, E. N.; FAMÁ, R. **Orçamentos de capital sob condições de incerteza: analisando o risco: da análise de sensibilidade à simulação de Monte Carlo em MS EXCEL**. In: SEMINÁRIOS EM ADMINISTRAÇÃO, 12., 2009, São Paulo. **Anais...** São Paulo: FEA/USP, 2009.

ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTRE. **Energy in China: transportation, electric power and fuel markets**. Tokyo: Institute of Energy Economics, 2004.

ASSAF NETO, A. **Finanças corporativas e valor**. São Paulo: Atlas, 2003.

ASSAF NETO, A. LIMA, F. G. **Curso de administração financeira**. São Paulo: Atlas, 2009.

ATKINSON, A. A. et al. **Contabilidade gerencial**. São Paulo: Atlas, 2000.

BAJAY, S. V.; FERREIRA, A. L. A energia da biomassa no Brasil. In: ROSILLO-CALLE, F.; BAJAY, S. V.; ROTHMAN, H. (Org.). **Uso da biomassa para a produção de energia na indústria brasileira**. Campinas: Ed. Unicamp, 2005.

BALESTIERI, J. A. P. **Co-geração: geração combinada de eletricidade e calor**. Florianópolis: Ed. UFSC, 2002.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL.

Infraestrutura: mecanismos de apoio: energias alternativas. 2011. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html>. Acesso em: 29 dez. 2011.

BERK, J.; DEMARZO, P. **Finanças empresariais**. Porto Alegre: Bookman, 2009.

BINDER, K.; HEERMANN, D. W. **Monte Carlo simulation in statistical physics**. 4th. ed. Berlin: Springer-Verlag, 2002.

BODIE, Z.; MERTON, R. C. **Finanças**. Porto Alegre: Bookman, 2002.

BRASIL. **Lei 8.987** de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no Art. 175 da Constituição Federal e dá outras providências. Disponível em: <www.planalto.gov.br/lei89871995.html>. Acesso em: 01 ago. 2011.

BRASIL. **Lei 9.074** de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074cons.htm>. Acesso em: 31 jul. 2011.

BRASIL. **Lei 9.427** de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/ccivil/leis/9427/htm>>. Acesso em: 31 jul. 2011.

BRASIL. **Lei 10.847** de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências. Disponível em: <www.planalto.gov.br/lei108472004/html>. Acesso em: 24 jul. 2011.

BRASIL. **Lei 10.848** de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm>>. Acesso em: 10 dez. 2010.

BRASIL. **Decreto 41.019** de 26 de fevereiro de 1957. Regulamenta os serviços de energia elétrica. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil/decreto/Antigos.html. Acesso em: 04 ago. 2011.

BRASIL. **Decreto 2.003** de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.html>. Acesso em: 31 jul. 2011.

BREALEY, R. A. MYERS, S. C. **Finanças corporativas: investimento de capital e avaliação**. Porto Alegre: Bookman, 2006.

BREALEY, R. A.; MYERS, S. C. **Princípios de finanças empresariais**. 3. ed. Lisboa: McGraw Hill, 1992.

BRESSER-PEREIRA, L. C. **Desenvolvimento e crise no Brasil: história, economia e política de Getúlio Vargas a Lula**. 5. ed. São Paulo: 34 Editora, 2003.

BRIGHAM, E. F.; GAPESNKI, L. C.; EHRHARDT, M. C. **Administração financeira: teoria e prática**. São Paulo: Atlas, 2001.

BRUM, A. J. **O desenvolvimento econômico brasileiro**. 27. ed. Petrópolis: Vozes, 2010.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Histórico do setor elétrico brasileiro**. 2010. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index>>. Acesso em: 16 jul. 2011.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITTKE, B. H. **Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão e estratégia empresarial**. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2000.

CASTRO, N. J. et al. **Bioeletricidade e a indústria de álcool e açúcar: possibilidades e limites**. Rio de Janeiro: Synergia; Eletrobrás; GESEL, UFRJ, 2008.

CATELLI, A.; GUERREIRO, R. Mensuração do resultado econômico. In: CATELLI, A. (Org.). **Controladoria: uma abordagem da gestão econômica**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2007.

CERVO, A. L.; BERVIAN, P. A. **Metodologia científica**. 5. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2002.

