

CELSO DANIEL SERATTO

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM PROJETO DE
PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
VIA BIOMASSA FLORESTAL:
estudo de caso a partir da
Usina Santa Terezinha de Paranacity**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Economia, área de concentração em Desenvolvimento Econômico, do Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas, da Universidade Estadual de Maringá.

Orientadores:
Prof. Dr. Ednaldo Michellon
Prof. Dr. Natalino Henrique Medeiros

Maringá

2010

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
(Biblioteca Central - UEM, Maringá – PR., Brasil)

S482v Seratto, Celso Daniel
Viabilidade econômica de um projeto de produção de energia elétrica via biomassa florestal : estudo de caso a partir da Usina Santa Terezinha de Paranacity / Celso Daniel Seratto. -- Maringá, 2010.
238 f. : il., figs. (algumas col.), tabs.

Orientador: Prof. Dr. Ednaldo Michellon.
Co-orientador: Prof. Dr. Natalino Henrique Medeiros.
Dissertação (mestrado em Economia) - Universidade Estadual de Maringá, Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas, 2010.

1. Agroindústria - Cana-de-açúcar. 2. Biomassa florestal. 3. Energia elétrica - Produção - Biomassa florestal. 4. Agroenergia - Inovação incremental. 5. Cadeia agroindustrial - Competitividade. I. Michellon, Ednaldo, orient. II. Medeiros, Natalino Henrique, co-orient. III. Universidade Estadual de Maringá. Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas. IV. Título.

CDD 21.ed. 338.76

CELSO DANIEL SERATTO

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM PROJETO DE
PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
VIA BIOMASSA FLORESTAL:
estudo de caso a partir da
Usina Santa Terezinha de Paracity**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Economia, área de concentração em Desenvolvimento Econômico, do Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas, da Universidade Estadual de Maringá, sob a apreciação da seguinte banca examinadora:

Aprovado em: ____ / ____ / 2010.

BANCA EXAMINADORA

Professor Doutor Ednaldo Michellon
Universidade Estadual de Maringá

Professor Doutor Antonio Carlos de Campos
Universidade Estadual de Maringá

Professor Doutor Pery Francisco Assis Shikida
Universidade Estadual do Oeste do Paraná

Com alegria, dedico este trabalho:

- à DEUS;

- à minha família, Maria do Carmo, Pedro, Fernanda e Gabriela;

- aos meus pais, Hilda e Archimedes; e

- aos meus avós Lino, Maria, Savério e Joanina (in memoriam).

Agradecimentos

No ensejo da conclusão desta dissertação de mestrado, quero deixar meus agradecimentos a todos se fizeram presentes e me apoiaram neste desafio, especialmente,

Aos meus orientadores, Prof. Dr. Ednaldo Michellon e Prof. Dr. Natalino Henrique de Medeiros, pelo estímulo ao conhecimento; aos membros da banca de avaliação, Prof. Dr. Antônio Carlos de Campos e Prof. Dr. Pery Francisco Assis Shikida, pelas valiosas contribuições para o aperfeiçoamento deste trabalho; aos professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas da Universidade Estadual de Maringá; aos professores Dr. Antônio Carlos Lugnani, Msc. Antônio Gomes de Assumpção e Msc. Antônio Zotarelli, pelo apoio para ingressar no curso e concluir este trabalho.

À Prof. Dr. Sueli Sato Martins, do Departamento de Agronomia da UEM, pelas discussões e referências científicas sobre os sistemas de produção florestal.

Aos funcionários da Usina Santa Terezinha de Paranacity/PR e do Grupo Usaçucar, pelas informações necessárias para a consecução deste trabalho, especialmente aos Diretores, senhores Paulo Meneguetti e Álvaro Meneguetti.

Ao Instituto Emater, pela oportunidade de me aperfeiçoar; aos meus colegas de trabalho, pelo apoio incondicional na minha ausência, durante a licença para frequentar o curso de mestrado, sobretudo ao Odílio Sepulcri, Joaquim Carlos Thomaz, Antoninho Carlos Maurina, Sidnei Aparecido Baroni, Belmiro Ruiz Marques, Milton Satoshi Matsushita, Oromar João Bertol, Anderson Wagner Pezzatto, Anízio Menarin Filho, Erni Lindenberg; aos colegas do grupo de Agroenergia, do Departamento de Economia Rural e da Divisão Florestal da SEAB.

À equipe técnica da área de fomento florestal da empresa Klabin Florestal S.A., Unidade Monte Alegre, em Telemaco Borba/PR pela recepção à visita técnica. Ao Engenheiro Florestal Isael Bradalise, da CAT/PESA no Paraná, e ao senhor Mário Sérgio de Oliveira da Floagri Ind. Com. de Peças Ltda, pelos orçamentos e pela presteza nas informações sobre os equipamentos.

Aos Professores Raul Pimenta pela revisão ortográfica e Marlene Gonçalves Curty pela revisão das normas técnicas.

A todos os colegas de curso pelo prazer da convivência e amizades que ficaram.

*“Meu interesse está no futuro,
pois é lá que vou passar o resto de minha vida”.*
Charles Franklin Kettering.

SERATTO, Celso Daniel. **Viabilidade econômica de um projeto de produção de energia elétrica via biomassa florestal**: estudo de caso a partir da Usina Santa Terezinha de Paracity. 2010. 238 f. Dissertação (Mestrado em Economia), Universidade Estadual de Maringá, 2010.

RESUMO

À luz da teoria de origem shumpeteriana, este trabalho avalia a viabilidade de um projeto de inovação, do tipo incremental, de processo, no seu sentido para a firma, que foi consolidado em um estudo de caso para a Unidade Termelétrica da Usina Santa Terezinha de Paracity/PR. O projeto aproveita a capacidade ociosa do sistema termogerador de extração e condensação, no contrarturno e na entressafra da cana, visando aumentar a produção de energia elétrica e créditos de carbono, suprindo o déficit do combustível convencional – o bagaço –, com a biomassa florestal – cavacos de Eucalipto –, que seriam cultivados em 5.059,8 ha arrendados. E, prevê usar os equipamentos agrícolas e de transporte disponíveis, além de adquirir os insumos e implementos destinados ao cultivo florestal com financiamento via BNDES e, as máquinas e equipamentos destinados à colheita mecanizada de processamento da biomassa deverão ser adquiridos via operação de *leasing*. A análise de viabilidade econômica e financeira foi feita com projeção no horizonte de 18 anos, com a técnica do fluxo de caixa descontado, utilizando os critérios da TIR, VPL e *payback*, à taxa de desconto equivalente a TMA de 13,75% a.a.. A influência dos custos com o transporte e dos demais com a logística, foi testada com o efeito da variação no raio médio das áreas florestais dedicadas. Assim, os resultados com o projeto da inovação incremental indicaram que existe viabilidade econômica se as áreas de cultivo florestal forem localizadas até 117,77 Km da Usina, o que reduziria o *payback* do *design* atual do empreendimento de 13,10 para 11,90 anos. Contudo, se o raio médio for de 30 km, o projeto pode proporcionar um *payback* de 10,49 anos e o VPL de R\$ 10.489.586,13. Assim, respeitados os aspectos técnicos, ambientais e político-institucional, concluiu-se que o projeto é viável, podendo provocar inovações ulteriores na economia local, visto que a parcela produzida em 20% das áreas remanescentes, designada ao pagamento pelo arrendamento, aumenta a oferta de madeira de *Eucalyptus sp.*, no raio de ação do projeto. Todavia, foi identificado que o preço competitivo para a Usina adquirir biomassa permite a compra de terceiros até o raio de 22,93 Km, o que, contudo, possibilita construir uma ligação robusta entre as cadeias de agroenergia e de produção florestal, o que respalda a formulação de políticas públicas que estimulem a inclusão de agricultores nesse processo produtivo com vistas ao desenvolvimento regional.

Palavras-chave: Agroindústria da cana-de-açúcar. Biomassa florestal. Competitividade agroindustrial. Energia elétrica. Inovação incremental.

SERATTO, Celso Daniel. **Economic viability of a project to produce electricity from forest biomass**: a case study from the Santa Terezinha Plant of Paranacity. 2010. 238 f. Dissertation (Master in Economics), Universidade Estadual de Maringá, 2010.

ABSTRACT

In light of the Schumpeterian theory of origin, this work evaluates the feasibility of an innovation project, incremental process, oriented for the firm which was developed in a case study for the Unit Thermal Power Plant of Santa Terezinha in Paranacity, Parana State, Brazil. The project uses the idle capacity of the thermogenerator system of extraction and condensation, compensating the period between harvests of sugar cane aiming to increase the production of electricity and carbon credits and supplying the deficit of conventional fuel (bagasse) with forest biomass originated by eucalyptus chips, which could be cultivated in 5059.8ha of rented land. Indeed this work states the use of agricultural equipment and transport available, in addition to acquire insumes and implements designed to forest cultivation with funding through BNDES, and the machinery and equipment designed for mechanized harvesting processing of biomass must be purchased through leasing credit system. The economic and financial viability analysis was made through a projection of 18 years, using the technique of discounted cash flow and the criteria of TIR, NPV and payback at the rate of discount equivalent to the TMA of 13.75% per year. The influence of costs with transport and others referred to logistics was tested by using the effect of variation in the mean radius of the forest dedicated areas. Then, the innovation project results indicated that there is an economic viability if the areas of forest cultivation are found distant until 117.77 km of the Plant, which would reduce the payback of the current design development of 13.10 to 11.90 years. However, if the mean radius is 30 km, the project may provide a payback of 10.49 years and NPV of R\$10,489,586.13. Thus, if considered technical, environmental and political-institutional aspects, it is possible to conclude that the project is feasible and could lead to ulterior innovations into the local economy, since the portion produced in 20% of the remaining areas destined to payment for rented areas, increases the supplying of wood of *Eucalyptus sp.* into the project area. However, it was identified that a competitive price for the Plant to acquire biomass allows the purchase of third parties until a distance of 22.93 km, which, however, allows build a strong connection between agroenergy and forest production chains which support the creation of public policies, encouraging the inclusion of farmers in this production process aiming to regional development.

Keywords: Sugar Cane Agribusiness. Forest Biomass. Agroindustrial competitiveness. Electricity. Incremental innovation.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Energia elétrica ofertada pelos empreendimentos movidos a bagaço de cana nos leilões para ACR brasileiro entre 2006 e 2009.....	34
Gráfico 2	Quantidade de energia elétrica e a proporção contratados no ambiente de contratação regulada – ACR e no ambiente de contratação livre – ACL. Brasil. 2004 a 2008.....	51
Gráfico 3	Variação da produção mensal dos excedentes de energia elétrica comercializáveis, com o <i>design</i> atual do projeto da UTE Santa Terezinha, para 2010 e 2012.....	110
Gráfico 4	Produção mensal incremental proposta com o projeto de inovação para a UTE-STP.....	115
Gráfico 5	Produção mensal de excedentes de energia elétrica obtida com o projeto de inovação incremental na UTE-STP.....	116
Gráfico 6	Custo de transporte do cavaco da biomassa com efeito da variação do raio médio das áreas de cultivo de Eucalipto ao redor da UTE-STP.....	127
Gráfico 7	Efeito da variação do raio médio das áreas florestais sobre o valor total e financiável dos investimentos no projeto da inovação incremental da UTE-STP.....	131
Gráfico 8	Efeito da variação do raio médio das áreas florestais sobre os custos com logística em geral no projeto da inovação incremental da UTE-STP.....	133
Gráfico 9	Efeito da variação do raio médio das áreas florestais sobre os custos de transporte da biomassa no projeto da inovação incremental da UTE-STP.....	134
Gráfico 10	Saldo líquido acumulado, <i>payback</i> com o atual <i>design</i> da UTE-STP.....	134
Gráfico 11	Saldo líquido acumulado e <i>payback</i> do projeto da inovação incremental, com o raio médio das áreas de Eucalipto a 117,77km distante da UTE-STP.....	135
Gráfico 12	Saldo líquido acumulado e <i>payback</i> do projeto da inovação incremental, com o raio médio das áreas de eucalipto a 30,0km distante da UTE-STP.....	136
Gráfico 13	Saldo líquido acumulado e <i>payback</i> do projeto da inovação incremental, com o raio médio das áreas de eucalipto a 23,0km distante da UTE-STP.....	136
Gráfico 14	Relação entre o resultado da TIR e a variação no raio médio das áreas projetadas com o cultivo florestal dedicadas ao abastecimento da UTE-STP.....	137
Gráfico 15	Análise de sensibilidade com os principais parâmetros no projeto de inovação incremental na UTE-STP.....	138
Gráfico 16	Preços possíveis de serem pagos pela biomassa adquirida de terceiros, em função da distância no transporte até a UTE-STP, com o projeto de inovação incremental.....	140

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Estrutura do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica.....	42
Figura 2	Esquema do mercado de energia elétrica no curto prazo.....	44
Figura 3	Ciclo de um projeto de MDL até o Registro e a Emissão das RCEs.....	58
Figura 4	Ilustração sobre o sistema de remoções de GEEs realizadas por uma atividade de projeto de florestamento / reflorestamento.....	61
Figura 5	Balanço energético e do estoque de carbono na produção de energia a partir do uso da biomassa, carvão mineral e gás natural.....	74
Figura 6	Localização do município de Paranacity no Estado do Paraná.....	103
Figura 7	Raio médio projetado para as áreas de cana-de-açúcar em 2012.....	105
Figura 8	Uso atual dos sistemas de vapor da UTE-STP a partir de 2012.....	110
Figura 9	Uso proposto do sistema de vapor da UTE Santa Terezinha com o projeto de inovação incremental, a partir de 2016.....	120

LISTA DE QUADROS

Quadro 1	Tarifas-fio relativas à vertente de uso e o ambiente de conexão.....	53
Quadro 2	Critérios utilizados para apurar as receitas e despesas na avaliação econômica do projeto de inovação incremental à UTE-STP.....	99
Quadro 3	Saldo líquido nominal e o VPL do projeto da inovação incremental na UTE-TP à taxa de desconto equivalente a TMA, de acordo com o raio médio das áreas dedicadas ao cultivo florestal.....	132
Quadro 4	Emissões computadas no limite de abrangência do projeto (PE _y).....	220
Quadro 5	Custos e parâmetros do pacote tecnológico preconizado para o cultivo de um hectare de Eucalipto, sua colheita, processamento, transporte e abastecimento nas condições projetadas a partir da inovação incremental, para abastecer a UTE-STP.....	236

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Capacidade instalada de Produção de energia elétrica. Brasil, 2010.....	29
Tabela 2	Capacidade instalada de Produção de energia elétrica dos empreendimentos movidos a biomassa em operação. Brasil, 2010.....	30
Tabela 3	Estimativas sobre o volume e os valores transacionados nos mercados de carbono florestal.....	69
Tabela 4	Padrões de emissões para empreendimentos geradores de calor ou energia que utilizam derivados de madeira como combustível. Paraná, 2006.....	75
Tabela 5	Padrões de emissões para empreendimentos geradores de calor ou energia que consomem bagaço de cana-de-açúcar. Paraná, 2006.....	75
Tabela 6	Limites de emissão de processos de geração de calor a partir da combustão de biomassa florestal determinados pelo Conama.....	76
Tabela 7	Limites de provenientes de processos de geração de calor a partir da combustão de bagaço de cana-de-açúcar, determinados pelo Conama.....	77
Tabela 8	Metas de produção com o atual <i>design</i> da UTE-STP.....	106
Tabela 9	Preços de referência obtidos para os produtos da Usina Santa Terezinha de Paranacity/PR.....	107
Tabela 10	Faturamento bruto nominal previsto com o atual <i>design</i> da UTE-STP.	107
Tabela 11	Equipamentos existentes no parque de máquinas e disponíveis na entressafra para uso no projeto da inovação incremental.....	111
Tabela 12	Remuneração média e custo da hora trabalhada por categoria, para uso nas projeções sobre o atual design de projeto e o de inovação incremental.....	112
Tabela 13	Produção mensal prevista atual, incremental e total dos excedentes comercializáveis de energia elétrica e de RCE's na UTE-STP.....	115
Tabela 14	Projeções sobre a produção de energia elétrica e dos RCE's para a situação atual e com o projeto da inovação incremental na UTE-STP.....	117
Tabela 15	Projeções sobre o faturamento nominal bruto, para a situação atual e incremental com a venda da energia elétrica e RCE's pela UTE-STP.....	118
Tabela 16	Projeções para o faturamento nominal geral no horizonte de análise, com a implantação o projeto incremental para a Usina Santa Terezinha de Paranacity/Pr.....	119
Tabela 17	Saldo entre a oferta e a demanda de vapor no sistema de produção de vapor de extração e condensação da UTE-STP (t/mês).....	120

Tabela 18	Cronograma das atividades de cultivo e colheita florestal para abastecer o projeto de inovação incremental da UTE Santa Terezinha de Paranacity/PR. Entre julho de 2010 à junho de 2.029.....	122
Tabela 19	Demanda mensal prevista por cavacos no processo de produção da energia elétrica na UTE-STP.....	124
Tabela 20	Investimentos em equipamentos preconizados para o cultivo das florestas de Eucaliptos, a partir de julho de 2010.....	125
Tabela 21	Parâmetros operacionais projetados para as máquinas de colheita, processamento e a carga da biomassa florestal.....	125
Tabela 22	Valores estimados pela ANEEL para os prêmios de risco utilizados para o calculo $E(r_i)$ pelo método do CAPM.....	187
Tabela 23	Estimativas para o poder calorífico inferior – PCI, das principais fontes combustíveis a partir da biomassa, de acordo com o seu teor de umidade.....	196
Tabela 24	Parâmetros utilizados no cálculo do PCS ^s da biomassa recuperável para o projeto da inovação incremental.....	199
Tabela 25	Estimativa do Poder Calorífico Inferior - PCI _l , para a biomassa de espécies e híbridos clonais de espécies do gênero <i>Eucalyptus</i> sp. preconizadas no projeto da inovação incremental.....	200
Tabela 26	Parâmetros de produtividade e produção estimados para a biomassa dos híbridos clonais de <i>E. grandis</i> , para o final do ciclo de cultivo de seis anos, nas condições do trabalho.....	201
Tabela 27	Poder calorífico superior de madeiras do Gênero <i>Eucalyptus</i> sp.....	207
Tabela 28	Poder Calorífico Inferior para as condições de trabalho – PCI ^l , do bagaço, da lenha e das madeiras de <i>Eucalyptus</i> sp.....	209
Tabela 29	Características técnicas básicas dos equipamentos instalados na UTE Santa Terezinha de Paranacity/Pr.....	210
Tabela 30	Parâmetros utilizados para o cálculo do Consumo Específico de Combustível – CEC, para o uso de biomassa florestal de Eucaliptos nas caldeiras aquatubulares de Condensação & Extração da UTE-STP.....	214
Tabela 31	Cálculo do fator $EF_{SIM\ CM\ anual}$, de acordo com a produção, prevista no projeto de inovação incremental para a UTE de Paranacity/PR.....	219
Tabela 32	Valores para os parâmetros utilizados para o cálculo de PE_y do projeto de inovação incremental à UTE-STP.....	221
Tabela 33	Cálculo do fator $EF_{SIM\ CM\ anual}$, conforme a variação na produção de energia elétrica prevista no projeto de inovação incremental para UTE-STP.....	222
Tabela 34	Quantidade anual de emissões reduzidas, calculada em t de Co_2e /MWh, com o projeto da inovação incremental na UTE-STP.....	222

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
2	A INOVAÇÃO INCREMENTAL NO SENTIDO PARA A FIRMA.....	22
3	NOTAS E DISCUSSÕES SOBRE A PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DA BIOMASSA NO BRASIL, O MERCADO DE ENERGIA E DE CRÉDITOS DE CARBONO E OS ASPECTOS TÉCNICOS, AMBIENTAIS, LEGAIS E REGULATÓRIOS.....	28
3.1	A PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DA BIOMASSA NO BRASIL.....	28
3.2	O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	41
3.3	O MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO DO PROTOCOLO DE KYOTO E O MERCADO DE CRÉDITOS DE CARBONO.....	54
3.4	ASPECTOS AMBIENTAIS, LEGAIS E REGULATÓRIOS.....	72
3.5	A COMPETIÇÃO PELO USO DAS TERRAS AGRÍCOLAS PELAS CADEIAS DE AGROENERGIA E DE PRODUÇÃO DE ALIMENTOS.....	82
4	A ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM UM PROJETO DE INOVAÇÃO INCREMENTAL PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA VIA BIOMASSA.....	84
5	O ESTUDO DE CASO.....	92
5.1	O <i>DESING</i> ATUAL DA USINA TERMELÉTRICA SANTA TEREZINHA DE PARANACITY/Pr – UTE-STP.....	102
5.2	PROJETO DA INOVAÇÃO INCREMENTAL PARA PRODUÇÃO DE NOVOS EXCEDENTES DE ENERGIA ELÉTRICA E RCE'S NA UTE-STP.....	113
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	128
7	CONCLUSÃO.....	142
	REFERÊNCIAS.....	146
	APÊNDICES.....	175

1 INTRODUÇÃO

A matriz de produção de energia elétrica brasileira é caracterizada pela predominância de fontes renováveis, o que coloca o país em uma situação relativamente privilegiada em comparação com outros países. Os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL - demonstram que a atual capacidade instalada de produção das fontes renováveis de energia elétrica soma 79,71% da capacidade de oferta interna de energia elétrica, enquanto as fontes não renováveis ocupam 21,29%, sendo que a hidroeletricidade responde por 72,11% e as fontes com origem na biomassa representam 6,85% (ANEEL, 2010c)¹.