CHIAVENATO, I.; SAPIRO, A. **Planejamento estratégico: fundamentos e aplicações**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2003.

COGEN. **Conceitos e tecnologias**. Disponível em: <www.cogen.com.br/cog_conceito.asp>. Acesso em: 23 out. 2010.

CORRÊA NETO, V. **Análise de viabilidade da cogeração de energia elétrica em ciclo combinado com gaseificação de biomassa de cana-de-açúcar e gás natural**. 2001. 174 f. Dissertação (Mestrado Engenharia Elétrica/Ciências em Planejamento Energético)-Faculdade de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. E. S.; GÓMEZ, E. O. Caracterização da biomassa. In: _____. **Biomassa para energia**. Campinas: Ed. Unicamp, 2008.

COSTA, M. H. A.; BALESTIERI, J. A. P. Viabilidade de sistemas de cogeração e indústria química. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA E CIÊNCIAS TÉRMICAS, 7., 1998, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: ABCM, 1998. v. 1, p. 358-363.

DAMODARAN, A. **Investment valuation: tools and techniques for determining the value of any asset**. New York: John Willey & Sons, 1999.

DAMODARAN, A. **Corporate finance: theory and practice**. 2nd. ed. New York: John Willey & Sons, 2001.

DAMODARAN, A. **Gestão estratégica do risco**. Porto Alegre: Bookman, 2009.

DANTAS, D. N. **Uso da biomassa da cana-de-açúcar para a geração de energia elétrica: análise energética, exergética e ambiental de sistemas de cogeração em sucroalcooleiras do interior paulista**. 2010. 112 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia/Ciências da Engenharia Ambiental)-Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2010.

DOWBOR, L. Gestão social e transformação da sociedade. In: DOWBOR, L.; KILSZTAJN, S. (Org.). **Economia social no Brasil**. São Paulo: SENAC, 2001.

DRAIBE, S. **Rumos e metamorfoses: estado e industrialização no Brasil 1930 - 1960**. 2. ed. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 2004.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Resenha mensal do mercado de energia elétrica**. Ano IV, n. 45, Junho/2011. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/20110628_1.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Aumenta a participação das renováveis na matriz elétrica brasileira**. 2012. Disponível em: <<http://epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20120611/pdf>>. Acesso em: 04. Set. 2012.

EVANS, J. R.; OLSON, D. L. **Introduction to simulation and risk analysis**. New Jersey: Prentice Hall, 1998.

FARIA, H. D.; MELO, S. S.; SALIBY, E. Análise de risco: uma comparação de diferentes métodos de amostragem. In: ENCONTRO DA ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO, 23., 1999, Florianópolis. **Anais...** Rio de Janeiro: ANPAD, 1999. 1 CD ROM.

FODRA, M. **Estudo comparativo do desempenho financeiro e social das empresas do setor elétrico brasileiro pós-privatizações no período de 2000 a 2003**. 2007. 134 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis e Atuariais/Ciências Contábeis e Atuariais)-Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, São Paulo, 2007.

FUNDAÇÃO INSTITUTO DE PESQUISAS CONTÁBEIS, ATUARIAIS E FINANCEIRAS. **Manual de contabilidade societária:** aplicável a todas as sociedades de acordo com as normas internacionais e o CPC. São Paulo: Atlas, 2010.

FURTADO, C. **Formação econômica do Brasil.** 24. ed. São Paulo: Ed. Nacional, 1991.

GANIM, A. **Setor elétrico brasileiro:** aspectos regulamentares, tributários e contábeis. 2. ed. Brasília, DF: Canal Energia, 2009.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira.** 10. ed. São Paulo: Pearson Addison Wesley, 2004.

GITMAN, L. J.; MADURA, J. **Administração financeira:** uma abordagem gerencial. São Paulo: Pearson Addison Wesley, 2003.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia, meio ambiente e desenvolvimento.** 3. ed. São Paulo: EDUSP, 2008.

GREENE, W. H. **Econometric analysis.** 6. ed. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 2006.

GREMAUD, A. P.; VASCONCELLOS, M. A. S.; TONETO JÚNIOR, R. **Economia brasileira contemporânea.** 6. ed. São Paulo: Atlas, 2005.

GUARDABASSI, P. M. **Sustentabilidade da biomassa como fonte de energia:** perspectivas para países em desenvolvimento. 2006. 126 f. Dissertação (Mestrado em Energia/Instituto de Eletrotécnica e Energia, Escola Politécnica, Instituto de Física, Faculdade de Economia e Administração)-Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

GUERREIRO, R. **Gestão do lucro.** São Paulo: Atlas, 2006.

HALL, D. O.; HOUSE, J. I.; SCRASE, I. Visão geral de energia e biomassa. In: ROSILLO-CALLE, F.; BAJAY, S. V.; ROTHMAN, H. (Org.). **Uso da biomassa para a produção de energia na indústria brasileira.** Campinas: Ed. Unicamp, 2005.

HELFERT, E. **Técnicas de análise financeira:** um guia prático para medir o desempenho dos negócios. 9. ed. Porto Alegre: Bookman, 2000.

HENDRIKSEN, E.; VAN BREDA, M. **Teoria da contabilidade.** São Paulo: Atlas, 1999.

HIRSCHFELD, H. **Engenharia econômica e análise de custos.** 7 ed. São Paulo: Atlas, 2000.

HOJI, M. **Administração financeira:** matemática financeira aplicada, estratégias financeiras e orçamento empresarial. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

HORNGREN, C. T.; SUNDEM, G. L.; STRATTON, W. O. **Contabilidade gerencial.** 12. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2004.

HUBBARD, D. W. **How to measure anything:** finding the value of intangibles in business. New Jersey: John Wiley & Sons, 2007.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Oil market report**. Disponível em: <www.iea.org/oilmarketreport/php>. Acesso em: 26 mai. 2011.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Banco de dados: cidades**. Disponível em: <www.ibge.gov.br/cidadesat/topwindow>. Acesso em: 11 fev. 2011.

ISO. **Cogeneration: opportunities in the world sugar industries**. International Sugar Organization. London: ISO, 2009. Disponível em: <www.cogen.com.br/workshop/2009>. Acesso em: 21 out. 2010.

IUDÍCIBUS, S. **Teoria da contabilidade**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2004.

JENKINS, B. M. **Fuel properties for biomass materials**. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON APPLICATION AND MANAGEMENT OF ENERGY IN AGRICULTURE, 1990, Delhi. **The role of biomass fuels**. Delhi, 1990.

JIMENEZ, C. **O conto do apagão**. Disponível em: <http://www.istoedinheiro.com.br/noticias/49103_O+CONTO+DO+APAGAO>. Acesso em: 11 jul. 2011.

JOHNSON, R. A.; WICHERN, D. W. **Applied multivariate statistical analysis**. 6. ed. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 2007.

KAM, V. **Accounting theory**. 2nd. ed. New York: John Willey & Sons, 1990.

KAPLAN, R. S.; ATKINSON, A. A. **Advanced management accounting**. 2nd. ed. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 1989.

KASSAI, J. R. et al. **Retorno de investimento: abordagens matemática e contábil do lucro empresarial**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2007.

KAZMIER, L. J. **Estatística aplicada à economia e administração**. São Paulo: McGraw-Hill, 1982.

LARSEN, R. J.; MARX, M. L. **An introduction to mathematical statistics and its applications**. 4. Ed. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 2006.

LEMES JÚNIOR, A. B.; RIGO, C. M.; CHEROBIM, A. P. M. S. **Administração financeira: princípios, fundamentos e práticas brasileiras**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002.

LEOPOLDI, M. A. P. O difícil caminho do meio: Estado, burguesia industrial e industrialização no segundo governo Vargas (1951-1954). In: SZMRECSÁNYI, T.; SUZIGAN, W. (Org.). **História econômica do Brasil contemporâneo**. São Paulo: EDUSP, 2002.

LOPES, A. B. MARTINS, E. **Teoria da contabilidade: uma nova abordagem**. São Paulo: Atlas, 2005.