Nesse contexto, as usinas geradoras movidas a biomassa totalizaram 381 empreendimentos em operação e sua capacidade instalada é capaz de gerar 7.579.201 KW. Entre estes empreendimentos, 311 são movidos a bagaço de cana-de-açúcar e responsáveis por 4,99% de participação, 14 são movidas a licor negro, detendo 1,04%, 40 operam com resíduos de madeira e arrestam 0,28%, nove são abastecidos com biogás, representando 0,04%, e sete utilizam a casca do arroz como fonte combustível, atingindo apenas 0,03% da capacidade instalada.

Apesar do avanço constatado na participação das fontes movidas a biomassa na matriz elétrica brasileira, recentemente as fontes não renováveis avançaram em proporção ainda maior, o que denota certo descuido estratégico com a produção via fontes renováveis. Nessa direção, os dados do balanço energético nacional de 2009 demonstraram que as fontes de energia elétrica oriundas da biomassa participavam com 5,1% da capacidade instalada em 2007, enquanto as fontes renováveis respondiam por 89,2% e as fontes não renováveis importavam em apenas 10,8% (BRASIL, 2009a, p. 20).

A oferta de energia elétrica produzida com o uso de biomassa é relativamente recente e só começou a adquirir importância com a crise de abastecimento iniciada em 1999, a qual culminou no colapso no sistema em 2001 – o conhecido apagão. Neste sentido, constata-se que a produção de energia elétrica pelo uso da biomassa só se desenvolveu depois que foram criados instrumentos e políticas públicas complementares e mais eficazes, a partir do ano de 2001 (LEITE, 2007; SOUZA; AZEVEDO, 2006).

¹ Os dados são oriundos do Banco de Informações sobre Geração – BIG, e representam todos os 2.287 empreendimentos em operação cadastrados até 14 de julho de 2010, cuja capacidade nominal instalada soma 110.674.588 KW de potência, o que representa 100% da oferta interna de energia elétrica (ANEEL, 2010c).

Nesse sentido, os instrumentos de política apontados como os mais efetivos foram: a reformulação institucional do setor elétrico nacional, que redefiniu o papel do Estado; a criação do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, em 2002; o crédito oferecido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES; e as estratégias desenvolvidas pelo Governo com as políticas de aquisição da energia dessas fontes pela Companhia Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS².

Além disso, foi importante o avanço na regulamentação, que permitiu o livre acesso às redes de transmissão e distribuição e o aperfeiçoamento da metodologia de cálculo utilizada para remunerar usinas termelétricas a partir de maio de 2006, pois a sazonalidade da oferta de bagaço e, conseqüentemente, da oferta de excedentes comercializáveis, reduzia a competitividade destes empreendimentos nos leilões realizados para abastecer o mercado regulado de energia brasileiro (BRASIL, 2006a; BUAINNAIN; BATALHA, 2007a; COSTA; PIEROBON, 2008; ELETROBRÁS, 2009; GOLDENBERG; NIGRO; COELHO, 2008; LEITE, 2007; MELLO et al., 2007; PRADO, 2003).

Esta última medida foi considerada fundamental, pois representou um estímulo às usinas de álcool e açúcar a aumentarem gradativamente a produção de energia elétrica. Foi isso que levou as usinas a vislumbrar a venda de excedentes de energia como mais um produto da cana-de-açúcar e, conseqüentemente, a investir em novos equipamentos dentro da atual trajetória tecnológica para incrementar a sua produção de excedentes de energia elétrica (GOLDENBERG; NIGRO; COELHO, 2008; MELLO et al., 2007; SOUZA; AZEVEDO, 2006).

Apesar destes esforços, estimou-se que apenas 20% das usinas brasileiras, em sua maioria localizadas no Estado de São Paulo, estavam gerando excedentes comercializáveis em 2008 (WALTER, 2008, p. 1). Para explicar esta conjuntura aponta-se que a estrutura de produção dessas empresas é considerada heterogênea e que seu negócio principal ainda é o fabrico do açúcar e do álcool. Por outro lado, chama-se a atenção para o elevado investimento requerido para a geração de excedentes comercializáveis. Neste contexto, a expansão da produção de energia na atual trajetória só seria viável com a expansão da sua capacidade de

² A ELETROBRÁS é uma *holding* que controla grande parte dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil por intermédio de seis subsidiárias: Chesf, Furnas, Eletrosul, Eletronorte, CGTEE e a Eletronuclear. Além de ser a principal acionista destas empresas, detém metade do capital de Itaipu Binacional.

produção tradicional, a qual está vinculada às janelas de oportunidades que ocorreriam por ocasião da construção de novas unidades ou da troca de equipamentos nas agroindústrias da cana-de-açúcar a cada 20 ou 30 anos (MELLO et al., 2007; WALTER, 2008).

Além disso, a produção e oferta de eletricidade pelas agroindústrias da cana-de-açúcar é sazonal e vinculada ao período da safra, quando há disponibilidade do combustível tradicional, o bagaço da cana-de-açúcar. Os dados sobre os certames realizados para suprir a energia elétrica demandada pelo mercado regulado entre 2006 e 2009 indicam esse perfil. Nestas ocasiões foram habilitadas 145 termelétricas vinculadas às usinas de cana-de-açúcar e se observou que 97,48% da produção dos excedentes de energia, em média, só estavam disponíveis entre os meses de maio a novembro e que 99,58% da oferta se concentravam entre os meses de abril a novembro (BRASIL, 2006a; 2006b; 2006c; 2007d; 2008e; 2008f; 2009c). Isto se deve ao regime típico de operação destas unidades, pois a oferta do combustível tradicional subordina-se, por sua vez, à colheita de cana. Isto leva estas empresas a subutilizarem a sua capacidade instalada de geração de energia, dada a escassez de matéria-prima combustível durante a entressafra e na contrassafra e a subutilizarem a sua capacidade instalada de geração de energia (BRASIL, 2007a; BRAUNBECK; MAGALHÃES; GARCIA, 2008; MAGALHÃES et al., 2006; MELLO et al., 2007; SIMÕES, 2006; WALTER, 2008).

Ademais, a utilização parcial da capacidade instalada concorre para o aumento dos custos fixos destas unidades termoelétricas e, por conseguinte, para a elevação do custo da energia elétrica produzida, causando, assim, efeitos negativos na taxa interna de retorno e no *payback* destes investimentos (CORREA NETO, 2001; FREITAS; SEVERIANO FILHO, 2007; VIAN et al., 2008; WALTER, 2008).

Outro fator que dificulta esse processo é que, no curto prazo, para incrementar a oferta de energia via biomassa a agroindústria de cana-de-açúcar enfrenta como principal desafio a ampliação na oferta da matéria-prima combustível tradicional, o bagaço e o palhiço. Além disso, é necessária a adoção de novas tecnologias que permitam melhorar a eficiência dos processos internos e possibilitem a economia do vapor demandado nos processos internos, bem como da energia consumida e do combustível. Além disso, aguarda a melhoria na eficiência

da recuperação do próprio palhiço (BAJAY; NOGUEIRA; SOUZA, 2010; WALTER, 2008).

Para o médio e longo prazo, o desafio está em aumentar a oferta de matérias-primas alternativas. Deve-se ponderar que o avanço previsto nas tecnologias comerciais dentro da própria indústria canavieira para os próximos 5 a 10 anos, tal qual a hidrólise das fibras e a alcoolquímica, processo que pode ser direcionado para a produção do álcool e dos derivados plásticos, deverá demandar ainda mais energia e maior quantidade de matérias-primas, o que poderá concorrer diretamente com a produção da energia elétrica (BRASIL, 2007a; MAGALHÃES et al., 2006; MELLO et al., 2007; NEGRI, 2008; SEABRA, 2008; WALTER, 2008).

Assim, o abastecimento das agroindústrias da cana-de-açúcar com o combustível produzido via biomassa florestal cultivada pode se configurar como uma nova fonte de energia, complementar ao bagaço e à palha (BAJAY; NOGUEIRA; SOUZA, 2010; BRASIL, 2007a; ERENO, 2009; FINGUERUT et al., 2008; GOLDENBERG; MELLO et al., 2007; NEGRI, 2008; NIGRO; COELHO, 2008; SEABRA, 2008; WALTER, 2008), de modo que a redução da sazonalidade e o aumento da oferta de excedentes de energia elétrica podem contribuir, também, para a melhoria dos indicadores econômicos das agroindústrias da cana-de-açúcar.

Por outro lado, a produção e venda de excedentes de energia elétrica produzidos via biomassa florestal é uma realidade que não se configurou na matriz elétrica brasileira, não obstante ocorrerem iniciativas de produção a partir do uso de resíduos de madeira nos polos tradicionais de produção florestal (ANEEL 2010c).

As informações disponíveis no BIG, sobre a geração elétrica via biomassa florestal, confirmaram esta realidade e demonstram que a sua produção predomina nos empreendimentos que utilizam o licor negro, vinculados à indústria de papel e celulose, ocupando 16,37% da capacidade total relativa ao conjunto das usinas movidas a biomassa. As termelétricas que utilizam resíduos de madeira em geral detêm 3,99% da capacidade e encontram-se vinculadas às indústrias madeireiras tradicionais, enquanto os geradores movidos a carvão vegetal representam apenas 0,33% da capacidade instalada (ANEEL, 2010c).

Deste modo, constata-se que a participação dos resíduos e de outros produtos florestais cultivados como fonte de matéria-prima combustível empregada na geração da energia elétrica pode ser considerada modesta e geograficamente restrita na matriz elétrica nacional.

A este fato são imputadas duas consequências ou fatores: a primeira se relacionaria à indisponibilidade de matérias-primas residuais de baixo custo, condição que só se encontra nos polos tradicionais de transformação do complexo de produção florestal - indústrias de papel e celulose e de madeira serrada e painéis; e, a segunda seria que a expansão desta modalidade de produção, com a instalação de novos empreendimentos geradores dedicados exclusivamente a ela, o que demandaria investimentos considerados elevados. Além disso, sob esse crivo, os investimentos necessários ao cultivo florestal não são menos importantes (BRASIL, 2007a; GOLDENBREG; NIGRO; COELHO, 2008; WALTER; NOGUEIRA, 2008).

Por outro lado, do ponto de vista da produção, cabe observar que, à medida que se aproxima o prazo final para instalação de áreas de reserva legal nas propriedades agrícolas, que ocorrerá em 2018, devem aumentar as áreas de cultivo florestal e a oferta de seus produtos em localidades distantes dos polos produtores de madeiras tradicionais, o que pode também contribuir para o aumento da oferta da matéria-prima combustível alternativa para a produção de energia elétrica nas usinas termelétricas das agroindústrias da cana-de-açúcar. Ressalte-se, não obstante, que este tipo de uso das áreas de reserva legal somente está autorizado nas propriedades consideradas de pequeno porte, as quais se encontram tipificadas no regime de agricultura familiar, no qual se permite o uso na produção florestal em regime de manejo sustentado, com o cultivo multiestratificado de espécies nativas e exóticas, sendo autorizada a extração das espécies exóticas. Contudo, para garantir o abastecimento das unidades termelétricas movidas a bagaço de cana no período da contrassafra e de entressafra, é necessário que a unidade termelétrica conte com a produção em áreas exclusivamente dedicadas ao cultivo das florestas, de modo que se assegure o suprimento da matéria-prima em tempo hábil para o abastecimento da demanda no ritmo industrial. Além disso, é necessário dispor de uma logística para o abastecimento que proporcione os menores custos possíveis de produção e de transporte da matéria-prima, de modo que sejam compatíveis com o propósito da produção de energia elétrica (BRITO, 2007; CARPIO; LORA, 2002; NOGUEIRA et al., 2000; NOGUEIRA; LORA, 2003; NOGUEIRA; WALTER, 1996; WALTER, 2008).

Desta maneira, os investimentos na produção da matéria-prima florestal combustível exigem, no seu conjunto, resultados capazes de assegurar aos empreendedores vantagens econômicas relativas, além de garantias reais de

retorno do capital investido e a possibilidade de mitigar os riscos associados ao negócio, desde a produção e a comercialização até a institucionalidade, riscos que devem ser conhecidos ao máximo possível.

Nesse contexto, ao aprofundar o estudo sobre as relações econômicas, os fatores de produção e o tratamento dos fatores de risco, pretende-se produzir conhecimentos que permitam aos empresários reduzir e mitigar ao máximo possível os fatores de risco deste tipo de negócio, auxiliando-os no processo de tomada de decisão (BLANK; TARQUIN, 2008; ORGANIZAÇÃO PARA COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, 2005; SCHUMPETER, 1988).

Ressalta-se que melhorar os indicadores econômicos através do aperfeiçoamento tecnológico e da melhoria da eficiência das agroindústrias de cana-de-açúcar na produção da agroenergia, mediante a integração entre essa cadeia e de produção florestal, pode se constituir, no futuro, em um novo desafio para os empresários e os profissionais e ser decisivo para a própria viabilidade das empresas desse ramo diante da concorrência interempresarial.

Além do mais, trata-se de testar a possibilidade da integração entre as cadeias de produção florestal e de agroenergia, o que pode significar, inclusive para os governos e a sociedade, uma salvaguarda de segurança, com a diversificação da matriz elétrica no futuro, a ser obtida com o aumento da oferta deste tipo de energia renovável no mercado interno. A integração entre estas cadeias de produção também poderá se constituir de mais uma ação estratégica destinada à promoção do desenvolvimento regional no entorno das agroindústrias da Cana-de-açúcar.

Nesse sentido, os resultados deste estudo podem, ainda, nortear iniciativas dos governos para a criação de condições favoráveis e de novos instrumentos de políticas públicas que estimulem a adoção da inovação pelos empresários e a formação de um vínculo robusto entre as cadeias de produção florestal e de energia elétrica. Finalmente, para os produtores rurais cujas propriedades se localizem no entorno das agroindústrias da cana-de-açúcar, à medida que esse tipo de inovação seja adotada, pode se criar uma nova oportunidade de negócios junto à cadeia da agroenergia.

Assim sendo, este trabalho testa a hipótese da viabilidade econômica de um projeto com sua logística particular cuja finalidade é complementar o fornecimento de combustível de uma unidade termelétrica vinculada a uma típica agroindústria da cana-de-açúcar – a Unidade Termelétrica da Usina Santa Terezinha de Paranacity -

Pr³. O projeto elaborado prevê que o abastecimento com o combustível alternativo ora em estudo se dará com os cavacos de madeira produzidos a partir do cultivo florestal de eucalipto, a serem ofertados no período da entressafra e durante a contrassafra da cana, quando a oferta de bagaço não é suficiente para regularizar a produção da energia elétrica.

Destarte, o objetivo do trabalho é avaliar a taxa de retorno, o *payback* e VPL de um projeto de investimento que foi elaborado sobre uma situação real, testando os efeitos resultantes do custo com a logística de produção e transporte da matéria-prima à medida que varia o raio médio das áreas de produção florestal. O trabalho busca também identificar a distância geográfica a partir da qual se torna viável o abastecimento do combustível para a usina em estudo e, conseqüentemente, identificar a abrangência de uma possível integração entre as cadeias produtivas de energia elétrica e a produção florestal, com base nos pressupostos de que a matéria-prima florestal pode ser produzida pela própria empresa ou adquirida de terceiros. Além disso, o trabalho buscou testar, através de uma análise de sensibilidade, o efeito da variação dos parâmetros mais significativos do ponto de vista econômico, apontar os aspectos ambientais legais que devem ser preconizados e identificar ganhos sociais potenciais com a geração de empregos e tributos e, assim, dimensionar os parâmetros mais importantes e fornecer subsídios úteis na formulação e aperfeiçoamento de políticas públicas.

Como se trata de uma análise para a adoção de inovações incrementais, os fatores de risco inerentes ao processo, conforme postula a teoria de Schumpeter e dos autores considerados neoschumpeterianos, foram tratados com uma solução clássica, que concilia esta base teórica com o método do *Capital Asset Pricing Model* – CAPM, tradicionalmente utilizado na análise deste tipo de investimento.

Para tanto, o trabalho foi organizado em oito seções. A segunda é dedicada à revisão teórica sobre o processo de inovação e suas implicações na análise econômica. Na seção terceira constam os apontamentos sobre a conjuntura de mercado e preços da energia elétrica e dos créditos de carbono, além dos condicionantes de ordem legal, ambiental e institucional que moldaram o *design* do

³ Esclarece-se que foi desenvolvido um projeto de investimento para avaliar de modo preliminar a adoção de uma inovação incremental de processo e organizacional, no seu sentido para a firma - uma empresa típica -, envolvendo a realização de atividades diferentes, no entanto, com a finalidade de obter os mesmos produtos em quantidades maiores.

projeto da inovação incremental. A seção quarta trata dos conceitos relativos à técnica adotada nas análises de investimentos dessa natureza. A seção quinta trata do estudo de caso, contendo o diagnóstico da situação atual e um esboço do projeto da inovação incremental com as metas previstas, além disso, apresenta a metodologia utilizada no tratamento dos dados para as projeções. A seção sexta é dedicada à discussão sobre a opção de *design* do projeto e seus resultados. Por fim, na seção sétima, que precede a listagem com as referências pesquisadas e os APÊNDICES, são apresentadas as conclusões da pesquisa e sugestões para o desenvolvimento de novos trabalhos e políticas públicas.

2 A INOVAÇÃO INCREMENTAL NO SENTIDO PARA A FIRMA

O arcabouço teórico sobre a inovação tem como principal marco referencial os estudos de Schumpeter contidos no livro *A Teoria do Desenvolvimento Econômico*. A obra foi publicada originalmente na língua alemã, em 1911, e traduzida para o idioma inglês em 1934 (SCHUMPETER, 1988); porém a sua importância como elemento crítico na análise da concorrência entre as empresas e seus consequentes efeitos na organização das estruturas de mercado, ocasionados pelo espraiamento das inovações através dos fenômenos da difusão e da adoção⁴, só se consolidaram no final do século XX, a partir dos trabalhos de autores reconhecidos como neoschumpeterianos: Dosi (1984; 2006), Freeman e Soete (1974; 2008), Nelson e Winter (1974; 1982; 2005) e Rosenberg (1982; 2006).

Para Schumpeter (1988), inovar representava combinar materiais e forças que estavam ao alcance no processo de produção, e “produzir outras coisas, ou as mesmas coisas com método diferente, significava combinar diferentemente esses materiais e forças” (SCHUMPETER, 1988, p. 48).

Não obstante, o autor defendia que enquanto uma invenção não fosse levada à prática ela era irrelevante economicamente, e que levar a efeito qualquer melhoramento era uma tarefa inteiramente diferente de sua invenção.