LUZ, T. P. A. BONAN, L. F. B. PASSOLONGO, R. RAMOS, R. A. V. **Avaliação termodinâmica e termoeconômica do aproveitamento energético da vinhaça num sistema**

- de cogeração de energia de uma usina sucroalcooleira.** 2010. Disponível em: <<http://www.sbmac.org.br/dincon/trabalhos/PDF/energy/69206.pdf>>. Acesso em 04. Jul. 2012.
- MARION, J. C. **Contabilidade empresarial.** 15. ed. São Paulo: Atlas, 2009.
- MATARAZZO, D. C. **Análise financeira de balanços: abordagem básica e gerencial.** 6. ed. São Paulo: Atlas, 2003.
- MAXIMIANO, A. C. A. **Administração de projetos: como transformar idéias em resultados.** 3. ed. São Paulo: Atlas, 2009.
- MAYO, R. **Derivativos de eletricidade e gerenciamento de risco.** Rio de Janeiro: Synergia, 2009.
- MOTTA, R. R.; CALÔBA, G. M. **Análise de investimentos: tomada de decisão em projetos industriais.** São Paulo: Atlas, 2002.
- NAGAOKA, M. P. T. A. **Aplicação de redes neurais em análise de viabilidade econômica de co-geração de energia elétrica.** 2005. 124 f. Tese (Doutorado em Agronomia/Energia na Agricultura)-Universidade Estadual Paulista, Botucatu, 2005.
- NAGAOKA, M. P. T. A. **Comercialização da energia elétrica cogerada pelo setor sucroalcooleiro em regiões do Estado de São Paulo.** Dissertação. 2002. 82 f. (Mestrado em Agronomia/Energia na Agricultura)-Universidade Estadual Paulista, Botucatu, 2002.
- OLINQUEVITCH, J. L.; SANTI FILHO, A. **Análise de balanços para controle gerencial.** 4. ed. São Paulo: Atlas, 2004.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Institucional:** membros associados e participantes. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional/membros_associados>. Acesso em: 01 ago. 2011.
- PATUSCO, J. A. M. **Planejamento energético x desenvolvimento econômico e social.** Disponível em: <www.ecen.com/eee27/plan_e_ee.htm>. Acesso em: 14 set. 2010.
- PELLEGRINI, L. F. **Análise e otimização termo-econômica-ambiental aplicada à produção combinada de açúcar, álcool e eletricidade.** 2009. 262 f. Tese. (Doutorado em Engenharia Mecânica/Energia e Fluidos)-Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.
- PETROBRAS. **Atuação no pré-sal.** Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/energia-e-tecnologia/fontes-de-energia/petroleo/presal/>>. Acesso em: 01 ago. 2011.
- PILÃO, N. E. HUMMEL, P. R. V. **Matemática financeira e engenharia econômica: a teoria e a prática da análise de projetos de investimentos.** São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003.
- PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. **Project management body of knowledge.** 3rd. ed. Pensilvania, 2004.

- PRUDENTE, D. S. MASUNAGA, E. MORAES, P. H. G. OLIVEIRA, R. **A utilização do bagaço da cana-de-açúcar na composição da dieta no confinamento bovino.** 2010. Disponível em: <<http://revista.unilins.edu.br/index.php/cognitio/article/viewFile/3/>>. Acesso em 28. Ago. 2012.
- ROGERS, P.; ROGERS, D.; RIBEIRO, K. C. S. Estimando riscos nas mudanças de condições de crédito: simulação por hipercubos latinos. In: SEMINÁRIOS EM ADMINISTRAÇÃO, 8., 2008, São Paulo. **Anais...** São Paulo: FEA-USP, 2008.
- ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. F. **Administração financeira: corporate finance.** 2. ed. São Paulo: Atlas, 2002.
- ROSSETTI, J. P. **Introdução à economia.** 20. ed. São Paulo: Atlas, 2003.
- ROSSETTO, V. et al. Valores de entrada. In: MARTINS, E. (Org.). **Avaliação de empresas: da mensuração contábil à econômica.** São Paulo: Atlas, 2001.
- ROTHMAN, H.; FURTADO, A. A possível contribuição da avaliação tecnológica para os programas de bioenergia. In: ROSILLO-CALLE, F.; BAJAY, S. V.; ROTHMAN, H. (Org.). **Uso da biomassa para a produção de energia na indústria brasileira.** Campinas: Ed. Unicamp, 2005.
- RUBINSTEIN, R.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo method.** 2nd. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2008.
- SACHS, I. **A revolução energética do Século XXI.** Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/ea/v21n59/a03v2159.pdf>>. Acesso em: 14 jul. 2011.
- SANTOS, J. L. et al. **Teoria da contabilidade: introdutória, intermediária e avançada.** São Paulo: Atlas, 2009.
- SANVICENTE, A. Z. **Administração financeira.** 3. ed. São Paulo: Atlas, 1987.
- SECURATO, J. R. **Decisões financeiras em condições de risco.** São Paulo: Atlas, 1996.
- SECURATO, J. R. et al. Matemática financeira aplicada. In: SECURATO, J. R. (Org.). **Mercado financeiro e análise de investimento.** São Paulo: Saint Paul, 2005.
- SILVA, J. P. **Análise financeira das empresas.** 5. ed. São Paulo: Atlas, 2001.
- SILVA, C. V. **Contratação de energia elétrica: aspectos regulatórios e econômicos.** Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE25.pdf>>. Acesso em: 01 ago. 2011.
- SILVA, G. H. **Eficiência econômica e energética de sistemas de produção de mamona nos estados de Minas Gerais e Paraná.** 2008. 129 f. Tese (Doutorado em Agronomia/Energia na Agricultura)-Universidade Estadual Paulista, Botucatu, 2008.

SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA. Os desafios do pré-sal. **Boletim da Sociedade Brasileira de Geofísica**, Rio de Janeiro, v. 1, n. 1, 2008. Disponível em: <http://www.sbgf.org.br/publicacoes/boletins/boletim1_2008.pdf>. Acesso em: 02 ago. 2011.

SOUSA, A. F.; ALMEIDA, R. J. **O valor da empresa e a influência dos stakeholders**. São Paulo: Saraiva, 2006.

SOUTO, C. F.; LOUREIRO, G. K. **O novo modelo do setor elétrico brasileiro e as cooperativas de eletrificação rural**. Porto Alegre: Livraria do Advogado, 1999.

SOUZA, Z. J. **Uma avaliação das formas de comercialização de energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro**. 1999. 137f. Dissertação. (Mestrado em Economia Aplicada/Faculdade de Economia)-Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

TITMAN, S. MARTIN, J. D. **Avaliação de projetos e investimentos: valuation**. Porto Alegre: Bookman, 2010.

TORLONI, H. **Estudo de problemas brasileiros**. 18. ed. São Paulo: Pioneira, 1987.

UNICA. **Setor sucroenergético: histórico**. Disponível em: <www.unica.com.br>. Acesso em: 26 out. 2010.

UNICA. **Para UNICA, os custos de conexão com a rede limitam a expansão da bioeletricidade no país**. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/noticias/show.asp9182-4F7E-861A-13FFCA607E83>>. Acesso em 04. Set. 2012.

UTURBEY, W.; AGUILAR, L. A. **Incertezas na co-geração de energia elétrica: uma abordagem via NPVaR**. Disponível em: <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/SBSE%20-202010/PDF/SBSE2010-0164.PDF>>. Acesso em: 09 dez. 2010.

WALTER, A. Novas tecnologias para os vetores modernos de energia de biomassa. In: ROSILLO-CALLE, F.; BAJAY, S. V.; ROTHMAN, H. (Org.). **Uso da biomassa para a produção de energia na indústria brasileira**. Campinas: Ed. Unicamp, 2005.

WALTER, A.; NOGUEIRA, L. A. H. Sistemas de produção de eletricidade a partir da biomassa. In: **Biomassa para energia**. CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. E. S.; GÓMEZ, E. O. (Org.). Campinas: Ed. Unicamp, 2008.

WANG, J. H. **Wind power in China: social acceptability and development of a domestic manufacturing industry**. Disponível em: <<http://forestry.msu.edu/china/New%20Folder/JoW>>. Acesso em: 10 jul. 2011.

WATTS, R.; ZIMMERMAN, J. L. **Positive accounting theory**. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 1986.

WEBSTER, A. L. **Estatística aplicada à administração e economia**. São Paulo: McGraw-Hill, 2006.

WESTON J. F.; BRIGHAM E. F. **Fundamentos da administração financeira**. 10. ed. São Paulo: Pearson Education, 2000.