Schumpeter (1988) definiu inovação como mudanças que representassem ou proporcionassem:

- a. a introdução de um novo bem ou uma nova qualidade de um bem com os quais os consumidores ainda não estivessem familiarizados;
- b. a introdução de um novo método de produção ou de uma nova maneira de manejar comercialmente uma mercadoria que ainda não tivesse sido testada pela experiência, mas que não precisaria necessariamente ter sido proporcionada por uma nova descoberta científica;
- c. a abertura de um novo mercado, quer o mesmo preexistisse, quer não;
- d. a conquista de uma nova fonte de matéria-prima ou bens, independentemente de já existirem ou terem sido criados; e,

⁴ O termo difusão representa a imitação da liderança e o termo adoção o aprendizado e a busca dos retardatários.

e. o estabelecimento de uma nova estrutura de organização industrial – como resultado da formação de posições de monopolistas ou com a sua fragmentação.

De modo particular, ficou evidente que a opção de Schumpeter (1988) em seus estudos era tratar das inovações radicais, por conta de seu interesse em explicar as variações cíclicas na economia. Assim, ele distinguia as inovações entre aquelas mudanças que ocorriam em pequenas etapas e frações, porém sempre dentro de um mesmo limite, e aquelas que não apareciam continuamente, mas surgiam espontaneamente e, apesar disso, tinham a capacidade de mudar o seu próprio limite no curso tradicional perturbando o equilíbrio existente. Neste sentido, ele expôs:

“Na medida em que as novas combinações podem, com o tempo, originar-se das antigas por ajuste contínuo mediante pequenas etapas, há certamente mudança, possivelmente há crescimento, mas não um fenômeno novo nem um desenvolvimento em nosso sentido. Na medida em que não for esse o caso, e em que as novas combinações aparecerem descontinuamente, então surge o fenômeno que caracteriza o desenvolvimento”. (SCHUMPETER, 1988, p. 48).

Para Schumpeter (1988), não se deveria supor que as inovações ocorressem devido ao emprego de meios de produção que por acaso não estivessem sendo utilizados - como, por exemplo, trabalhadores desempregados, matérias-primas não vendidas e capacidade produtiva não utilizada. O autor afirmava que estes aspectos não ofereciam, por si sós, a explicação fundamental para o surgimento das novas combinações, mas, apesar disso, reconhecia que estas situações poderiam contribuir como estímulo adicional.

Segundo ele, a adoção das inovações no processo de difusão era comumente não espontânea. Neste sentido, explicava que é “exatamente a luta por uma nova posição de equilíbrio que incorporará as inovações e dará expressão aos seus efeitos sobre as empresas antigas”, levando a cabo, no seu curso, a eliminação das tecnologias menos eficientes e até das próprias firmas, fenômeno que o autor denominava “destruição criadora” (SCHUMPETER, 1988, p. 160).

Não obstante, a diferenciação entre as inovações radicais e as incrementais e seus tipos de processo e de produto, além do seu sentido de abrangência, só

ganharam importância depois do trabalho de Freeman e Soete (2008)⁵. Estes autores se referiam à inovação radical como uma invenção, como uma ideia, um esboço ou um modelo para um novo ou melhorado artefato, produto, processo ou sistema, os quais, embora pudessem ser patenteados, não levariam necessariamente à inovação; e à inovação incremental como um fenômeno que somente ocorria quando de sua transação comercial.

Por outro lado, embora explicasse que o termo inovação era frequentemente utilizado para descrever todo o processo, eles não excluía que as novas invenções pudessem frequentemente acontecer no decorrer do processo inovativo e, ainda, que outras mais acontecessem no decorrer do processo de difusão. Estes autores identificaram que era possível obter progressos rápidos e alcançáveis em curto prazo mediante a aplicação do conhecimento já existente, com os *feedbacks* oriundos da produção e do mercado para a pesquisa e desenvolvimento – P&D e através das atividades técnicas e científicas⁶.

Freeman e Soete (2008), assim como Schumpeter (1988), reconheceram que a incerteza era um aspecto intrínseco à natureza do processo inovativo. Eles constataram que, mesmo com as numerosas e sofisticadas técnicas matemáticas que eram utilizadas na avaliação e previsão dos resultados, não era possível às firmas fazer previsões acertadas sobre os custos e o tempo exigidos para os desenvolvimentos futuros, os quais normalmente são subestimados, nem sobre o tamanho do futuro mercado e o retorno dos investimentos.

Para estes autores, os erros nas previsões são mais comuns nos casos que envolvem as inovações radicais, e o contrário ocorria com os resultados observados com as pequenas melhorias incrementais e com as novas aplicações de produtos existentes, em que era possível o uso das técnicas de previsão com maior precisão.

Nelson e Winter (2005), por sua vez, consideravam que a incerteza fundamental que envolvia a atividade inovadora relacionava-se à aleatoriedade quanto aos seus resultados. Assim sendo, eles recomendaram que, diante dos esforços para se incorporar uma nova rotina a um arcabouço de rotinas existentes, seria exigida, fundamentalmente, a satisfação de duas condições. A primeira é que

⁵ Para Freeman e Soete (2008), as inovações podiam se distinguir em duas categorias: as inovações radicais, aquelas baseadas em agrupamentos ou *clusters* de inovações, algumas delas envolvendo grandes mudanças e descontinuidades; e as incrementais, aquelas que envolvem pequenas e diversas melhorias.

⁶ Freeman e Soete (2008, p. 22), também utilizaram o termo “inovação tecnológica” para descrever avanço no conhecimento, e “inovação” para descrever a introdução e difusão de novos e mais avançados produtos e processos na economia. Contudo, esse termo também pode ser sinônimo de conhecimento.

nestas mudanças de rotina contivesse o máximo domínio possível, ou seja, adquirisse o *status* de máxima confiabilidade; e a segunda era que a nova rotina estivesse o mais livre possível das ambiguidades semânticas advindas da habilidade humana e originadas na incompatibilidade ou incapacidade das pessoas para o novo.

Por seu turno, Rosenberg (2006) apontou a existência de uma dimensão adicional, a qual contribuía para aumentar a incerteza do empresário no tocante a inovar. Segundo ele, tratava-se de um tipo não enfatizado por Schumpeter, devendo-se considerar não somente as incertezas geradas pelas inovações em outros pontos da economia, mas, igualmente, as incertezas suscitadas “pelo aperfeiçoamento ulterior da tecnologia cuja introdução está no momento sendo considerada” (ROSENBERG, 2006, p. 167).

De acordo com esse autor, para que uma inovação pudesse se consolidar ela deveria passar, primeiramente, pelo difícil teste de conseguir reduzir os novos custos totais médios a um patamar inferior aos antigos.

Contudo, Dosi (2006) concluiu que a inovação radical, apesar de fundamental, era responsável por apenas uma pequena parcela da evolução das variáveis econômicas resultantes para as firmas, especialmente nos casos em que estas não fossem complementadas pelas inovações incrementais, às quais o autor atribuía maior valor, e que, mesmo diante de uma espécie de formalização institucional a que se teriam submetido as atividades de pesquisa e inovação contemporâneas, mantinha-se intrínseca, no processo inovativo, a sua natureza peculiarmente incerta.

Para Dosi (2006), mesmo diante de certo grau de incerteza quanto aos futuros melhoramentos, mesmo pequenos avanços na etapa *ex-post* eram muito importantes, pois o incremento obtido nesse processo acabava se transformando no fator responsável, em maior ou menor grau, pela melhoria dos indicadores de desempenho, pela redução dos custos nas curvas de aprendizado, ampliação das economias de escala e avanço da reprodução e apropriabilidade privada dos efeitos proporcionados pelas mudanças técnicas introduzidas.

Nessa linha de pensamento, ele sugeriu que as direções das mudanças técnicas muitas vezes são definidas pelo estado da arte da tecnologia já em uso, e que a possibilidade de as empresas e organizações alcançarem avanços técnicos

depende, em grande parte, dos níveis tecnológicos por elas já alcançados, e assim ele introduziu o conceito de *path dependence*.

Nesse sentido, deve-se lembrar que o regime operacional atual das usinas de cana-de-açúcar e, conseqüentemente, das unidades termelétricas a elas acopladas, as quais dependem da matéria-prima residual – o bagaço –, está sujeito a períodos de elevada capacidade ociosa, o que pode viabilizar inovações na produção advinda do abastecimento suplementar com novas matérias-primas combustíveis alternativas, destinadas à geração de energia elétrica excedente. Não obstante, ao revisar a literatura contida em Schumpeter e nos neoschumpeterianos, verificou-se que estes autores não se prenderam à avaliação individual e estática do impacto das inovações para as firmas.

Para estimular as análises focadas nas firmas, a Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE (2005) desenvolveu um importante trabalho que se consubstanciou no Manual de Oslo, no qual se definiu o conceito do *locus* do processo inovativo e se sugeriu utilizar o termo “novo para a firma” como a dimensão mínima para a unidade de análise (ORGANIZAÇÃO PARA COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, 2005, p. 24). Com isso se buscou aperfeiçoar os estudos sobre a inovação em ambos os sentidos - para o mercado e para a firma – com foco não somente no seu conjunto, mas inclusive, nas empresas individualmente, no seu ambiente, nas razões que as levam a inovar, nos fatores-chave do processo de inovação e seus resultados, entre outros⁷.

Para a OCDE (2005), esta convenção se justificou pelo entendimento de que o principal impacto da inovação na atividade econômica provém da adoção inicial – o que é compreendido como difusão das inovações, quando estas são capturadas por outras empresas no processo de aprendizado. Isso as leva a desenvolvimentos posteriores em relação à inovação original, o que se encontra em plena consonância com a teoria sobre a inovação contida em Schumpeter e nos neoschumpeterianos.

Destarte, passaram a ser valorizados também os estudos e projeções focados nas empresas, além do estímulo que isto representou para o

⁷ Para tanto, o Manual de Oslo acabou incorporando, além dos conceitos tradicionais de inovação tecnológica em produtos e processos, outros tipos de inovação, relacionados aos setores de serviços classificados, como, a inovação de marketing e a inovação organizacional. Assim, estendeu as análises do processo de inovação para mais próximo de sua dimensão sistêmica. Não obstante a gênese deste tratamento poder ser encontrada em Schumpeter (1988), o Manual de Oslo tornou-se uma referência para várias pesquisas que examinaram a natureza e os impactos da inovação no setor comercial, bem como disponibiliza indicadores para avaliar as práticas nacionais, o que permite a comparação das estratégias e dos resultados das políticas públicas para inovação (OCDE, 2005).

desenvolvimento de trabalhos de formulação e avaliação de políticas públicas para pesquisa e desenvolvimento e inovação - P&D&I.

Nesse sentido, para realizar os propósitos desse trabalho, os quais já foram apresentados, foi utilizada a estratégia do estudo de caso, com a finalidade de avaliar, preliminarmente, o desempenho econômico e financeiro de um projeto de inovação incremental em uma unidade termelétrica vinculada a uma agroindústria da cana-de-açúcar.

A unidade objeto de estudo representa uma usina típica, recém-instalada, com *modus operandi* típico, a qual apresenta ociosidade relacionada à falta de combustível para operar a plena capacidade durante todo o ano, o que permite ampliar a geração de excedentes de energia elétrica caso seja abastecida com biomassa complementar.

De acordo com Yin (2005), a estratégia de estudo de caso pode ser adotada para analisar uma intervenção em curso, com o intuito de modificá-la ou fundamentá-la no estudo de um caso ilustrativo, com o intento do pesquisador de generalizar proposições teóricas que possam servir de referência a aplicações em outros contextos de conhecimento, mesmo que isso não se aplique ao universo da amostra ou da população⁸.

Para Alves-Mazzotti (2006), o uso da estratégia de estudo de caso também pode ocorrer na etapa exploratória da pesquisa de fenômenos pouco investigados, como, por exemplo, um estudo piloto destinado a orientar o *design* dos estudos subsequentes àquelas situações em que se exige, preliminarmente, investigação mais aprofundada de poucos casos para que, em seguida, seja possível gerar novas hipóteses, assim como para a identificação de categorias de observação para estudos futuros.

Contata-se, destarte, que esta estratégia de pesquisa pode corroborar com a intenção e a crença do pesquisador de que os resultados obtidos permitirão uma melhor compreensão sobre dado fenômeno, com a perspectiva de melhorar a teorização sobre o assunto, podendo ser aplicável a um maior conjunto de casos⁹.

⁸ Este autor adverte que não se deve confundir a generalização analítica com a generalização estatística, lembrando que nos estudos de caso o que se generaliza são os aspectos teóricos do modelo encontrado.

⁹ Maiores detalhes sobre a construção do *design* de pesquisa, especialmente sobre a estratégia de uso dos estudos de caso, sua tipologia, planejamento, protocolos e procedimentos, assim como as principais críticas que são encontradas a esta estratégia de pesquisa, podem ser encontradas em: Alves-Mazzotti (2006), Bressan (2000), Stake (2000) e Yin (2005).

3 NOTAS E DISCUSSÕES SOBRE A PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DA BIOMASSA NO BRASIL, O MERCADO DE ENERGIA E DE CRÉDITOS DE CARBONO E OS ASPECTOS TÉCNICOS, AMBIENTAIS, LEGAIS E REGULATÓRIOS

Esta seção foi dedicada à revisão de literatura, na qual se pretende contextualizar a produção de eletricidade via biomassa florestal e discutir os trabalhos já realizados no país com o uso da combinação do bagaço de cana-de-açúcar e cavacos de madeira nas unidades termelétricas das agroindústrias da cana. Além disso, ele apresenta o resultado de uma breve pesquisa sobre os mercados de energia elétrica e de carbono e sobre aspectos ambientais legais e regulatórios que podem influenciar e condicionar um projeto de investimento na inovação incremental para a firma tal qual será proposto. Por fim, é apresentada uma breve discussão sobre o uso de terras agrícolas para fins de produção de matéria-prima energética no contexto nacional e na escala local.

A discussão sobre o sistema preconizado para a produção da biomassa florestal, as informações e os parâmetros técnicos utilizados no projeto da inovação incremental e nos cálculos da demanda industrial, são apresentados nos Apêndices B, C, D e E.

3.1 A PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DA BIOMASSA NO BRASIL

Ao se analisar a produção de energia elétrica a partir da biomassa no contexto nacional, verificou-se que, com exceção da produção de energia elétrica a partir do uso do bagaço de cana, o qual já adquiriu uma escala considerada importante, as demais modalidades ainda não adquiriram o mesmo *status*.

Os dados do Banco de Informações sobre Geração - BIG indicam que a capacidade instalada atual dos empreendimentos produtores de energia elétrica em geral e das fontes movidas a biomassa encontra-se organizada, de acordo com a modalidade e origem da matéria-prima, na Tabela 1., e conforme a sua modalidade e localização nas unidades da federação, na Tabela 2.

Eles são úteis para comparar sua importância e a realidade da produção através das fontes via biomassa em relação às outras fontes tradicionais, permitindo comprovar que a geração de eletricidade a partir de biomassa, no Brasil, tem sua

origem, predominantemente, em ordem de importância, na indústria sucroalcooleira, na indústria de papel e celulose e na indústria madeireira tradicional, a partir do uso de resíduos ou de matérias-primas derivados do seu processamento primário.

Tabela 1. Capacidade instalada de produção de energia elétrica. Brasil, 2010.

Tipo de empreendimento / tipo de matéria-prima		Capacidade Instalada		
		N. de usinas	(kW)	%
Hidrelétrico		868	79.802.040	67,15
Gás	Natural	93	11.050.530	9,3
	Processo	35	1.291.283	1,09
Subtotal	Gás	128	12.341.813	10,38
Petróleo	Óleo diesel	824	3.991.341	3,36
	Óleo residual	29	2.523.803	2,12
Subtotal	Derivados de petróleo	853	6.515.144	5,48
Biomassa	Bagaço de cana	311	5.930.646	4,99
	Licor negro	14	1.240.798	1,04
	Madeira	40	327.827	0,28
	Biogás	9	48.522	0,04
	Casca de arroz	7	31.408	0,03
Subtotal	Biomassa	381	7.579.201	6,38
Nuclear		2	2.007.000	1,69
Carvão mineral		9	1.594.054	1,34
Eólico		46	835.336	0,7
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46
	Argentina		2.250.000	2,17
	Venezuela		200.000	0,19
	Uruguai		70.000	0,07
Subtotal	Importação		8.170.000	6,88
Total		2.287	118.844.588	100

Fonte: Elaboração própria a partir de dados fornecidos ANNEL (2010c).

Verificou-se também que a produção através do uso de resíduos industriais ou matérias-primas florestais secundárias concentra-se nos polos tradicionais de produção e beneficiamento, porém ainda são encontradas iniciativas de produção com o uso de resíduos de madeira processada oriunda do extrativismo nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

Não obstante a pequena importância das fontes alternativas de produção de energia elétrica via biomassa no contexto nacional, como é o caso da produção de eletricidade a partir da biomassa florestal, biogás e casca de arroz, etc., tais iniciativas são relevantes apenas no contexto das regiões onde se encontram as matérias-primas (WALTER; NOGUEIRA, 2008).

Tabela 2. Capacidade instalada de produção de energia elétrica dos empreendimentos movidos a biomassa em operação. Brasil, 2010.

Fonte de combustível / Estado da federação	Capacidade Instalada				
	N. de usinas	(kW)	% Relativa*	% Absoluta**	
Bagaço de Cana	SP	170	3.474.228	58,58	45,84
	MG	26	587.390	9,90	7,75
	MS	16	425.540	7,18	5,61
	GO	16	383.880	6,47	5,06
	PR	20	349.800	5,90	4,62
	PE	18	244.110	4,12	3,22
	AL	20	238.162	4,02	3,14
	MT	6	66.832	1,13	0,88
	PB	3	55.200	0,93	0,73
	RN	2	25.240	0,43	0,33
	ES	4	23.100	0,39	0,30
	SE	3	16.400	0,28	0,22
	BA	1	14.000	0,24	0,18
	SC	3	11.070	0,19	0,15
	PI	1	8.800	0,15	0,12
	PA	2	6.894	0,12	0,09
Sub Total	311	5.930.646	100,00	78,25	
Licor Negro	BA	3	449.200	36,20	5,93
	ES	1	210.400	16,96	2,78
	MS	1	175.100	14,11	2,31
	PR	1	113.250	9,13	1,49
	MG	1	89.421	7,21	1,18
	SC	3	76.527	6,17	1,01
	PA	1	55.000	4,43	0,73
	RS	1	47.000	3,79	0,62
	SP	2	24.900	2,01	0,33
	Sub Total	14	1.240.798	100,00	16,37
Resíduo de Madeira	SC	9	89.850	29,69	1,19
	SP	3	81.307	26,87	1,07
	PR	10	79.210	26,17	1,05
	MT	4	17.200	5,68	0,23
	RS	2	11.800	3,90	0,16
	AM	1	9.000	2,97	0,12
	GO	1	5.000	1,65	0,07
	RR	1	4.800	1,59	0,06
	PA	3	1.960	0,65	0,03
	AC	1	1.500	0,50	0,02
	MG	1	1.000	0,33	0,01
	Sub Total	36	302.627	100,00	3,99
Biogás	SP	3	41.590	85,71	0,55
	MG	2	6.680	13,77	0,09
	PR	4	252	0,52	0,00
Sub Total	9	48.522	100,00	0,64	
Casca de Arroz	RS	5	27.920	88,89	0,37
	RO	1	2.288	7,28	0,03
	MT	1	1.200	3,82	0,02
Sub Total	7	31.408	100,00	0,41	
Carvão vegetal	MA	3	25.200	100,00	0,33
Capim-elefante	AP	1		100,00	0,00
Total		381	7.579.201		100,00

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da ANEEL (2010c). Obs.: * Participação relativa na modalidade; ** Participação relativa à capacidade total de produção a partir da biomassa no país.

Para o caso da madeira e casca de arroz, Walter e Nogueira (2008, p. 599) estimaram que apenas 50% dos resíduos estejam sendo explorados. Apesar disso, eles consideram que boa parte de seu potencial econômico já esteja sendo explorada e alertam que existem incertezas quanto ao futuro das atividades de exploração a partir das florestas nativas.

Walter e Nogueira (2008) previram que o principal fator indutor da esperada transição do perfil do parque gerador em direção à produção de eletricidade via biomassa deve ser, no futuro a médio e longo prazo, a necessidade cada vez mais evidente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Eles defendem que é neste contexto que a geração de eletricidade a partir da biomassa deve se expandir e aumentar a sua importância.

Para a viabilização da produção de energia elétrica através da biomassa florestal, com o aproveitamento do potencial existente na exploração dos resíduos, são apontadas razões de ordem econômica. De um lado ocorre a limitação da quantidade de matéria-prima necessária para viabilizar os empreendimentos e, de outro, a pulverização espacial das fontes de matéria e a logística de transporte, fatores que encareceriam o produto.

De acordo com Cortez et al. (2009), a logística de abastecimento da matéria-prima florestal, a qual se relaciona com o transporte, o estoque e o processamento, é considerada de importância fundamental no contexto do aproveitamento desta modalidade da bioenergia. Segundo esses autores, o transporte contribui, normalmente, com a maior parcela dos custos totais com logística, alcançando proporções que se situam entre um e dois terços destes. Para eles, a distância é o fator crítico, já que a madeira, quando é transportada logo após a colheita, apresenta um teor de umidade de cerca de 50% em base úmida. Diante disto, verifica-se que as limitações para seu emprego na geração de eletricidade passam pelos custos elevados de produção e transporte, e que o custo de transporte, sendo determinante para a viabilidade econômica dos projetos diante das alternativas para obter biomassa combustível quer seja pela via da produção florestal ou através da movimentação de resíduos.

Por outro lado, a produção de energia elétrica a partir do bagaço de cana em sistemas de geração e cogeração¹⁰ na agroindústria de cana tem apresentado um comportamento diferente. Esta modalidade tem avançado significativamente, sustentada no aperfeiçoamento técnico das indústrias, na disponibilidade da matéria-prima em escala, nas políticas públicas de crédito para investimentos e nos avanços na regulamentação dos mercados de energia elétrica, alcançando relativa importância no contexto nacional (BRASIL, 2007a; ERENO, 2009; GOLDENBREG; NIGRO; COELHO, 2008; MELLO et Al., 2007; SEABRA, 2008; WALTER, 2008).

Embora se reconheça que ainda existe um potencial a ser explorado dentro da atual trajetória tecnológica da produção de eletricidade em sistemas de cogeração, o qual permitiria uma ampliação da oferta de eletricidade, são apontadas algumas barreiras de ordem tecnológica que precisariam ser vencidas para que a produção de energia pelo setor pudesse alcançar importância ainda maior.

Entre os fatores mais importantes para a expressão deste potencial são citados o aumento da oferta de biomassa e o avanço das tecnologias disponíveis para a sua recuperação, além de outros não menos importantes, como a economia de vapor no processo da indústria, o aumento da temperatura e pressão do vapor gerado¹¹ e o melhoramento genético para melhoria da produtividade e o aumento da oferta de bagaço (WALTER, 2008).

Ademais, o aproveitamento do bagaço de cana-de-açúcar durante os períodos de entressafra também enfrenta algumas limitações técnico-econômicas, as quais estão relacionadas à sua secagem, transporte e estocagem (PELEGRINI, 1992).

Não obstante, deve-se considerar que, em médio prazo, o avanço na atual trajetória tecnológica da agroindústria da cana, com a hidrólise do bagaço e da palha para produzir álcool e outros produtos químicos derivados, concorreriam diretamente com a matéria-prima para a produção de eletricidade, pois, ao mesmo tempo que fossem incrementadas, estas novas técnicas de produção demandaram mais biomassa e energia em seus processos produtivos (WALTER, 2008).

¹⁰ Os sistemas de cogeração são aqueles que combinam a produção de energia mecânica e de energia elétrica. Para maiores detalhes consulte Nogueira et al. (2000) e Balestieri (2002).

¹¹ Do ponto de vista termodinâmico, o maior rendimento da instalação geradora ocorre quando se obtêm às maiores pressões e temperaturas de trabalho do vapor gerado, aliadas à menor pressão de condensação; ou seja, uma maior quantidade de energia elétrica pode ser produzida com a mesma quantidade de biomassa (WALTER; NOGUEIRA, 2008).

Desta maneira, o sucesso dessa trajetória tecnológica também estaria dependente da viabilização do abastecimento com fontes alternativas de matérias-primas substituintes e complementares ao bagaço, como é o caso da palha e até mesmo da madeira, para uso como matéria-prima no processo de combustão e cogeração de energia (BRASIL, 2007a; BUAINNAIN. A. M.; BATALHA, M. O., 2007b; COELHO, 2008; ERENO, 2009; GOLDENBREG; NIGRO; MELLO et al. 2007; NEGRI, 2008; SEABRA, 2008; WALTER, 2008).

Analisando-se o padrão tecnológico atual da produção de energia elétrica via biomassa das usinas de cana, nos sistemas de geração e cogeração, é possível constatar que existe uma elevada ociosidade da capacidade instalada de produção em determinados meses do ano. Isto pode ser observado nos dados sobre a oferta de energia, os quais foram informados por 145 empreendimentos geradores movidos a bagaço de cana-de-açúcar que se interessaram em participar dos certames de venda de energia elétrica para o mercado regulado entre 2006 e 2009, no momento de sua habilitação para os editais de leilão de energia nova. O Gráfico 1. ilustra a distribuição sazonal na energia elétrica ofertada pelos empreendimentos pesquisados.

Estes dados indicaram que 97,48% da produção total dos excedentes de energia comercializáveis, em média, foram ofertados entre os meses de maio a novembro, e que esta concentração alcança até 99,58% do montante total ofertado entre os meses de abril e novembro, que indica a existência de uma ociosidade média na capacidade instalada de 45,90% nos empreendimentos avaliados (BRASIL, 2006b; 2007d; 2008e; 2008f; 2009c).

Isto ocorre porque as unidades termoelétricas das usinas são dimensionadas para funcionar em regime de geração e cogeração, estando subordinadas ao regime operacional típico desta indústria, no qual a produção de excedentes comercializáveis de eletricidade está relacionada à colheita de cana. Assim, elas operam em regime máximo durante o pico da colheita de cana, quando existe disponibilidade de bagaço como combustível, e subutiliza-se a capacidade operacional das unidades durante a entressafra, quando estas não estão operando a plena capacidade.

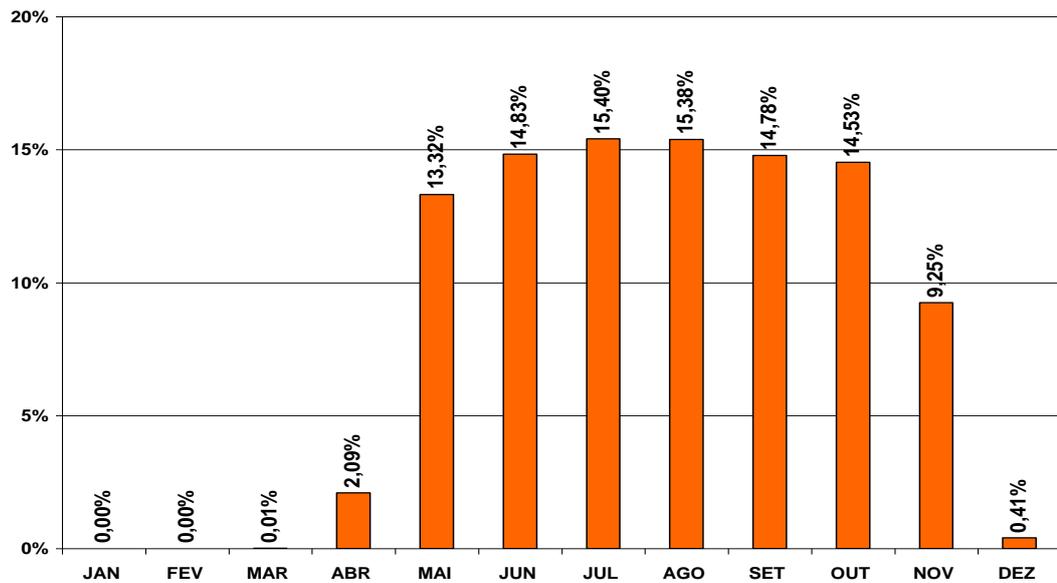


Gráfico 1. Energia elétrica ofertada pelos empreendimentos movidos a bagaço de cana nos leilões para ACR brasileiro entre 2006 e 2009.

Fonte: Elaborado pelo autor com dados obtidos de Brasil (2006b; 2007d; 2008e; 2008f; 2009c).

Esta realidade concorre para o aumento dos custos fixos unitários e a redução na taxa interna de retorno dos investimentos e amplia o prazo do *payback* dos investimentos. Deste modo, a redução da sazonalidade na oferta de energia, com a ampliação das épocas com excedentes a serem comercializados, constitui um desafio para estas empresas, o governo e a sociedade, pois poderia permitir a melhoria na eficiência econômica em toda a cadeia, até ao consumidor final (CORREIA NETO, 2001; FREITAS; SEVERIANO FILHO, 2007; VIAN et al., 2008).

Para o caso das agroindústrias da cana-de-açúcar, a oferta de biomassa também pode ser aumentada com a recuperação da palha das plantas – ponteiros, folhas e palhiço¹², material que se encontra depositado sobre o solo. Isto pode disponibilizar uma quantidade adicional de matéria-prima combustível e contribuir para o aumento dos excedentes comercializáveis de eletricidade. Este material equivale a um percentual entre 15% e 30% da parte aérea da planta no momento da colheita, dependendo da variedade, da idade, do número de cortes e das condições edafoclimáticas a que se sujeitou (HASSUANI, 2010a ; RIPOLI; GAMERO, 2007).

Não obstante, pelo fato de o processo ainda ser novo, alguns dos autores estudados apontaram que existem dúvidas sobre a eficiência técnico-econômica da recuperação do palhiço com a finalidade de estender o período de operação das

¹² O palhiço da cana-de-açúcar é o material remanescente sobre a superfície do solo após a colheita, cuja massa aumenta com a adoção das tecnologias de colheita de cana sem a queima prévia (RIPOLI; GAMEIRO, 2007).

UTE's, sendo necessário comprovar sua viabilidade em médio prazo. As dúvidas são inerentes aos danos que as partículas de solos residuais podem provocar em equipamentos como as caldeiras e moendas, dada à eficiência dos atuais processos de limpeza, que necessitariam de aperfeiçoamento técnico (BRASIL, 2007a; BRAUNBECK; MAGALHÃES; GARCIA, 2008; MAGALHÃES et al., 2006; MELLO et al., 2007; SIMÕES, 2006; WALTER, 2008).

Além disso, existem barreiras no curto prazo, relacionadas ao aperfeiçoamento da sua colheita, transporte, armazenamento para depois da safra, além da adequação das suas propriedades físicas para melhorar a sua eficiência no processo de combustão, como o adensamento energético obtido com a briquetagem ou peletização. Por outro lado, a retirada de nutrientes do solo que acompanha a retirada deste material, somada à necessidade de reposição dos nutrientes químicos extraídos, limitaria o aproveitamento da palha e do palhiço (MAGALHÃES et al., 2006; WALTER, 2008).

Foram também encontrados relatos de experiências com diferentes sistemas destinados à recuperação parcial do palhiço que é deixado no campo, operação que pode ser realizada simultaneamente à operação de colheita mecanizada. Esta operação pode ser realizada, alternativamente, no prazo de quinze a vinte dias após a colheita, mediante o uso de aleiradores e de enfardadeiras próprias para o recolhimento de forragens, ferramentas que são adaptadas para o recolhimento deste material (AGRÍCOLA RIO CLARO, 2010; HASSUANI, 2010; RIPOLI; GAMEIRO, 2007; STUPIELLO, 2010; TAMBELINI, C. A., 2010).

Estes registros envolveram quinze grupos empresariais paulistas e dezenove usinas que já iniciaram o seu uso como fonte de combustível destinando à geração de energia elétrica e no sistema de caldeiras. Para tanto, é necessário instalar equipamentos especialmente desenvolvidos para a retirada e o tratamento das impurezas desta matéria-prima, tais como os sistemas de limpeza a seco e de pré-processamento, para adequá-la ao uso nas caldeiras.

Não obstante, de acordo com a literatura consultada, a recuperação do palhiço das lavouras para fins energéticos ainda não é uma prática considerada comum às usinas de modo geral, e, apesar do sucesso das experiências já registradas, esta prática não é adotada na usina em estudo, embora o processamento de 30% de sua colheita já se dê de forma mecanizada e haja previsão de atingir 70% nos próximos quatro anos (MEGUETTI, 2010).

Outro aspecto a ser considerado é que, na usina objeto deste estudo de caso, as áreas de cultivo localizam-se, no geral, em solos arenosos do tipo distrófico¹³. Este tipo de solo pode oferecer restrições à retirada do palhiço, a qual pode afetar a sustentabilidade da produção agrícola, encarecendo ou até comprometendo a manutenção de sua fertilidade, especialmente nas áreas cujos solos os quais são considerados menos férteis e contenham em sua composição mais de 50% de areia (BRASIL, 2007a; BRAUNBECK; DEMATTÊ, 2009; GAMEIRO, 2007; GARCIA, 2008; HASSUANI, 2010a; MAGALHÃES et al., 2006; MAGALHÃES; MELLO et al., 2007; SIMÕES, 2006; RIPOLI; WALTER, 2008).

Assim sendo, para a manutenção da fertilidade do solo e, por conseguinte, da sustentabilidade e da produção agrícola, recomenda-se que a retirada do palhiço não ultrapasse 30 a 50% da sua massa por unidade de área, dependendo das condições do solo, e que essa massa não seja queimada no processo de colheita da cana (AGRÍCOLA RIO CLARO, 2010; BERNARDES, 2008; HASSUANI, 2010a; STUPINIELLO, 2010).

Como este trabalho se propôs analisar a viabilidade do uso da biomassa florestal cultivada (cavacos de eucalipto) como matéria-prima combustível suplementar ao bagaço de cana, a seguir serão apresentados os resultados de pesquisas bibliográficas contendo registros sobre a trajetória, estudos e iniciativas sobre o uso de biomassa florestal e bagaço de cana para a geração de energia elétrica, a saber, as de Carpio (2000), Gomes (2007), Müller (2005), Nogueira e Walter (1996).

Assim sendo, constatou-se que o bagaço de cana e os cavacos de biomassa florestal podem ser empregados, de maneira combinada ou exclusiva, nos sistemas de cogeração baseados no ciclo a vapor denominado de *Rankine*, tecnologia adotada atualmente na agroindústria de cana, desde que sejam adequados para os critérios de conformidade física dos equipamentos de combustão (BALESTIERI, 2002; CARVALHO, 1983; NOGUEIRA; LORA, 2003; WALTER; NOGUEIRA, 2008).

Além disso, foram encontrados relatos contendo informações sobre duas iniciativas empresariais recentes, aos moldes do projeto estudado neste trabalho, embora ainda não se encontrem no formato de uma produção científica nem

¹³ São considerados distróficos os solos que possuem mais de 50% de sua capacidade de troca catiônica ocupada com os elementos químicos como o hidrogênio e o alumínio, os quais são tóxicos para a maioria das plantas e, ainda ocupam o lugar de outros cátions que proporcionam a melhoria da fertilidade do solo, como é o caso do cálcio, do magnésio e do potássio, que se constituem como alguns dos principais nutrientes presentes no solo e que são demandados pelas plantas (MALAVOLTA, 1981).

estavam registradas no Banco de Informações sobre Geração – BIG, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2010c; CALDEIRA FILHO, 2010; EXPERIÊNCIA..., 2009; GIOMO, 2010; MARQUES, 2008; PEREIRA et al., 2008; RAMALHO, 2010).

O trabalho de Nogueira e Walter (1996) contém informações sobre a gênese do atual contexto da produção de eletricidade via biomassa florestal no país e permite entender, em concordância com os dados atuais encontrados no BIG, por que esta trajetória pode ser considerada praticamente incipiente. Estes autores apresentaram registros de experiências frustradas sobre a geração de energia elétrica a partir da biomassa florestal no Brasil no período dos anos 1970 e 1980. Essas experiências careceram de apoio institucional efetivo dos governos para que pudessem se desenvolver e estabelecer visto o controle total que exerce no mercado de energia do país, o que foi determinante na construção da atual conjuntura da produção por meio desta modalidade.

Isto pode explicar por que a produção de eletricidade se encontra praticamente limitada ao aproveitamento de resíduos ou subprodutos de outros processos industriais nos atuais polos de produção de madeira ou em localidades isoladas do abastecimento da energia pelo Sistema Interligado Nacional - rede de distribuição de eletricidade.

Caldeira Filho (2010) informou sobre um empreendimento em fase de projeto para a instalação, a UTE Rondon II, uma iniciativa desenvolvida pela empresa Eletrogóes S.A. no município de Pimenta Bueno - RO que utilizará como combustível exclusivo a biomassa florestal. Inicialmente, a biomassa florestal seria extraída do lago de uma usina hidroelétrica e, depois, cultivada em florestas de eucalipto, a ser produzida nas imediações da termelétrica (DEDINI...,2007; ROMANELLI, 2007).

Este projeto encontra-se detalhado nos moldes de um documento de concepção de projeto – DCP que foi elaborado para fins de obtenção dos certificados de redução de emissões de equivalentes de CO₂ junto ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, que é gerido pela *United Nations Framework Convention on Climate – UNFCCC* (PEREIRA, et al, 2008).

Segundo Caldeira Filho (2010), o projeto da usina termoelétrica movida a biomassa florestal já se encontrava elaborado e seria instalado ao lado da usina hidrelétrica denominada UHE Rondon II, tendo como finalidade complementar a produção de energia elétrica da hidroelétrica, que se encontra sujeita às variações

de fluxo do rio onde está instalada, devido aos regimes pluviométricos típicos naquele Estado da federação.

Além disso, este empreendimento propõe substituir as emissões decorrentes da produção de energia elétrica de termoelétricas convencionais que utilizam óleo combustível. Assim, a fim de calcular as reduções de emissões, adotou a metodologia aprovada do MDL: *Grid-connected electricity generation using biomass from newly developed dedicated plantations - Version 2 - AM-0042*¹⁴; no entanto, verificou-se que o seu DCP encontra-se sob revisão e, ainda não aprovado, e que não existe registro do empreendimento junto ao BIG (PEREIRA et al., 2008).

Esta UTE, segundo a fonte, a madeira extraída de áreas alagadas de uma usina hidrelétrica adjacente ao empreendimento seria suficiente para suprir a unidade nos quatro primeiros anos de operação e seria suficiente para a fase inicial proporcionando o uso de 80% da sua capacidade instalada de geração. A partir do quinto ano, o empreendimento prevê utilizar uma área de reflorestamento projetada com eucalipto ocupará 10.000 hectares, após serem completados os cinco ciclos florestais planejados (CALDEIRA FILHO, 2010; PEREIRA et al., 2008).

Não obstante a importância, os propósitos e finalidades desses trabalhos, com a revisão da literatura foi possível constatar que os demais trabalhos sobre o uso da biomassa florestal tratam apenas da discussão sobre a viabilidade da produção de energia elétrica com base em simulações a partir de modelos hipotéticos de usinas termelétricas ideais. Além disso, estes trabalhos desconsideram a hipótese do uso combinado e complementar da biomassa florestal ao bagaço da cana-de-açúcar, mas por outro lado fornecem referências importantes sobre os parâmetros técnicos de produção, a matéria-prima e a logística do abastecimento, assuntos que serão explorados na seção dedicada à metodologia (CORTEZ et al., 2009; GOMES, 2007; MÜLLER, 2005).

Nesse sentido, Müller (2005) avaliou o potencial e a viabilidade da produção de madeira para geração de energia elétrica em diferentes sistemas de produção com o uso de um clone de *Eucalyptus sp.*, no município mineiro de Itamarandiba. O autor realizou testes de campo por dois anos, quando avaliou diferentes sistemas de produção a fim de obter a densidade e a qualidade desta matéria-prima e sua produção por área, e a relacionou com a viabilidade do abastecimento hipotético de

¹⁴ A metodologia AM-0042 encontra-se disponível no link:
<http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_KQG3X51TFJX06DIQ6KZXJVDV5CACYK>

unidades termoelétricas para três escalas de produção de energia, com 1 MW, 5 MW e 10 MW de potência instalada.