WOILER, S.; MATHIAS, W. F. **Projetos: planejamento, elaboração e análise**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. **World energy needs and nuclear power**. Disponível em: <<http://www.world-nuclear.org/info/inf16.html>>. Acesso em: 04 jul. 2011.

YIN, R. K. **Estudo de caso: planejamento e métodos**. 4. ed. Porto Alegre: Bookman, 2010.

APÊNDICE

Apêndice 1- Preços do MWh vigentes nos leilões de Energia Nova e de Fontes
Alternativas na CCEE no cenário mais provável (período base: dezembro/2011)

Preços do MWh vigentes nos leilões (em R\$)			
186,35	94,83	191,55	157,08
185,82	96,57	185,85	176,13
100,5	97,68	182,17	181,51
163,11	100,4	188,84	173,25
185,66	100,4	189,08	173,25
186,06	100,85	189,08	163,41
101,49	101,16	182,04	180,27
137,92	103,16	188,99	173,25
186,35	103,16	191,41	157,7
185,86	103,17	189,19	175,41
186,86	103,49	190,41	158,95
103,29	104,99	182,04	179,58
154,25	105	182,17	181,5
101,99	105,5	177,93	161,36
186,35	105,5	191,96	158,93
186,11	107,98	187,78	158,95
154,25	108	181,91	181,51
186,35	108	191,55	162,82
186,35	108,39	190,57	156,46
186,35	110	189,08	161,62
154,09	111,18	178,33	181,51
154,4	112,98	178,33	182,75
154,25	115,99	178,44	174,05
101,74	188,92	172,73	181,51
144	188,93	180,57	180,14

Fonte: Dados da pesquisa.

Apêndice 2 - Taxas de desconto do projeto no cenário mais provável

Taxas de desconto (% ao ano)					
16,47	14,47	14,47	13,47	10,72	10,47
16,47	14,47	14,47	13,47	10,72	10,47
16,47	14,47	14,47	13,47	10,72	10,47
15,47	13,97	14,22	12,62	10,72	10,47
15,47	13,97	14,22	12,62	10,72	10,47
15,47	13,97	14,22	12,62	10,72	10,47
14,72	14,47	14,22	11,97	10,72	10,47
14,72	14,47	14,22	11,97	10,72	10,47
14,72	14,47	14,22	11,97	10,72	10,47
14,22	14,47	14,22	11,32	10,72	10,47
14,22	14,47	14,22	11,32	10,72	10,47
14,22	14,47	14,22	11,32	10,72	10,47
13,72	15,47	14,22	10,97	10,72	10,47
13,72	15,47	14,22	10,97	10,72	10,47
13,72	15,47	14,22	10,97	10,72	10,47
13,72	16,47	14,22	10,97	10,72	10,47
13,72	16,47	14,22	10,97	10,72	10,47
13,72	16,47	14,22	10,97	10,72	10,47
13,97	16,47	14,22	10,72	10,47	10,47
13,97	16,47	14,22	10,72	10,47	10,47
13,97	16,47	14,22	10,72	10,47	10,47
14,47	15,47	14,22	10,72	10,47	10,47
14,47	15,47	14,22	10,72	10,47	10,47
14,47	15,47	14,22	10,72	10,47	10,47

Fonte: Dados da pesquisa.

Apêndice 3 - Gastos anuais com manutenção de equipamentos no cenário mais provável

Custos Operacionais (em R\$)

820.000,00

1.082.400,00

1.558.000,00

1.738.400,00

2.024.980,00

2.198.650,00

3.000.230,00

3.389.300,00

3.786.800,00

4.150.000,00

4.290.000,00

4.600.000,00

4.900.000,00

5.245.000,00

5.670.000,00

5.996.700,00

6.130.000,00

6.590.000,00

6.900.870,00

7.365.000,00

Fonte: Dados da pesquisa.

Apêndice 4 - Custos anuais com o financiamento do ativo fixo junto ao BNDES

Ano	Valor
01	13.376.000,00
02	12.852.500,00
03	12.329.000,00
04	11.805.500,00
05	11.282.000,00
06	10.758.500,00
07	10.235.000,00
08	9.711.500,00
09	9.188.000,00
10	8.664.500,00
11	8.141.000,00
12	7.617.500,00
13	7.094.000,00
14	6.570.500,00
15	6.047.000,00
16	5.523.500,00
17	0,00
18	0,00
19	0,00
20	0,00

Fonte: Dados da pesquisa.