Esse autor, apesar de incluir no seu estudo o montante possível de ser obtido com a venda de certificados de emissões reduzidas no escopo do MDL, estabelecido pelo Protocolo de Kyoto, fez as estimativas com o uso de um *Proxy* o qual pode ser considerado genérico.

O trabalho de Gomes (2007), por seu turno, foi dedicado a construir uma modelagem das relações entre os fatores básicos de produção florestal e os fatores básicos de um sistema de geração de potência elétrica, tomando este último como fixo. Esse autor simulou o dimensionamento das áreas agrícolas necessárias à produção de madeira, estabelecendo hipóteses de uso de diferentes espécies florestais a partir de parâmetros obtidos de uma UTE portuguesa em funcionamento desde agosto de 1999. Esta usina de referência possui capacidade instalada de 9 MW, sendo abastecida com resíduos da Floresta de Mortágua, localizada na região central de Portugal. Ele calculou, através das hipóteses e simulações, o custo de produção integrado da matéria-prima florestal e da unidade industrial, e o comparou com outras opções convencionais de produção de eletricidade.

Não obstante, o trabalho realizado por Carpio (2000) se constitui como a principal referência acadêmica encontrada na literatura nacional. Esse autor avaliou a viabilidade técnico-econômica em um sistema de cogeração de energia elétrica empregando turbinas de extração e condensação para a produção de excedentes comercializáveis.

Para tanto, foram realizados testes empíricos em uma usina para três níveis de pressão diferentes, para determinação dos resultados dos parâmetros técnicos – um estudo de caso. Nos testes, o autor comparou o uso exclusivo de combustíveis como a palha da cana-de-açúcar, o cavaco de lenha de eucalipto e o gás natural, destinados a suprir unicamente o déficit de combustível no período de entressafra, durante cinco meses do ano, contudo, desconsiderou no seu trabalho o período onde é necessário paralisar o processo industrial para a manutenção dos equipamentos e os efeitos econômicos com a comercialização dos créditos de carbono.

Para efeito das projeções e das análises econômicas, o autor adotou os seguintes critérios: a) uma vida útil de 25 anos; b) custos de operação e manutenção fixos estipulados em 2%; c) uso do conjunto somente no período da entressafra; d)

uma taxa de seguro sobre o investimento total na planta industrial de 1%; e) custo com imposto de renda de 25%; f) cálculo da depreciação pelo método linear; g) valor dos bens ao final da vida útil considerado nulo; h) cálculo do valor do investimento com base em dados de literatura e referências comerciais; i) adoção, como referência para a seleção dos projetos, de uma TMA de 13%; e j) financiamento de 65% do investimento total no projeto à taxa de 12% a.a.

Assim, verificou-se que os sistemas que apresentavam a melhor viabilidade eram aqueles que operavam com pressão a 60 bar, utilizando palha da cana ou eucalipto, relativamente menos rentável que a palha; e na análise de sensibilidade foi constatado que o parâmetro mais influente no desempenho financeiro do projeto era o preço da energia elétrica.

Segundo o autor, no caso do uso da biomassa florestal, foram consideradas as hipóteses da aquisição de eucalipto de terceiros e de produção própria; entretanto, ao atribuir o preço deste combustível só se fez menção de que se tratava de preços comerciais, sem considerar a logística de transporte e os parâmetros da produção. Além disso, não foi considerada a possibilidade de uso das reduções certificadas dos gases de efeito estufa – RCEs, que podem ser comercializadas (CARPIO, 2000).

A revisão da literatura internacional permitiu encontrar um estudo sobre a viabilidade em que se utilizou a técnica do estudo de caso referente a dois empreendimentos nicaragüenses dos quais apenas um operava abastecido por combustível originado do cultivo de espécies do gênero *Eucalyptus sp.* para suplementar uma agroindústria da cana-de-açúcar no período de entressafra (BROEK; WIJK; TURKENBURG, 2000). Segundo seus autores, o objetivo do trabalho foi realizar uma análise de viabilidade comparativa entre os dois empreendimentos, dos quais o segundo era uma termoelétrica convencional movida a óleo combustível. A finalidade era gerar indicadores para a formulação de políticas públicas locais de apoio para aumentar a oferta de energia no sistema elétrico daquele país. Apesar de produzirem indicadores técnicos e econômicos interessantes e considerarem as emissões dos gases de efeito estufa decorrentes da substituição do combustível fóssil, os resultados referem-se a condições totalmente diversas das brasileiras, o que limita o seu uso como uma referência local.

3.2 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O mercado brasileiro de energia elétrica é totalmente regulamentado pelo Governo Federal e a comercialização ocorre de acordo com parâmetros legais¹⁵. As transações são subordinadas a contratos de compra e venda de energia celebrados entre os agentes, os vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e os compradores (distribuidores), além de consumidores livres, que atuam no Sistema Interligado Nacional. (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

De acordo com o arcabouço regulatório atual, a comercialização de energia pode ser realizada em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL, sendo as operações realizadas em ambos os ambientes registradas¹⁶ na Câmara de Comércio de Energia Elétrica – CCEE¹⁷. O processo de comercialização de energia elétrica no ACR é realizado através da venda de lotes¹⁸ nos leilões, os quais são promovidos dentro da CCEE, pela ANEEL.

Os empreendimentos produtores também podem vender parte ou a totalidade da energia produzida no mercado chamado de ambiente de contratação livre – ACL, onde vigoram os contratos bilaterais de fornecimento de produtores diretamente a consumidores livres, comercializadores, importadores e exportadores de energia –, cujas operações são amparadas por Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre - CCEAL. A Figura 1 ilustra a organização do comércio de energia elétrica no mercado brasileiro.

¹⁵ O novo modelo institucional do setor energético brasileiro definiu a criação de: (i) uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE; (ii) O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica; e (iii) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE que substituiu a função do antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE, cujo papel é de coordenar a comercialização no Sistema Interligado Nacional – SIN. Além disso, se definiu que o Ministério de Minas e Energia – MME seria o responsável pelo exercício do Poder Concedente.

¹⁶ Este registro inclui as transações, os agentes envolvidos, os montantes contratados, a potência associada ao montante e o período de vigência. Desta maneira é possível contabilizar as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. Os preços são utilizados pelas partes envolvidas especificamente em suas liquidações bilaterais.

¹⁷ A CCEE foi regulamentada pelo Decreto n. 5.177, de 12 de agosto de 2004. É uma associação civil integrada pelos agentes das categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização. A instituição desempenha papel estratégico de controlar as operações de compra e venda de energia elétrica, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

¹⁸ Um lote de energia é igual a 1 MW médio, o que equivale a 8.760 MWh/ano, e deve ser respaldado pela Garantia Física calculada para o empreendimento, pela EPE (BRASIL, 2009b).

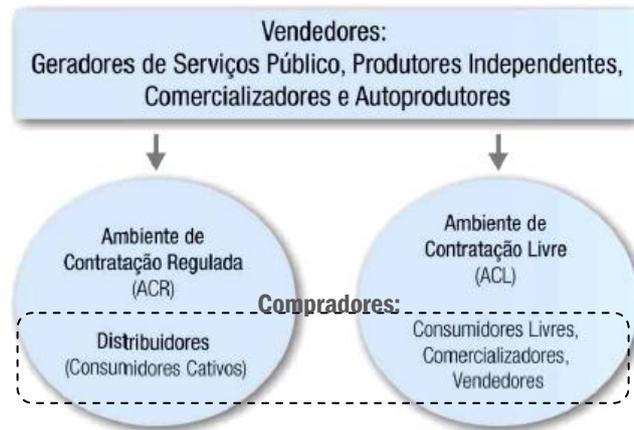


Figura 1. Estrutura do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica.

Fonte: Adaptado pelo autor da CCEE (2009, p. 14).

As usinas produtoras podem ainda realizar a troca dos excedentes gerados com a concessionária distribuidora local na forma de créditos, os quais podem ser descontados do consumo da usina nas épocas do ano em que o consumo ultrapassa a produção, negociando com a distribuidora local o pagamento das despesas envolvidas.

Além disso, é possível substituir custos mediante o fornecimento dos excedentes de energia elétrica produzida pela central cogeneradora a outras unidades pertencentes ao mesmo grupo industrial ou comercial, desde que paguem pelo uso das redes de transmissão envolvidas na operação.

Destarte, todo o consumo e produção de energia, não importando a forma ou o mercado em que sejam comercializados, devem ser cobertos por contratos de fornecimento de energia, que são contabilizados pela CCEE e sempre são respaldados na capacidade de produção das usinas, ou seja, são lastreados pela Garantia Física – GF das usinas¹⁹. Assim, qualquer ampliação da oferta de GF ou incremento no consumo exige o registro no Sistema Integrado Nacional - SIN, cuja coordenação é de responsabilidade do operador nacional do sistema - ONS (BRASIL, 2008e).

Não obstante, o abastecimento de energia elétrica, mesmo previamente contratado, está sujeito a riscos de interrupção, os quais podem ser decorrentes da redução na afluência dos rios nas usinas hidrelétricas, por conta de eventuais

¹⁹ A Garantia Física é um parâmetro expresso em MWh, o qual é calculado pela EPE para cada dos empreendimentos, quando estes recebem a autorização para o seu funcionamento ou se credenciam para participar dos Leilões no ACR. Este parâmetro expressa a capacidade de produção de excedente de energia comercializáveis dos empreendimentos (BRASIL, 2008e; CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

dificuldades com o abastecimento de combustível nas termelétricas ou das interrupções causadas por falhas técnicas nas usinas, entre outros fatores. Estes riscos são comuns no sistema brasileiro, com características de predominância hidrelétrica.

Esta situação obriga as geradoras e distribuidoras a suprir os montantes de déficit para cumprir seus contratos, no mercado de curto prazo, além de sujeitá-las, nestes casos, às penalidades. Neste sentido, todos os contratos são registrados na CCEE, e a sua efetiva realização serve de base para a contabilização e liquidação das eventuais diferenças nos montantes contratadas que não puderam ser gerados. Assim origina-se a formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD²⁰, ou seja, o preço no mercado de curto prazo ou mercado *spot* (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

O mercado *spot* brasileiro foi criado para, ao mesmo tempo, assegurar o suprimento e o real equilíbrio dos contratos e garantir os direitos das usinas geradoras, dos distribuidores e dos consumidores. Nele as distribuidoras podem contratar os montantes de energia que devem ser produzidos excepcionalmente pelos geradores e em relação os quais havia contrato com respaldo da Garantia Física dos geradores, nos leilões do mercado regulado, mas que, por alguma eventualidade, não puderam ser produzidos.

Este mercado também pode ser útil aos produtores para a contratação de um montante extra de energia que, por um motivo fortuito, não tenha sido gerado, de modo que eles possam garantir o abastecimento do contrato firmado no ACL ou no ACR.

Desta maneira, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD ou preço a ser praticado no mercado *spot*, e também seus limites de valores máximos e mínimos, são determinados *ex-ante*, com periodicidade semanal, sendo calculados, respectivamente, para cada um dos três níveis de carga que podem ser constatados – carga pesada, média ou leve - e para cada um dos quatro submercados existentes: Sudeste e Centro-Oeste – SE/CO, Sul – S, Nordeste – NE e Norte – N²¹.

²⁰ O PLD é calculado considerando-se informações previstas de disponibilidade e carga, determinado, *ex-ante*, semanalmente, considerando-se os patamares de carga, de cada submercado do sistema elétrico brasileiro: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul (BRASIL, 2009b).

²¹ São considerados os cenários construídos com base nas projeções de sistemas computacionais integrados como, o Newave e Depcom. Estes *softwares* utilizam dados da situação hidrológica, como o volume dos reservatórios, a previsão de afluência, as restrições de segurança do sistema, e da disponibilidade do conjunto de usinas a operar e, assim, são gerados os cenários para cada submercado. Estes *softwares* e informações também são utilizados pela ANEEL para calcular o Custo Marginal de Operação – CMO relativo

Assim, pode-se dizer que o mercado de curto prazo ou *spot* é o mercado das diferenças, conforme ilustra a Figura 2.

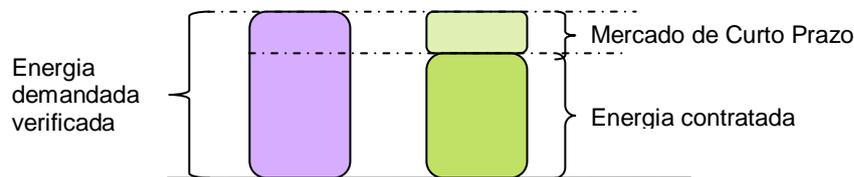


Figura 2. Esquema do mercado de energia elétrica no curto prazo.

Fonte: Adaptado de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2009, p. 22).

A comercialização da energia elétrica no ACR é realizada mediante os contratos de venda de lotes de energia elétrica através de leilões promovidos direta ou indiretamente pela ANEEL, no âmbito da CCEE (2009).

A demanda por energia é originada nas concessionárias, nas permissionárias e nas empresas autorizadas de serviço público de distribuição, as quais são obrigadas a adquirir a energia elétrica que comercializa junto aos consumidores cativos mediante os contratos firmados nos leilões. Estas distribuidoras têm, inclusive, a obrigação de contratar toda a expansão de seu consumo de energia mediante contratos firmados com empreendimentos ainda não construídos ou em expansão, nos leilões conhecidos como leilões de energia nova²². A oferta, por outro lado, origina-se no interesse de um empreendedor gerador em comercializar toda ou somente uma parte da sua garantia física no ACR, pois também pode destiná-la, no todo ou em parte, de acordo com sua conveniência, para a venda no mercado livre²³.

Não obstante, um empreendedor interessado em produzir e comercializar no ACR energia elétrica proveniente de fontes alternativas só pode participar dos leilões quando existir a oferta de lotes para contratos na modalidade *por disponibilidade* nos respectivos editais. Isto se deve à compatibilidade que existe entre esta modalidade de contrato e as características técnicas e operacionais das usinas termelétricas, especial daquelas movidas a biomassa, que geram energia sazonalmente, dependendo da disponibilidade de combustível (SILVA et al., 2009).

ao conjunto de geradores despachados e, por sua vez, também para calcular o PLD (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

²² Conf. Decreto Lei n. 5.163 de 30/07/2004.

²³ Todavia, um gerador, ao ser habilitado e passar pela primeira rodada de um leilão, tem que oferecer no mínimo 10% da garantia física habilitada ao ACR, restando, no máximo 90% ao ACL (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

De maneira geral, os lotes para compra na modalidade *por disponibilidade* são ofertados nos editais para os leilões de energia nova e nos leilões de energia de reserva, os quais são realizados especificamente para garantir o suprimento emergencial com energia produzida por empreendimentos exclusivamente dedicados a esta finalidade.

Por via de regra, os leilões de energia apresentam uma sistemática comum definida no arcabouço legal; entretanto, em atendimento às diretrizes impostas pelo MME, alguns detalhes são apresentados nos próprios editais de leilão, que são divulgados previamente para cada um dos certames²⁴.

Nesse sentido, a EPE é responsável: a) por definir os empreendimentos aptos a participar dos Leilões; b) pelo cálculo do montante a ser negociado individualmente pelas usinas habilitadas, conforme a disponibilidade de Garantia Física – expressa em MW médios; c) pelo cálculo do custo marginal de referência do conjunto de empreendimentos habilitados; d) pela determinação do preço de referência para a energia de cada empreendimento; e) pelos estudos para otimização do sistema de transmissão; f) pela definição do percentual mínimo de energia que deverá ser destinado pelos empreendimentos ao ACR; g) pelo cronograma de entrega e pela sugestão das modalidades de contrato a serem estabelecidas; h) pelo quanto de energia elétrica deverá ser contratado dos empreendimentos termelétricos, daqueles de geração distribuída e de outros oriundos de fontes alternativas, como é o caso das UTEs movidas a biomassa. Isso é realizado antes do planejamento e lançamento dos editais de cada um dos certames.

O MME define e divulga com antecedência o montante total de energia elétrica a ser contratado no ACR por região geoeletrica – submercado –, com as respectivas modalidades de contrato e seus preços máximos. Além disso, determina a relação de empreendimentos aptos a participar do certame, bem como estabelece normas de funcionamento específicas através de instrumentos legais aptos, a partir das informações, estudos e pareceres produzidos pela EPE (BRASIL, 2009a).

A ANEEL é a responsável por elaborar os editais de leilão, cumprindo as diretrizes estabelecidas pelo MME, os quais contêm informações específicas tais quais: a) o objeto, metas, prazos e minutas dos contratos de concessão hidrelétrica; b) o objeto, prazos e minutas dos contratos de compra e venda de energia elétrica;

²⁴ Conforme o Decreto n. 5.163/2004, de 30 de julho de 2004.

c) as garantias financeiras a serem oferecidas pelos agentes; d) o percentual mínimo de energia hidrelétrica que deverá ser destinado ao mercado regulado; e) fornecer aos interessados os dados, estudos e projetos necessários à elaboração dos orçamentos e apresentação das propostas; f) as diretrizes que regem a sistemática de funcionamentos dos Leilões; g) os parâmetros para o julgamento das propostas; h) o custo marginal de referência, o qual é calculado pela ANEEL; i) critérios de reajuste e de revisão das tarifas, entre outros.

A CCEE (2009) é a organizadora dos certames que, em atendimento ao aparato legal regulatório e aos editais, é responsável pelo ambiente da operação dos certames de compra e venda de energia elétrica e por fazer o registro e a contabilidade das transações firmadas entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres, inclusive do ACL.

O empreendedor interessado em produzir e vender energia elétrica no ACR, por sua vez, necessita se habilitar previamente para participar dos certames, apresentando: a) os estudos de viabilidade técnica; b) os estudos de impacto ambiental – EIAs ou os relatórios de impacto ambiental – RIMAs, conforme o caso; e c) as licenças ambientais prévias de instalação dos empreendimentos. Caso vença as licitações, recebe a concessão das usinas hidrelétricas ou a autorização para a construção das unidades termelétricas.

Como o planejamento da operação do Sistema Integrado Nacional – SIN é realizado para atender à demanda de energia e, ao mesmo tempo, minimizar os custos totais de operação, são definidas metas de despacho termelétrico e hidrelétrico e de intercâmbio entre os subsistemas nacionais (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

Nesse sentido, a necessidade de produção de energia é determinada pelo ONS a partir do cenário de oferta e demanda nos subsistemas, utilizando um modelo computacional – o SDDP. Este modelo calcula o despacho de cada uma das usinas integradas, levando em conta suas restrições e as incertezas nas afluências hidroelétricas.

O despacho dos empreendimentos termelétricos para a geração de energia se dá por ordem de mérito econômico, utilizando-se como parâmetro o Índice de Custo Benefício – ICB, o qual é calculado previamente pela ANEEL com o intuito de despachar primeiramente aqueles empreendimentos que apresentarem o menor ICB (BRASIL, 2009b).

Através destes mecanismos no ACR, toda vez que o ONS ordenar o despacho para um determinado empreendimento gerador, as distribuidoras irão pagar o custo variável declarado pelo empreendimento no momento de sua habilitação no certame, além de uma receita fixa destinada a remunerar os investimentos realizados pelo empreendimento gerador. Assim, resta ao gerador correr o risco pelo fornecimento do combustível, bem como as obrigações e eventuais transações que se fizerem necessárias no mercado *spot* para cobrir eventuais diferenças nos montantes de Garantia Física não produzidos (BRASIL, 2009b).

Deste modo, no leilão o empreendedor termelétrico, praticamente, faz a sua oferta a um preço destinado à sustentação da sua disponibilidade parcial ou total da energia a ser ofertada (garantia física habilitada) ao SIN como se estivesse alugando suas instalações, e quando a sua unidade é despachada, os custos variáveis são repassados ao comprador da energia gerada. Assim ele não fica exposto à variação de preços, além de ter assegurado um recebimento fixo que viabiliza o retorno do investimento independentemente da operação da usina. Como a energia produzida e contratada das usinas para formar energia de reserva é destinada especialmente a esta finalidade, ela não pode ser revendida a outros agentes para agregar, após a sua compra, qualquer lastro comercial de GF no mercado, a não ser no mercado de curto prazo (FERREIRA da SILVA et al., 2009).

As operações realizadas no mercado *spot*, também são reguladas pela ANEEL, sendo transacionadas dentro da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Elas permitem também aos demais agentes a compra e a venda de energia não contratada nos leilões de longo prazo. A CCEE é responsável por contabilizar as diferenças - positivas ou negativas - entre o que foi produzido e o que foi consumido, para serem liquidadas no mercado de curto prazo ou mercado *spot*, e determina - PLD.

A remuneração da energia comercializada no mercado *spot* contempla o custo de atender à demanda incremental, a qual é medida em MWh adicional em cada período de negociação, dentro de cada subsistema. No caso de sistemas elétricos onde o despacho é centralizado, como no do Brasil, o custo marginal da demanda é igual à variação no custo de operação do sistema necessária para atender à demanda (BRASIL, 2009b).

Assim, o preço estabelecido para o mercado *spot* é calculado buscando-se minimizar o custo total esperado de operação do sistema elétrico nacional. Os empreendimentos elétricos sujeitos a este mercado permanecem longos períodos sem receber a ordem de despacho, portanto, sem obter receitas adicionais, mas nos períodos hidrológicos desfavoráveis podem receber preços extremamente elevados pela energia (SOARES, 2008).

Souza (2003) e Soares (2008) observaram que nos sistemas com predominância hídrica a utilização dos preços no mercado *spot* apresenta elevada sazonalidade, por conta do chamado ruído hidrológico. Com isso, o preço *spot* não permite que se forneçam os sinais econômicos adequados para indicar a necessidade da expansão da oferta com os novos investimentos. Adicionalmente, eles observaram que a remuneração no mercado de curto prazo é extremamente volátil, resultando em um fluxo de caixa muito variável para o projeto, o que dificulta a estruturação do projeto financeiro do investimento.

Segundo Souza (2003), a utilização pura da remuneração pelo mercado *spot* pode ser muito arriscada. A razão é que o sinal econômico fornecido pelo preço neste mercado pode ser bastante volátil e assim induzir incorretamente à produção de novos montantes, e, por outro lado, a ocorrência de condições hidrológicas favoráveis pode baixar temporariamente os preços *spot* ainda que existam problemas estruturais na oferta.

Destarte a comercialização de energia, quando se realiza mediante contratos de médio e longo prazo no ACR, oferece retornos estáveis e previsíveis. É como se as distribuidoras alugassem as usinas, pois com os contratos firmados com remuneração fixa e a comercialização realizada no curto prazo, o mercado *spot* oferece um grau muito maior de risco, em vista da volatilidade de preços nele observada (COSTA; PIEROBON, 2008).

Nesse contexto, os empreendimentos de geração a biomassa possuem uma vantagem, pois, além de receberem a receita fixa mensal mesmo sem gerar energia, como ocorre nos meses de entressafra e, adicionalmente, quando gera energia complementar, a contratada recebe uma espécie de bônus equivalente ao custo econômico de curto prazo – CEC utilizado no cálculo do índice de custo/benefício - ICB (COSTA; PIEROBON, 2008; MELLO et al., 2008).

O ICB não pode ser considerado como o preço da energia para um determinado empreendimento, pois é utilizado apenas para uma ordenação

econômica eficiente; mas, por outro lado, ele sinaliza o custo esperado na geração de energia a ser produzida pelo empreendimento, já que esse custo é determinado em função de variáveis aleatórias que envolvem os custos fixos, o valor esperado do custo de operação e o custo econômico de curto prazo (COSTA; PIEROBOM, 2008).

Os preços médios alcançados pelos empreendimentos de coogeração a biomassa nos leilões do ACR, estabelecidos em contratos *por disponibilidade* com duração de 15 anos, têm situado ao redor de R\$ 140/MWh, enquanto o ICB destes empreendimentos ficou na média de R\$ 133,00/MWh ²⁵ (COSTA; PIEROBON, 2008; FERREIRA da SILVA, 2009; MELLO et al., 2007).

Os dados da CCEE (2009) demonstraram que no mercado *spot* os preços do PLD máximo foram alcançados nos anos de 2008 e 2009, tendo sido calculados, respectivamente, em R\$ 569,59/MWh e R\$ 633,00/MWh. O preço mínimo, por outro lado, ficou estabelecido em R\$ 15,47/MWh e R\$ 15,99/MWh.

Segundo Costa e Pierobon (2008), os geradores têm deixado uma parcela maior da garantia física habilitada para ser vendida no ACL. Isto tem ocorrido devido à expectativa de que os preços de energia alcancem valores mais elevados no médio prazo e, por outro lado, em decorrência do sinal negativo que obtiveram com a redução nos valores do CEC para a geração a bagaço de cana a partir do segundo leilão no ACR.

Para os autores acima citados, o crescimento da demanda nos leilões além do previsto e a redução da oferta elétrica observada até 2008 implicaram em maior número de horas de despacho das termelétricas convencionais (movidas a derivados de petróleo), o que provocou o aumento nos custos de geração, elevando

²⁵ O primeiro leilão de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, chamado “Leilão de Energia Nova”, foi realizado em 16/12/2005, contratando 97 lotes de 1 MW cada (2,9% do total do certame) provenientes de unidades termelétricas movidas a bagaço de cana. Os preços médios realizados foram de R\$ 132,26/KWh, R\$ 129,26/ KWh e R\$ 121,81/KWh, respectivamente para fornecimento nos anos de 2008, 2009 e 2010 (BRASIL, 2005b). O segundo leilão (A-3), realizado em 29/07/2006, contratou 58 MW de UTE´s (3,4% do total), ao preço médio obtido foi de R\$ 237,98/KWh (BRASIL, 2006a). O terceiro leilão (A-5) ocorreu em 10/11/2006, sendo negociados 61 lotes provenientes de UTE movidas a bagaço de cana-de-açúcar (5,52%). Neste certame o ICB estabelecido pelo EPA para as UTE`s movidas a bagaço de cana era de R\$ 137,06/MWh. todavia, o preço médio alcançado foi de R\$ 237,98/KWh (BRASIL, 2006c; MELLO et. al, 2007). O primeiro leilão promovido exclusivamente para energia gerada por empreendimentos de fontes alternativas e terceiro envolvendo bioeletricidade, foi realizado em 18/06/2007, com entrega para 2011. Este certame comercializou 186 lotes de 1 MW cada, dos quais, 115 foram provenientes de UTE movidas a bagaço de cana-de-açúcar e obtiveram o preço médio de R\$ 138,85/KWh, sendo que o ICB calculado pela EPE era de R\$ 138,97/MWh (BRASIL, 2007c; MELLO et. al, 2007). O primeiro Leilão de Energia de Reserva e, quarto de bioeletricidade, foi realizado em 14/08/2008, para suprimento em 2009 e 2010, com a participação de 31 usinas termelétricas movidas a biomassa - 30 movidas a bagaço de cana-de-açúcar e 1 movida a capim elefante. Apesar da EPE sugerir que a receita para remunerar os empreendimentos termeléricos deveria situar-se em R\$ 149,00/KWh, o preço médio final alcançado foi de 58,84/MWh, (BRASIL, 2008d; 2008g). O Leilão (A-5 2008), realizado em 30 de setembro de 2008, contratou apenas um empreendimento movido a bagaço de cana-de-açúcar, cuja energia foi comercializada a R\$ 145,00 / MW, o montante era equivalente a 1,12% do montante de MW médios, e o preço medio do certame foi de R\$ 141, 78 / MW (BRASIL, 2008h).

o preço da geração termelétrica a patamares acima no ICB previsto nos leilões; no entanto, observou-se que nos períodos de entressafra das usinas e da geração de energia extra, proporcionada pelas alternativas de projeto propostas, os PLDs têm alcançado seus preços mínimos, pois coincidem com o período em que as condições de máxima afluência favorecem a geração hidrelétrica, o que leva à geração de excedentes a baixo custo (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

Por outro lado, os contratos de venda de energia podem ainda ser firmados diretamente e de forma bilateral entre vendedores e compradores que possuam uma demanda anual igual ou superior a 3 MW, os quais são denominados consumidores livres, dentro do ACL²⁶.

Os contratos no ACL são negociados entre as partes como reflexo das expectativas quanto às condições futuras do mercado que ambas possuem e dentro dos termos, preços, prazos e condições que mais lhes convierem. Além disso, cabe às partes pagar pelos custos de conexão, pelas tarifas de transporte, taxas e contribuições destinadas ao investimento e manutenção do sistema elétrico.

Entre as vantagens para aqueles que adquirem a energia no mercado livre destaca-se a possibilidade de fixar previamente os preços, a quantidade e a vigência, como numa espécie de *hedge*, o que protege contra os possíveis aumentos futuros nas tarifas. Além disso, existe a possibilidade de contratação a preço mais baixo naquelas oportunidades em que a oferta é maior que a demanda; entretanto, as concessionárias de distribuição só podem suprir até 10% de seu mercado por meio de contratos provenientes deste mercado²⁷.

Pelo lado do gerador vendedor, a comercialização da energia através de contratos de compra e venda pode proporcionar uma remuneração que assegure uma renda mais estável, diminuindo a exposição de um projeto à volatilidade dos preços no mercado *spot*, e até obter uma remuneração maior que aquela obtida com a venda exclusiva no ACR.

Palomino (2009) considerou que este mercado também oferece relativo grau de risco, visto que seus preços acabam inevitavelmente incorporando as expectativas dos agentes em relação aos preços futuros no mercado *spot*. Por outro

²⁶ Conforme estabelece a Lei n. 9.074 de 07/07/1995, os consumidores livres podem contratar parte de seu fornecimento ou todo, com um concessionário, permissionário ou gerador autorizado para o Sistema Interligado Nacional – SIN e devidamente regulamentado pela ANEEL.

²⁷ Conf. Decreto n. 5.163/2005, de 30/07/2004.

lado, Costa e Pierobon (2008) constataram recentemente o comportamento dos geradores, os quais têm deixado uma parcela maior da garantia física habilitada para ser vendida no ACL.

De acordo com Pires (2009), em sua análise sobre o mercado de energia elétrica e suas perspectivas, os montantes de energia contratados no ambiente de contratação livre – ACL têm mantido a sua proporção ao redor de 27% do total. O Gráfico 2 mostra as proporções entre os montantes contratados no ACR e no ACL, entre 2004 e 2008.

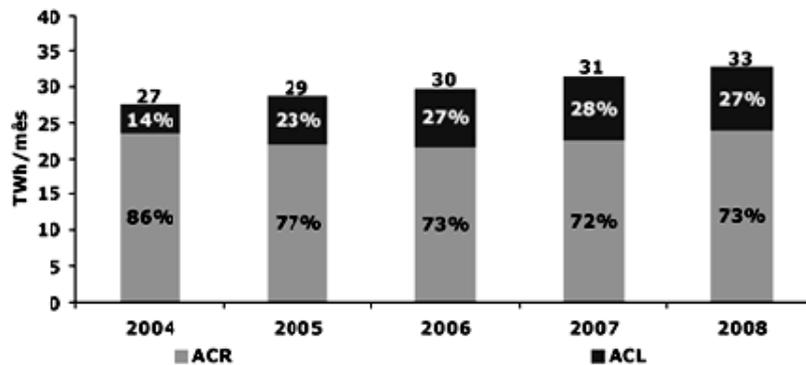


Gráfico 2. Quantidade de energia elétrica e a proporção contratados no ambiente de contratação regulada – ACR e no ambiente de contratação livre – ACL. Brasil. 2004 a 2008.

Fonte: adaptado de Pires (2009).

Ressalte-se que a Unidade Termelétrica da Usina Santa Terezinha, objeto deste estudo, já atua no mercado livre, encontrando-se devidamente registrada na ANEEL como produtor independente de energia elétrica - PIE²⁸, ou seja, pessoa jurídica que obteve a concessão e autorização para vender, no todo ou em parte, a energia produzida por sua conta e risco. Destarte, a empresa já firmou, com uma empresa paulista, contrato de fornecimento de energia elétrica²⁹ baseado na disponibilidade atual do combustível – o bagaço de cana. Este contrato, que se encontra em vigor desde 1º de junho de 2009, possui validade de 15 anos e determina que o preço é de R\$ 140,00/MWh (MENEGUETTI, 2010).

Assim, caso a produção de novos excedentes seja comercializada através do mercado livre, mediante um novo contratado específico e independente daquele já estabelecido pela usina, existe grande risco de que o preço do produto seja influenciado pelos preços no mercado *spot*, que é mais baixo no período de

²⁸ Conforme Resolução Autorizativa da ANEEL n. 373/2004, publicada no D.O.U. de 17/11/2004.

²⁹ O nome do comprador não pôde ser divulgado a pedido e a título de segredo comercial.

entressafra. Este comportamento, característico de sazonalidade da oferta e dos preços, pode complicar a viabilidade de um projeto de produção, conforme se propõe. Nesses termos, a estratégia mais recomendada seria a de negociar e firmar um novo contrato com preços fixos para quantidades estáveis ao longo do ano.

O aparato institucional brasileiro garante o acesso e uso das redes elétricas a todos os fornecedores e aos consumidores³⁰, entretanto estes estão sujeitos à disponibilidade de capacidade, aos ajustes dos aspectos técnicos específicos para a conexão e, além disto, aos procedimentos burocráticos necessários que resultam nos atos que autorizam seu uso, emitidos pelo poder cedente – a ANEEL (2005b).

As autorizações são formalizadas mediante contratos, os quais são celebrados para respaldar o uso do sistema em diferentes modalidades, conforme o ambiente de rede acessado³¹.

Cabe ao interessado a responsabilidade pela conexão do empreendimento coogerador diretamente à rede do sistema elétrico, incluindo a construções das instalações necessárias, devendo ele, inclusive, deter a posse ou direito de uso dos terrenos por onde passará a linha de transmissão.

Caso ocorra o acesso à rede que possui tensões iguais ou superiores a 230 kV e o seu uso seja compartilhado, a interligação deverá ser incorporada obrigatoriamente ao patrimônio da concessionária de transmissão. Isto onera inicialmente o empreendimento gerador, mas o desobriga dos custos relativos à operação e manutenção no futuro (ANEEL, 2005b).

A remuneração pelos custos do acesso e do uso se dá mediante o pagamento de tarifas-fio e encargos setoriais, os quais são calculados de maneira proporcional à potência máxima demandada ou injetada, medida em MW, no ponto de conexão.

As tarifas, por sua vez, possuem componentes de custos não gerenciáveis, chamados de Parcela Fio-A, e componentes gerenciáveis, chamados Parcela Fio-B, os quais envolvem os custos associados à operação e manutenção, ao transporte da energia pela concessionária e aos investimentos realizados na construção das redes. Elas também incidem de maneira diferenciada, de acordo com a vertente de uso da qual se utilize a unidade coogeradora, quando a usina se posiciona como

³⁰ Conforme estabelecido na Lei n. 9.074/1995, de 07/07/1995, Lei regulamentada pelo Decreto n. 1.717, de 24/11/1995.

³¹ Conf. Resolução da ANEEL n. 349/2009, de 13/01/2009.

gerador e injeta o excedente no sistema e quando a usina se coloca como consumidor, demandando energia do sistema.

Desta maneira, quando um gerador se conecta diretamente nas instalações ou ambiente de transmissão, na chamada Rede Básica (rede com a tensão de 230 Kv ou mais), cobra-se dele uma tarifa denominada Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST; e quando a conexão é realizada nas instalações ou ambiente de distribuição (rede com a tensão inferior a 230 Kv), é cobrada a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD (ANEEL, 2005b).

Os consumidores cativos que se conectarem às instalações do ambiente de distribuição pagam as mesmas tarifas de uso pagas pelas distribuidoras, ou seja, a TUSD³², conforme exposto no Quadro 1; e quando uma central geradora se conecta diretamente ao ambiente da transmissão (rede básica), tanto o gerador quanto o consumidor deverão pagar as tarifas e encargos relativos ao ambiente de transmissão, ou seja, a TUST.

Tipo de usuário	Ambiente da transmissão (rede básica)		Ambiente da distribuição (demais instalações de distribuição)	
	Tipo de tarifa	Metodologia	Tipo de tarifa	Metodologia
Consumidor	TUST	Nodal (locacional)	TUSD	Selo por nível de tensão
Gerador	TUST	Nodal (locacional)	TUSDg	Nodal (locacional)

Quadro 1. Tarifas-fio relativas à vertente de uso e ao ambiente de conexão.

Fonte: ANEEL (2007, p. 6), adaptado pelo autor de acordo com as normas vigentes.

Por outro lado, quando a central geradora se conectar às instalações de distribuição denominadas Rede Unificada – instalações de redes próprias e das distribuidoras, as quais têm seu uso compartilhado, no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV³³ –, terá a tarifa de uso do sistema elétrico calculada pela ANEEL com a metodologia locacional específica, a qual é denominada TUSDg³⁴.

Este é o caso da Unidade Termelétrica da Usina Santa Terezinha, a qual se encontra devidamente homologada como produtor independente de energia elétrica – PIE e autorizada a gerar potência de até 30 MW. O contrato atual para uso e transporte da energia excedente exportada, firmado com a concessionária local na

³² Conforme a Resolução Normativa n. 166/2005, de 10/10/2005.

³³ Para tanto, a empresa investiu na construção de uma linha de transmissão com 22,1 km de extensão e tensão nominal de 138 KW, a qual interligou esta geradora à subestação da empresa Copel Distribuidora S.A., localizada na cidade de Colorado/PR, concessionária à qual repassou estas instalações, através de servidão administrativa.

³⁴ Conforme a Resolução Normativa da ANEEL n. 349/2009, de 13/01/2009.

modalidade tipo CUSD, estabelece que o pagamento da tarifa TUSDg é relativa ao montante de 24.000 MWh. Esta quantidade-teto, prevista para ser injetada no referido sistema de transmissão, resultou em um custo de R\$ 46.000,00 por mês para a UTE, e a partir de julho de 2010 até junho de 2011, o valor reajustado será equivalente a R\$ 522.000,00 por ano, em valores nominais.

Desta maneira, independentemente da alternativa de projeto que será escolhida, se o montante injetado nos sistemas de transmissão em uso não ultrapassar o limite estabelecido - 24 MW –, que consta no atual contrato de prestação deste serviço, não ocorrerão alterações nas taxas e tarifas relativas ao uso dos sistemas de transmissão, exceto quando previsto pelas regras de reajuste anual.

Outro aspecto importante é que esta usina encontra-se habilitada pela ANEEL como empreendimento gerador a biomassa até 30 MW, por conseguinte tem direito ao desconto de 50% nas tarifas-fio de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, seja este uso dado à injeção ou à demanda de energia do sistema³⁵. Este benefício sobre a parcela da tarifa-fio também permanecerá inalterado, conforme o exposto acima.

3.3 O MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO DO PROTOCOLO DE KYOTO E O MERCADO DE CRÉDITOS DE CARBONO

O Protocolo de *Kyoto* foi firmado durante a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – CQNUMC em dezembro de 1997, sob a égide da Organização das Nações Unidas – ONU, através da *United Nations Framework Convention on Climate Change* – UNFCCC (2008a)³⁶. Este Protocolo instituiu condições que facilitam aos países industrializados – voluntários e signatários – transacionar as suas metas de redução de emissões de gases de efeito estufa –

³⁵ Conf. a Resolução Normativa ANEEL n. 077/2004, de 18/08/2004, e Resolução Normativa ANEEL n. 271/2007, de 03/07/2007.

³⁶ A Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – CQNUMC estabeleceu que as partes do Anexo I incluem os países industrializados que eram membros da Organização para a Cooperação Econômica e Desenvolvimento - OCDE em 1992, além de países com economias em transição, como a Federação Russa, os Estados Bálticos e vários países da Europa Central e da Europa Oriental. Enquanto, as partes do Anexo II são compostas pelos membros da OCDE, do anexo I, mas que não incluem estes últimos. Como não partes do Anexo I são considerados todos os outros países em desenvolvimento (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 1998, p. 20; 2010b). A listagem dos países não partes e do Anexo I consta no link: <http://unfccc.int/parties_and_observers/parties/non_annex_i/items/2833.php>.