Apêndice 5 - Preços do MWh vigentes nos leilões de Energia Nova e de Fontes Alternativas na CCEE no cenário otimista (período base: dezembro/2011)

Preços do MWh vigentes nos leilões de energia elétrica (em R\$)

108,39	173,25	185,52
110	174,05	185,66
111,18	175,41	185,85
112,98	176,13	185,86
115,99	177,93	186,06
144	178,33	186,11
154,09	178,33	186,35
154,25	178,44	186,35
154,25	179,58	186,35
154,4	180,14	186,35
156,46	180,27	186,35
157,08	180,57	186,35
157,7	181,5	186,36
158,93	181,51	186,86
158,95	181,51	187,78
158,95	181,51	188,84
161,36	181,51	188,92
161,62	181,91	188,93
162,82	182,04	188,99
163,41	182,04	189,08
163,71	182,17	189,08
172,73	182,17	190,41
173,25	182,75	191,55
173,25	185,36	195,55

Fonte: Resultados da pesquisa.

Apêndice 6 - Taxas de desconto do projeto no cenário otimista

Taxas de desconto (% ao ano)				
10,47	10,47	10,72	11,97	14,22
10,47	10,47	10,72	11,97	14,22
10,47	10,47	10,72	11,97	14,22
10,47	10,47	10,72	12,62	14,22
10,47	10,47	10,72	12,62	14,22
10,47	10,47	10,72	12,62	14,22
10,47	10,47	10,72	13,47	14,22
10,47	10,47	10,72	13,47	14,22
10,47	10,47	10,72	13,47	14,22
10,47	10,72	10,72	13,72	14,22
10,47	10,72	10,72	13,72	14,22
10,47	10,72	10,72	13,72	14,22
10,47	10,72	10,97	13,72	14,22
10,47	10,72	10,97	13,72	14,22
10,47	10,72	10,97	13,97	14,22
10,47	10,72	10,97	13,97	14,22
10,47	10,72	10,97	13,97	14,22
10,47	10,72	11,32	13,97	14,22
10,47	10,72	11,32	13,97	14,22
10,47	10,72	11,32	13,97	14,22

Fonte: Dados da pesquisa.

Apêndice 7 - Gastos anuais com manutenção de equipamentos no cenário otimista

Custos Operacionais (em R\$)
820.000,00
1.082.400,00
1.558.000,00
1.738.400,00
2.024.980,00
2.198.650,00
3.000.230,00
3.389.300,00
3.786.800,00
4.150.000,00
4.290.000,00
4.600.000,00
4.900.000,00
5.245.000,00
5.670.000,00

Fonte: Dados da pesquisa.

Apêndice 8 - Preços do MWh vigentes nos leilões de Energia Nova e de Fontes Alternativas na CCEE no cenário pessimista (período base: dezembro/2011)

Preços do MWh vigentes nos leilões de energia elétrica (em R\$)		
94,83	110	173,25
96,57	111,18	174,05
97,68	112,98	175,41
100,4	115,99	176,13
100,4	144	177,93
100,5	154,09	178,33
100,85	154,25	178,33
101,16	154,25	178,44
101,49	154,25	179,58
101,74	154,4	180,14
101,99	156,46	180,27
103,16	157,08	180,57
103,16	157,7	181,5
103,17	158,93	181,51
103,29	158,95	181,51
103,49	158,95	181,51
104,99	161,36	181,51
105	161,62	181,91
105,5	162,82	182,04
105,5	163,41	182,04
107,98	163,71	182,17
108	172,73	182,17
108	173,25	182,75
108,39	173,25	186,11

Fonte: Resultados da pesquisa.