GEEs com os países em processo de industrialização, que constam no seu Anexo B. Para tanto, estimula que os primeiros atinjam suas metas de redução de emissão utilizando-se de mecanismos que proporcionem a redução dos custos envolvidos neste processo.

Os mecanismos de apoio são compostos por quatro instrumentos, a saber: a) a possibilidade de um grupo de países determinar e redistribuir suas próprias metas, conforme consta no artigo 4 do Protocolo; b) a implementação conjunta de projetos em países integrantes do anexo B, que proporcionam a obtenção de Unidades de Emissões Reduzidas - UER ou *Emission Reduction Units – EURs*, o que consta no artigo 6; c) o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, o qual permite que projetos sejam desenvolvidos em países sem metas de emissões e conduz à obtenção de títulos cambiáveis de Reduções Certificadas de Emissões – RCEs ou *Certified Emissions Reductions – CERs*, conforme prevê o artigo 12; e d) institucionaliza o comércio internacional de emissões para as Unidades de Quantidade Atribuídas ou *Assigned Amount Units – AAUs*, entre os países do Anexo B, através do Artigo 17 (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2008a; MICHAELOWA; STRONZIK, 2002).

Como meta geral, o Protocolo convencionou que os países inscritos no Anexo I devem reduzir as emissões de GEE em 5%, patamar relativo ao que havia sido verificado no ano de 1990, como meta para o primeiro período de compromisso, o qual é compreendido entre 2008 e 2012³⁷. Não obstante, este prazo pode ser estendido para o segundo período de compromisso, compreendido entre 2013 e 2017, no caso de seus signatários atingirem pelo menos 2,5% da meta inicialmente estabelecida para o primeiro período (LOPES, 2002; UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2008a).

Apesar dos esforços das Nações Unidas, esta convenção só entraria em vigor a partir de fevereiro de 2005, quando foi ratificada pela maioria dos países desenvolvidos signatários que faziam parte do Anexo I, os quais distribuíram as suas metas de redução aos principais emissores dentro de seus próprios territórios, através dos planos nacionais de alocação de emissões (BATISTA; RAMOS; LUCHIARI JÚNIOR, 2009).

³⁷ Os Países desenvolvidos - partes no Anexo I, da CQNUMC, estabeleceram a meta de reduzir as suas emissões de CO₂, voluntariamente, na média, em 8,10% com relação aos níveis verificados em 1990 (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 1998, p. 20).

Conforme consta no artigo 12 do Protocolo, as reduções de emissões dos GEE's são medidas em unidades como, por exemplo, uma tonelada de dióxido de carbono equivalente - tCO₂e. Assim, seu potencial poluente é calculado em equivalência com o potencial de aquecimento global - *Global Warming Potencial* – *GWP* de cada gás³⁸, o qual deixa de ser emitido ou é retirado da atmosfera³⁹. Assim, estas reduções são lastreadas por um título comercializável, denominado RCE, popularmente conhecido como Crédito de Carbono (FRONDIZI, 2009; JAPÃO, 2006; UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2008a).

Deste modo, as receitas provenientes das RCEs de um projeto executado pelos países partes do Anexo I, nos territórios dos países que não fazem parte do Anexo I, que sejam provenientes da redução das emissões ou da captura de tCO₂e, podem ser, parcial ou totalmente, negociadas no mercado mundial.

Criou-se, então, um atrativo para a redução das emissões globais, o que contribui para o desenvolvimento sustentável dos países anfitriões. Além disso, foram constituídos mecanismos que podem proporcionar benefícios decorrentes do ingresso de novas divisas nestes países.

Desta maneira se permitiu que a comercialização das RCEs fosse realizada através da cooperação entre os países desenvolvidos e os países em desenvolvimento, os quais não têm, em princípio, compromissos formais e obrigatórios de redução de emissões de GEEs no âmbito do Protocolo.

O resultado é que a introdução do MDL possibilitou que as empresas que não desejassem ou não conseguissem diminuir suas emissões de GEEs, pudessem comprar RCEs para cumprir suas obrigações. Isto pode ser feito, em parte ou no total das suas metas, com origem em outras empresas localizadas nos países em desenvolvimento que possuam projetos com atividades redutores de emissão de GEEs (BOLSA DE VALORES, MERCADORIAS E FUTUROS, 2009).

Para que um projeto seja elegível à condição de amparado pelo MDL, ele deve cumprir uma série de procedimentos até receber a certificação chancelada pela UNFCCC, cujo papel é organizar e coordenar o processo. Esses trabalhos são realizados com o apoio de uma instância máxima operacional, o Conselho Executivo

³⁸ O *GWP* é um índice que foi publicado no Segundo Relatório de Avaliação do IPCC. As equivalências com outros gases de efeito estufa, em termos de massa, com relação a uma tonelada métrica de CO₂ (t CO₂e), pode ser verificada em Frondize (2009, p. 107).

³⁹ A Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima - CIMGC, conceitua a RCE através da Resolução n. 1/2003, reproduzindo os princípios do Protocolo de Kyoto, nos termos do artigo 12, no Brasil, o qual considera uma tonelada métrica equivalente de dióxido de carbono - tCO₂e -, calculando-a com o uso dos mesmos critérios para definição de seu potencial de aquecimento global.

do MDL, que, por sua vez, avalia, certifica, valida e emite as RCEs para as atividades de projetos previstos no âmbito do MDL (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2008a).

Para a concessão de um registro de atividade e posterior obtenção das RCEs, determina o artigo 12 que a proposta seja formalizada através de um modelo padrão, o Documento de Concepção de Projeto – DCP; e para o cômputo das emissões se adote uma metodologia de cálculo entre aquelas já existentes: uma metodologia já consolidada – ACM ou uma metodologia aprovada – AM; ou, conforme o caso, é possível propor uma nova metodologia.

Os critérios de elegibilidade de um DCP são: a) a participação deve ser aprovada voluntariamente pelos interessados – vendedor e comprador; b) os benefícios devem ser reais, mensuráveis e de longo prazo e relacionados com a mitigação da mudança climática; c) as reduções das emissões devem ser adicionais a qualquer redução que ocorreria na ausência da atividade de projeto que esteja sendo certificada, o que é considerado a linha de base no cômputo das emissões (JAPÃO, 2006; UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2008a).

A Figura 3 ilustra o ciclo de desenvolvimento de um projeto, comum a qualquer uma das atividades de projeto previstas, desde sua concepção até a emissão das RCEs pelo Conselho Executivo do MDL (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2008a).

Destarte, verifica-se que um DCP deve ser avaliado por uma entidade operacional designada previamente – EOD –, e passar pela aprovação da autoridade nacional designada – AND, para só então, depois de monitorado e certificado, conceder-se o direito de posse das RCEs ao proponente da atividade de projeto⁴⁰.

Em geral, o projeto deve indicar qual é o período de obtenção dos créditos pela atividade que está sendo proposta, período que deve ser compatível com as reduções em relação à linha de base – cenário no qual se considera a hipótese da não existência da atividade proposta – e, ainda, ser passível de verificação e

⁴⁰ Para o caso do Brasil, o Agente Nacional Designado é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC, a qual é vinculada ao Ministério da Ciência e Tecnologia, e pode ser consultada no website: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html>>. Os procedimentos para encaminhamento de projetos no âmbito do MDL foram definidos na Resolução CIMGC n. 01/2003 de 11/09/2003, publicada no D.O.U. de 02/12/2003, a qual estabelece regras para a apreciação e aprovação, no Brasil, das atividades de projeto (BRASIL, 2008b).

certificação (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2008a).

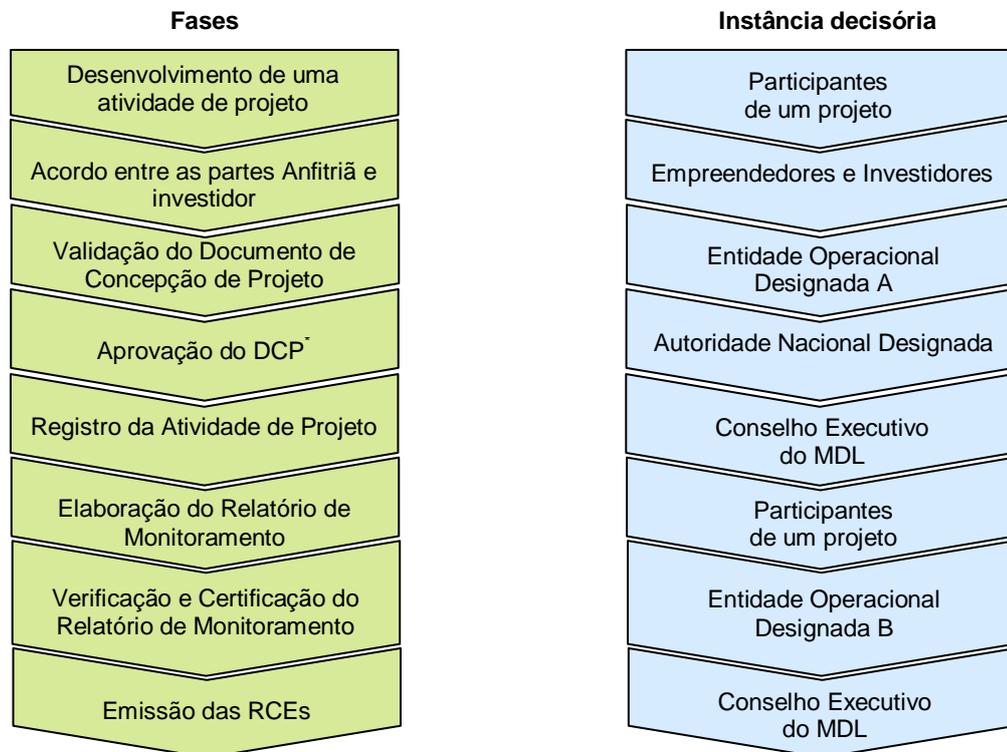


Figura 3. Ciclo de um projeto de MDL até o Registro e a Emissão das RCEs.

Fonte: Adaptado pelo autor (JAPÃO, 2006 p. 9; FRONDIZE, 2009, p. 36).

A condição é que a data inicial para o período de cômputo das RCEs seja posterior à data em que tenham sido geradas as primeiras reduções de emissões pela atividade em questão; porém, não obstante ao primeiro critério, se aceita que esta data seja retroativa a primeiro de janeiro de 2000, desde que, de fato, se comprove a existência da atividade à época no momento de seu registro. De qualquer maneira, o período de obtenção de créditos não deve ultrapassar a vida útil operacional da atividade do projeto.

A duração do período para a obtenção de créditos pode ser fixa ou renovável, independentemente do tipo de atividade que se esteja se propondo; e, uma vez feita a opção pelo período fixo, a duração e a data de início do período são determinadas pela parte titular no próprio DCP. Neste caso, após o registro da atividade do projeto, existe a ressalva de que não é permitida a sua renovação ou a prorrogação do período de obtenção de créditos. Por outro lado, quando se optar pelo período renovável, é possível que este se estenda por até sete anos, e, ainda,

ao ser revisto posteriormente, seja restabelecido por outras duas vezes, totalizando até 21 anos de duração.

Para as atividades de projeto que envolva reflorestamento⁴¹ ou florestamento⁴², quando a duração do período para a obtenção de créditos é fixa, o seu prazo máximo pode chegar até 30 anos. Neste caso, a determinação da data de início do período para a obtenção dos créditos é indicada no próprio projeto e não existe a possibilidade de renovação ou prorrogação do período de obtenção de créditos após o registro da atividade do Projeto (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2008a).

Os projetos de MDL florestal originários das ações antrópicas de florestamento ou reflorestamento, diferem, em alguns aspectos, dos projetos de redução de emissões em geral, pois estes são desenvolvidos com o objetivo de remover CO₂ da atmosfera temporariamente, diferentemente dos demais, que são projetados para reduzir estas emissões, o que é de caráter permanente.

Assim, esta modalidade tem uma característica exclusiva no que se refere à questão do armazenamento temporário das remoções de GEEs nas florestas, pois estas podem, p.ex., ser cortadas, devastadas por pragas ou eventos naturais, além de queimadas. Com relação a estas possibilidades denomina-se a não permanência, o que acarreta um esquema de obtenção de crédito distinto das demais atividades (FRONDIZI, 2009; JAPÃO, 2006).

Nesses termos, a contabilização das emissões ou da remoção dos gases por atividades de florestamento ou reflorestamento é opcional quando estas são promovidas em projetos que envolvam outras atividades em conjunto⁴³; todavia, uma vez registrados para fins do cálculo das suas emissões, eles devem ser assim classificados em todos os períodos subsequentes de comprometimento de reduções, quando se pretender renová-los. Isto implica em fazer uma só opção metodológica para o cálculo das emissões e da linha de base para o futuro (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2008a).

⁴¹ Reflorestamento ou *reforestation*, por outro lado, é a conversão direta ou induzida pela ação humana, de áreas não florestadas em áreas florestadas através do plantio, sementeira e/ou a indução via fontes naturais de sementeira. E, ainda, a reconversão de áreas que eram florestadas, que foram desflorestadas pela ação humana para as atividades de reflorestamento, só são elegíveis as áreas que não continham florestas anteriormente a 31 de dezembro de 1989.

⁴² Florestamento ou *afforestation*, é a conversão direta, induzida pela ação humana, do solo que está sem cobertura florestal em solo com cobertura florestal, por um período de pelo menos 50 anos, através do plantio, sementeira e/ou a indução através de fontes naturais de sementeira (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2008a).

⁴³ Conforme foi estipulado pelo artigo 3, parágrafo 3 e 4 e, parágrafos 25 e 32 do anexo da Decisão 13/CMP1 (UNFCCC, 2008a).

Para que um projeto possa ser elegível como a atividade de florestamento ou reflorestamento no âmbito do MDL, ele deve respeitar alguns condicionantes: a) possuir a área mínima de um hectare; b) a cobertura da copa das árvores alcançar no mínimo 30% de cobertura do solo; e c) as suas plantas possuírem potencial para atingir a altura de cinco metros no seu estágio de maturidade, no mínimo⁴⁴.

Como as reduções destas modalidades de atividade de projeto são consideradas temporárias, tendo-se em vista o seu potencial de não permanência, os participantes proponentes das atividades de projeto devem selecionar previamente uma das duas abordagens a seguir especificadas, de acordo com o tipo de redução certificada aplicável a cada caso.

A primeira opção se refere às Reduções Certificadas de Emissão Temporária – RCEt, e ocorre quando a RCE é emitida para uma atividade de projeto de florestamento e reflorestamento que expire no final do período de compromisso subsequente àquele em que foi emitida; e a segunda opção diz respeito às Reduções Certificadas de Emissão de Longo Prazo – RCEl, que ocorrem quando uma RCE é emitida para uma atividade de projeto de florestamento e reflorestamento que expire no final do período de obtenção dos créditos da atividade de projeto para o qual tenha sido emitida ou extinga-se quando um período de obtenção renovável for selecionado ao final do último período de obtenção dos créditos da atividade de projeto, devendo, então, seguir as normas de renovação vigentes (FRONDIZI, 2009; UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2008a).

A Figura 4 ilustra, a título de exemplo, as remoções de GEEs produzidas por uma atividade de projeto de florestamento/reflorestamento, cujas características são descritas a seguir: a) o período de obtenção de créditos de modalidade fixo por 30 anos não renovável; b) o plantio das árvores ocorreu em 2007 e registrou-se a atividade de projeto no âmbito do MDL; c) cada período de compromisso é de cinco anos, deixando-se as árvores crescerem durante o primeiro e o segundo períodos de compromisso; d) a primeira emissão das RCEt ou RCEl ocorre em 2011, durante o primeiro período de compromisso; e) a segunda emissão das RCEt ou RCEl ocorre em 2016, durante o segundo período de compromisso; f) o corte das árvores em 2017, antes do final de segundo período de compromisso; g) a terceira emissão

⁴⁴ Estes parâmetros foram definidos pela CIMGC especialmente para o Brasil através da resolução n. 02/2005, de 10 de agosto de 2005.

ocorre em 2021, antes do final do terceiro período de compromisso, e pode se constituir de reposição da parte ideal daquelas anteriores emitidas; e h) a última emissão ocorre ao final do sexto e último período de compromisso, servindo para zerar o saldo das emissões de RCEt ou RCEI verificadas nos períodos anteriores.

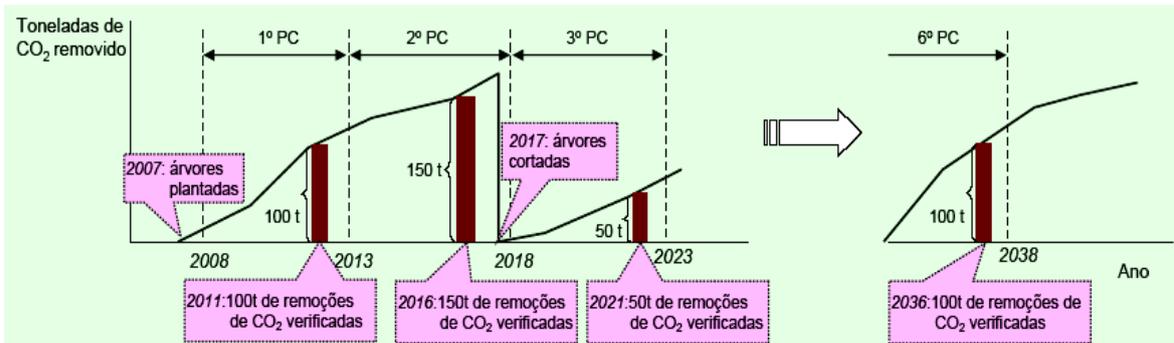


Figura 4. Ilustração sobre o sistema de remoções de GEEs realizadas por uma atividade de projeto de florestamento / reflorestamento.

Fonte: Adaptado pelo autor de Japão (2009, p. 57).

Deste modo verifica-se que as RCEts e as RCEIs perdem a sua validade e devem ser repostas, recompradas ou substituídas por outras, de acordo com normas estabelecidas para cada tipo pelo qual se tenha previamente optado no DCP.

Caso as partes optarem pela emissão dos certificados do tipo RCEt's, as normativas do Comitê Executivo estabelecem que estes certificados só serão válidos até o final do período de compromisso em que foram emitidos e não podem ser transportados para o período seguinte, devendo ser substituídos antes da data final de sua validade⁴⁵. Desta maneira, a parte envolvida deve transferir uma quantidade equivalente de uma das unidades, a saber: Unidade de Quantidade Atribuída – UQA, RCEs, Unidade de Remoção de Emissões – URE, e Unidade de Remoções – UR, ou RCEts. No caso de as partes optarem pela emissão de certificados do tipo RCEIs⁴⁶, estabeleceu-se que, à medida que estes certificados são emitidos, a parte titular deve transferi-los para sua conta de resgate ao final do primeiro período de obtenção dos créditos, procedimento que pode ainda ser realizado, subsequentemente, até o último período de compromisso.

Para o tipo de certificado de RCEI, quando o relatório de certificação da EOD apontar alguma reversão das remoções de GEEs em consequência da colheita da

⁴⁵ Conforme a *FCCC/KP/CMP/2005/8/Add.1*, p. 71, par. 42-44, de 30 mar. 2006, disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=100>>.

⁴⁶ Conforme a *FCCC/KP/CMP/2005/8/Add.1*, p. 72, par. 48-49, de 30 mar. 2006, disponível no site acima.

biomassa produzida, uma quantidade equivalente de RCEIs deverá ser reposta ou substituída. Para a substituição destas, a parte em questão poderá utilizar os mesmos tipos de certificado descritos anteriormente, com exceção do uso de RCEts, exigindo-se que sejam RCEIs. No final do último período de obtenção dos créditos, os saldos da conta de resgate da parte deverão ser zerados como anteriormente, cobrindo-se o saldo negativo das unidades das emissões antes da data do término de sua validade (JAPÃO, 2009).