Apêndice 9 - Taxas de desconto do projeto no cenário pessimista

Taxas de desconto (% ao ano)				
10,72	10,97	13,97	14,22	14,47
10,72	10,97	13,97	14,22	14,47
10,72	10,97	13,97	14,22	14,47
10,72	11,32	13,97	14,22	14,72
10,72	11,32	13,97	14,22	14,72
10,72	11,32	13,97	14,22	14,72
10,72	11,97	14,22	14,22	15,47
10,72	11,97	14,22	14,22	15,47
10,72	11,97	14,22	14,22	15,47
10,72	12,62	14,22	14,47	15,47
10,72	12,62	14,22	14,47	15,47
10,72	12,62	14,22	14,47	15,47
10,72	13,47	14,22	14,47	15,47
10,72	13,47	14,22	14,47	15,47
10,72	13,47	14,22	14,47	15,47
10,72	13,72	14,22	14,47	16,47
10,72	13,72	14,22	14,47	16,47
10,72	13,72	14,22	14,47	16,47
10,97	13,72	14,22	14,47	16,47
10,97	13,72	14,22	14,47	16,47
10,97	13,72	14,22	14,47	16,47

Fonte: Dados da pesquisa.

Apêndice 10 - Gastos anuais com manutenção de equipamentos no cenário pessimista

Custos Operacionais (em R\$)
2.198.650,00
3.000.230,00
3.389.300,00
3.786.800,00
4.150.000,00
4.290.000,00
4.600.000,00
4.900.000,00
5.245.000,00
5.670.000,00
5.996.700,00
6.130.000,00
6.590.000,00
6.900.970,00
7.365.000,00

Fonte: Dados da pesquisa.

Apêndice 11 - Saídas de caixa operacionais anuais estimadas por cenário

Ano	Cenário (Valores em R\$)		
	Pessimista	Mais Provável	Otimista
1	26.456.000,00	23.006.000,00	21.556.000,00
2	25.932.500,00	22.482.500,00	21.032.500,00
3	25.409.000,00	21.959.000,00	20.509.000,00
4	24.885.500,00	21.435.500,00	19.985.500,00
5	24.362.000,00	20.912.000,00	19.462.000,00
6	23.838.500,00	20.388.500,00	18.938.500,00
7	23.315.000,00	19.865.000,00	18.415.000,00
8	22.791.500,00	19.341.500,00	17.891.500,00
9	22.268.000,00	18.818.000,00	17.368.000,00
10	21.744.500,00	18.294.500,00	16.844.500,00
11	21.221.000,00	17.771.000,00	16.321.000,00
12	20.697.500,00	17.247.500,00	15.797.500,00
13	20.174.000,00	16.724.000,00	15.274.000,00
14	19.650.500,00	16.200.500,00	14.750.500,00
15	19.127.000,00	15.677.000,00	14.227.000,00
16	18.603.500,00	15.153.500,00	13.703.500,00
17	13.080.000,00	9.630.000,00	8.180.000,00
18	13.080.000,00	9.630.000,00	8.180.000,00
19	13.080.000,00	9.630.000,00	8.180.000,00
20	13.080.000,00	9.630.000,00	8.180.000,00

Fonte: Resultados da pesquisa.

Apêndice 12 - Despesas operacionais anuais estimadas do projeto.

Ano	Cenário (Valores em R\$)		
	Pessimista	Mais Provável	Otimista
1	39.456.000,00	35.006.000,00	32.756.000,00
2	38.932.500,00	34.482.500,00	32.232.500,00
3	38.409.000,00	33.959.000,00	31.709.000,00
4	37.885.500,00	33.435.500,00	31.185.500,00
5	37.362.000,00	32.912.000,00	30.662.000,00
6	36.838.500,00	32.388.500,00	30.138.500,00
7	36.315.000,00	31.865.000,00	29.615.000,00
8	35.791.500,00	31.431.500,00	29.091.500,00
9	35.268.000,00	30.818.000,00	28.561.000,00
10	34.744.500,00	30.294.500,00	28.044.500,00
11	24.221.000,00	19.771.000,00	17.521.000,00
12	23.697.500,00	19.247.500,00	16.997.500,00
13	23.174.000,00	18.724.000,00	16.474.000,00
14	22.650.500,00	18.200.500,00	15.950.500,00
15	22.127.000,00	17.677.000,00	15.427.000,00
16	21.603.500,00	17.153.400,00	14.903.400,00
17	16.080.000,00	11.630.000,00	9.380.000,00
18	16.080.000,00	11.630.000,00	9.380.000,00
19	16.080.000,00	11.630.000,00	9.380.000,00
20	16.080.000,00	11.630.000,00	9.380.000,00

Fonte: Resultados da pesquisa.