Assim, uma atividade de projeto de florestamento e reflorestamento, no âmbito do MDL, só possuirá remoções líquidas de GEEs se as remoções forem aumentadas ao longo dos períodos de compromisso, porquanto o saldo das mudanças no estoque dos reservatórios (plantas) ao final dos prazos estabelecidos pelo DCP deve ser positivo e passível de comprovação, como resultado do registro da atividade do projeto⁴⁷ (FRONDIZI, 2009).

As atividades de projeto de florestamento e reflorestamento, assim como as demais, podem também ser consideradas de pequena escala e, assim, contar com alguns privilégios que podem reduzir custos de transação, devido à simplificação de alguns procedimentos. Por outro lado, deverão seguir os mesmos estágios de ciclo de projeto para atividades consideradas de grande escala (FRONDIZI, 2009).

As atividades de projeto de florestamento e reflorestamento, para poderem ser consideradas de pequena escala, não poderão exceder ao limite de reduções líquidas estabelecido, que é de 16.000 tCO₂e/ano e, adicionalmente, devem ser implementadas por comunidades e famílias de baixa renda⁴⁸, de acordo com critério estabelecido pela EOD anfitriã.

Os privilégios destinados exclusivamente àquelas atividades consideradas de pequena escala consistem em medidas como: a) redução das exigências no DCP; b) permissão para utilizar metodologias de linha de base simplificadas por categoria ou para reduzir os custos de desenvolvimento da uma linha de base nova; c) simplificação dos planos de monitoramento e das exigências em geral; d) possibilidade de agrupamento ou combinação das atividades em um único DCP; e e) a possibilidade de utilizar a mesma EOD no processo de validação e verificação

⁴⁷ Conforme a FCCC/KP/CP/2003/6/Add.2, p. 20, par. 18, de 30 mar. 2004, disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/cop9/06a02.pdf#page=13>>.

⁴⁸ De acordo com a Resolução da CIMGC n. 3/2003, de 24/03/2003, no seu artigo 3º, para fins do MDL, são consideradas comunidades de baixa renda, aquelas cujas famílias possuam renda familiar, *per capita*, que não exceda a meio salário mínimo. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/20338.html>>.

(FRONDIZE, 2009, p. 75; UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2008a).

Outro ponto importante para que um projeto possa ser considerado de pequena escala, quando esse projeto envolve a geração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis, é a capacidade máxima de produção, a qual não deve exceder o equivalente a 15 MW, seguindo a abordagem *bottom-up*⁴⁹.

Adicionalmente, o Conselho Executivo estabeleceu como critério para a mensuração deste limite a capacidade instalada nominal indicada pelo fabricante dos equipamentos, e não o fator de carga real. Isto desclassifica os DCPs individuais ou complementares que, mesmo atendendo ao critério estabelecido, sejam desenvolvidos em instalações cuja capacidade exceda o limite acima indicado⁵⁰ (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2008a).

A CIMGC determinou, ainda, para efeito de interpretação sobre os tipos de atividades a serem classificadas como de pequena escala no Brasil⁵¹, que os critérios acima expostos e estabelecidos pela *UNFCCC/ Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC* na conferência das Partes em Marrakesh⁵², sejam considerados como mutuamente exclusivos. Além disto, quando se tratar de uma atividade de projeto com mais de um componente, deve-se observar o critério mínimo de cada tipo aplicável, e nas situações em que se ultrapassem esses valores máximos para um regime anual equivalente, devem ser emitidos as RCEs apenas até o valor máximo.

Essas condicionantes acima descritas, na prática, excluem as áreas de reflorestamento ou florestamento situadas ao redor das usinas de cana-de-açúcar como atividade de pequena escala para fins de MDL. Por outro lado, mesmo os projetos classificados como de pequena escala estão sujeitos aos mesmos processos (validação, registro, monitoramento, verificação e certificação) aos quais estão sujeitos os projetos considerados de grande escala, inclusive são submetidos às mesmas taxas no momento de seu registro. Constituem exceção àqueles projetos cuja estimativa de redução das emissões não exceda a 15.000 tCO₂e durante o período de crédito, os quais gozam de isenção de taxas (FRONDIZE, 2009, p. 75).

⁴⁹ Conforme a *FCCC/KP/CP/2001/13/Add.2*, p. 20, par. 6, alínea c, item (i), de 21 jan. 2002, disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/cop7/13a02.pdf#page=20>>.

⁵⁰ Conforme descrito no ANEXO I da Resolução da CIMGC n. 3/2004, de 24/03/2003, disponível no link: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/20338.html>>.

⁵¹ Conf. itens D e E, nos respectivos parágrafos 7 e 8 do Anexo I da Resolução n. 3/2004.

⁵² Conforme a decisão *FCCC/KP/CP/2001/13/Add.2*, p. 20, par. 6, alínea c, itens i, ii e iii, de 21 jan. 2002, disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/cop7/13a02.pdf#page=20>>.

Apesar disto, quando mais de uma atividade é combinada no mesmo projeto, é fundamental definir qual é metodologia para o cálculo da linha de base ou cenário que será adotada. Os procedimentos padrão para estabelecimento da linha de base podem ser encontrados nas ferramentas para demonstrar e avaliar a adicionalidade⁵³. Eles compreendem a identificação de um cenário hipotético, o qual servirá como base de comparação com o projeto de MDL, ou seja, para avaliação da redução de emissões ou suas remoções de GEEs e emissão dos títulos relativos às RCEs.

Para isto se devem considerar todas as emissões dos gases pelos setores e fontes que estejam envolvidos no escopo do projeto, pois as reduções das emissões ou remoções de GEE's serão calculadas a partir desta linha de base. A falta de adicionalidade é considerada um dos motivos principais da rejeição de projetos na fase de registro (FRONDIZE, 2009).

Nesse sentido, a UNFCCC (2008a) determina que as emissões sejam classificadas de acordo com os seis setores identificados pelo IPCC, a saber: 1) energia; 2) processos industriais; 3) solventes e outros produtos; 4) atividades relacionadas como de uso da terra ou mudança de uso da terra para atividades de florestamento; 5) agricultura; e 6) redução de perdas.

Para identificar a linha de base e demonstrar a adicionalidade para as atividades de projeto que envolve florestamento e reflorestamento existem duas ferramentas exclusivas: uma em se considera somente a situação deste tipo de atividade específica⁵⁴ e uma em que se trata de atividades combinadas⁵⁵.

Os prazos para o desenvolvimento de um projeto de MDL têm variado entre de 1,8 e 3,8 anos, segundo Teixeira, Alves e Santos (2008), incluindo-se neste prazo todos os procedimentos técnicos e burocráticos, até a etapa de sua primeira verificação. Aliás, segundo Frondize (2009), o prazo para a obtenção do registro de um DCP no Conselho Executivo, para projetos de pequena escala, não poderia passar de 48 dias e, para os projetos de grande escala, de 86 dias - sempre a contar

⁵³ As metodologias aprovadas são encontradas no link: <<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html?searchon=1&searchmode=advanced>>. A linha de base ou cenário representam as emissões antrópicas das fontes de GEE que ocorreriam na ausência da atividade de projeto que está sendo proposta.

⁵⁴ Ferramenta: *Tool for the Demonstration and Assessment of Additionality in A/R CDM Project Activities*, disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/methodologies/ARmethodologies/tools/ar-am-tool-01-v2.pdf>>.

⁵⁵ Ferramenta: *Combined tool to identify the baseline scenario and demonstrate additionality in A/R CDM project activities*, disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/methodologies/ARmethodologies/tools/ar-am-tool-02-v1.pdf>>.

do seu recebimento, apreciação e registro, a não ser que haja algum pedido de revisão, o que tem alongado em muito estes prazos.

Não obstante, segundo os diversos autores consultados, reconhece-se que o mercado de créditos de carbono é, ainda hoje, cercado por incertezas e riscos e tem gerado insegurança entre os investidores. Apesar disso, eles consideraram que esse mercado tem evoluído significativamente e apresenta um futuro promissor, ao avaliarem que existe um grande mercado potencial a ser explorado (BATISTA; RAMOS; LUCHIARI JÚNIOR, 2009; HAMILTON et al., 2009; HAMILTON; CHOKKALINGAM, 2010; KERR et al., 2009).

As críticas levantadas referem-se à sistemática estabelecida pelo Protocolo de Kyoto. Os autores consultados avaliaram que os principais limitantes para seu crescimento são os altos custos para obtenção dos RCEs e os elevados custos de transação, além dos longos períodos que estão sendo necessários para a obtenção dos certificados. Apesar disso, eles reconheceram que os projetos de MDL cujas atividades estão relacionadas à produção de energia estão entre os que apresentam maior lucratividade. (AZEVEDO; SATO, 2008; BRASIL, 2005a; CABANÃS, 2007; FRONDIZI, 2009; MACIEL; OLIVEIRA, 2007; SOUZA; AZEVEDO, 2006; TEIXEIRA; ALVES; SANTOS, 2008).

Por outro lado, Teixeira, Alves e Santos (2008, p. 687) defendem que os projetos de MDL podem fornecer um aporte de capital advindo da venda dos RCEs que pode mudar o resultado econômico-financeiro dos projetos. Eles estimaram que os custos para obtenção das RCEs nas unidades de produção de energia elétrica situam-se entre 5 e 15% da receita global projetada no DCP. Afirmam também que esse tipo de negócio possui um componente de redução dos riscos associados ao país onde se desenvolve, devido ao estímulo à diversificação de sua matriz energética, e constitui, para os investidores, uma fonte confiável de fluxo de caixa dos empreendimentos.

Não obstante, o impacto econômico de um projeto de MDL em um empreendimento gerador de energia elétrica está sujeito às seguintes variáveis: a) o custo de desenvolvimento e de implementação do projeto; b) os custos de transação envolvidos – com a validação, o registro e o monitoramento; e, c) a perspectiva futuro dos preços das RCEs (AZEVEDO; SATO, 2008; TEIXEIRA; ALVES; SANTOS, 2008).

Nesse sentido, Teixeira, Alves e Santos (2008, p. 685), baseando-se no trabalho de Michaelowa e Stronzik (2002), sugerem que uma referência possível de ser adotada para a avaliação da viabilidade de um projeto é a proporção de seus custos fixos em relação ao valor passível de ser obtido com a venda dos RCEs, os quais não devem ultrapassar 25% do faturamento.

Maciel e Cabañas (2007, p. 4-6) realizaram um estudo de caso de uma usina sucroalcooleira do Interior Paulista no qual avaliaram a incorporação, no negócio, do comércio de carbono gerado exclusivamente com o uso dos excedentes de bagaço de cana, que constituía um fator de redução de emissão calculado em 0,2677 t CO₂e / MWh, o que resultava na redução de 42.222 t CO₂e, para um período de 10 anos⁵⁶. Eles verificaram que a incorporação do negócio de venda de carbono proporcionou um aumento no faturamento bruto de 5,80% e um crescimento de 10,34% no lucro da empresa, e com isso a TIR passou de 6,74% para 18,61% e o *payback* passou de seis anos para cinco anos e quatro meses.

O estudo realizado por Teixeira, Alves e Santos (2008, p. 687-694), a partir de informações obtidas junto ao Banco Mundial, de diversas modalidades de projetos e países, demonstrou que o incremento na TIR proporcionada pelos resultados com as vendas das RCEs poderia alcançar entre 0,50 a 6,5%, considerando-se os valores de venda dos certificados cotados a US\$ 3,00 / t CO₂e. Assim, esses autores identificaram que estes projetos não eram viáveis, pois, na opinião deles, não havia razões técnicas para sua adoção, já que não apresentavam rentabilidade atrativa, pois o custo da energia produzida variava entre US\$ 35,00 e 105,00/MWh, sendo que seu custo marginal era de US\$ 33,00/MWh⁵⁷. A exceção ocorreria se, no caso, os RCEs fossem comercializados a US\$ 5,00 / t CO₂e, o que poderia proporcionar uma TIR entre 16 e 22%⁵⁸.

⁵⁶ Estes autores utilizaram dados do DCP elaborados para fins de MDL em 2005, segundo os quais a usina estudada possuía uma capacidade de produção instalada de 70 MW de energia. O seu DCP se baseava na metodologia AM0015 - *Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid*, adotada na época para projetos de grande escala. Esta metodologia foi substituída pela ACM0006 em 28/11/2005, que se encontra em:

<<http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/WAIH70X6T8FMOGBVUL9CSD31KEYJ42>>.

⁵⁷ Este caso diz respeito ao projeto de MDL da Usina Vale do Rosário, uma coogeneradora de energia localizada no município de Morro Agudo/SP, com capacidade instalada de 36 MW antes de planejar ingressar no mercado de carbono. Havia sido previstos fazer investimentos para ampliar a capacidade total instalada para 101 MW e reduzir a emissão de 176.937 t CO₂e, no primeiro período de compromisso, substituindo o combustível fóssil pelo bagaço de cana. A elaboração do seu DCP se iniciou em 2003/2004 e a última versão foi registrada ao final de 2005, adotando para os cálculos a metodologia AM0015. O DCP: *Vale do Rosário Bagasse Cogeneration* (VRBC), encontra-se disponível no link:

<<http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/6BFEPH10RHTCQ5P15YNZG7YFJNXVF7>>.

⁵⁸ O segundo caso é um projeto da usina termelétrica tailandesa, a ser construída na província de Pichit, com investimento de US\$ 36 milhões envolvendo a produção de 22 MW abastecida com palha de arroz. O seu

Assim sendo, para que se pudessem balizar os preços praticados no comércio das RCEs foi pesquisado o comportamento dos principais mercados, de forma indireta, através da revisão de literatura.

Observa-se que existem diversas bolsas de negociação consolidadas para os créditos de carbono, como: as bolsas do Japão do Canadá e da Índia; a norte-americana conhecida como *Chicago Climate Exchange – CCX*; a da Europa - *European Union Emission Trading Scheme - EU ETS*; a francesa *BLUENEXT* e a *Asian Carbon Exchange – ACX* (BATISTA; RAMOS; LUCHIARI JÚNIOR, 2009).

Além disto, são observadas iniciativas mais recentes, a exemplo das bolsas de *Hong Kong Exchange*, da Bolsa de Energia Europeia de *Leipzig – EEX*; da bolsa australiana e⁵⁹ do Mercado Brasileiro de Reduções de Emissões – MBRE (BOLSA DE VALORES, MERCADORIAS E FUTUROS, 2007a).

O primeiro leilão realizado pela bolsa brasileira aconteceu em 26 de setembro de 2007, e nele foram negociados créditos correspondentes a 808.450 toneladas de dióxido de carbono, as quais são provenientes de emissões evitadas em aterros sanitários paulistas. O preço mínimo na abertura do pregão foi de €12,70 / tCO₂e, e todos os lotes foram arrematados pelo banco europeu *Fortis Bank NV/AS*, ao preço de €16,20 / tCO₂e⁶⁰, o que equivalia a R\$ 17,94 / tCO₂e e R\$ 22,88 / tCO₂e, respectivamente (BOLSA DE VALORES, MERCADORIAS E FUTUROS, 2008).

O segundo leilão de RCEs, ocorrido em 25/09/2008, colocou à venda 713.000 tCO₂e provenientes da validação de emissões evitadas em aterros sanitários paulistas, as quais foram arrematados pela empresa estadunidense *Mercuria Energy Trading*, por €19,20 / tCO₂e, valor 35,2% acima do preço mínimo

DCP foi elaborado utilizando-se a metodologia aprovada ACM0006 – *Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from biomass residues*, previa evitar emissões de 495.405 t CO₂e no período de sete anos a partir de 2006, pela substituição do uso de gás natural importado. O DCP: A.T. Biopower Rice Husk Power Project in Pichit, encontra-se disponível no link: <<http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/I2OT9XDEU9M0A8BK5P62P06OG8P24C>>.

⁵⁹ O Mercado Brasileiro de Reduções de Emissões – MBRE foi fundado em 2005 por iniciativa da Bolsa de Valores, Mercadorias & Futuros / Bolsa de Valores do Estado de São Paulo S.A. - BM&FBOVESPA e do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior – MDIC. O seu banco de projetos, intenções de projetos e intenções de compra de créditos de carbono pode ser consultado pelo link: <http://www.bmfbovespa.com.br/shared/IframeHotSiteBarraCanal.aspx?altura=850&idioma=pt-br&url=www.bmf.com.br/bmfbovespa/pages/MBRE/banco_projetos.asp>.

⁶⁰ O Euro Comercial para venda era cotado em R\$ 2,61232, de acordo com o BACEM, através do link: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpsq.asp?id=txcotacao&id=txcotacao>>.

inicial de €14,20 / tCO₂e⁶¹, equivalente a R\$ 51,27 e R\$ 37,92 / tCO₂e, respectivamente (RIBEIRO, 2008).

A BM&FBOVESPA também promoveu o primeiro leilão de créditos de carbono para o mercado brasileiro, ofertando 180.000 tCO₂e, em abril de 2010, originários dos projetos administrados pela empresa Carbono Social Serviços Ambientais, cujos preços iniciais por lote foram fixados entre R\$10,00 e R\$12,00 por unidade (BOLSA DE VALORES, MERCADORIAS E FUTUROS, 2010a)⁶²; porém nenhum dos três lotes ofertados foi arrematado (BOLSA DE VALORES, MERCADORIAS E FUTUROS, 2010b).

Outra importante referência para o mercado voluntário de emissões são os preços praticados nas operações realizadas na CCX, bolsa estadunidense que iniciou suas operações em 2004. A estimativa é que a CCX tenha sido a responsável, em 2008, pelo comércio de 44% dos 123,4 milhões de tCO₂e, transacionados no mercado voluntário de créditos de carbono mundial, enquanto as demais bolsas transacionaram apenas 56% deste montante (HAMILTON et al., 2009, p. 15).

Por outro lado, os preços observados nos demais mercados voluntários têm alcançado valores 66% superiores, em média, aos preços praticados na CCX, que ficaram em torno de U\$ 4,43 / tCO₂e⁶³ entre 2006 e 2008, ou seja, o equivalente a R\$ 8,95 / tCO₂e. Para o caso dos demais mercados, os preços observados foram de U\$ 7,34 / tCO₂e, U\$ 6,10 / tCO₂e, U\$ 4,10 / tCO₂e, em 2008, 2007 e 2006, respectivamente, o que equivalia a R\$ 14,83, R\$ 12,32 e R\$ 8,28 / tCO₂e.

Hamilton e Chokkalingam (2010), não obstante, lembram que os padrões para a emissão das RCEs via MDL são bem diferentes daqueles padrões para emissão exigidos no mercado voluntário. Apesar disso, ambos são transacionados nos diferentes mercados mundiais e se referem à mesma unidade de tCO₂e.

A principal referência no mercado regulado que opera com as RCEs é a bolsa europeia - *EU ETS*, a qual foi a responsável pela comercialização de 71,9% das 4.146.100 tCO₂e transacionadas no mercado mundial em 2008 (HAMILTON et al., 2009).

⁶¹ O Euro Comercial para venda era cotado em R\$ 2,67038, de acordo com o BACEM, através do link: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpesq.asp?id=txcotacao&id=txcotacao>>.

⁶² O edital do Leilão n. 001/2010, programado para 04/04/2010, está disponível através do link: <<http://www.bmfbovespa.com.br/pt-br/download/LeilaoCarbono.pdf>>.

⁶³ A cotação do dólar comercial ptax para venda equivalia a R\$ 2,0199 em 20 de maio de 2009, de acordo com o BACEM, através do link: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpesq.asp?id=txcotacao&id=txcotacao>>.

No tocante à categoria dos mercados de conformidade, os quais operam com as RCEs já emitidas, destacam-se a *New South Wales Greenhouse Gas Reduction Scheme – NSW-GGAS*, assim como, a *New Zealand Trading Scheme – NZ-ETS* e a *Kyoto Assigned Amount Units – AAUs*, as quais operam com projetos de certificados obtidos com atividades de florestamento e reflorestamento – A/R.

A importância e a participação desses mercados no comércio global de créditos de carbono podem ser comparadas na Tabela 3 (HAMILTON; CHOKKALINGAM, 2010).

Tabela 3. Estimativas sobre o volume e os valores transacionados nos mercados de carbono florestal.

Mercados	Volume (milhões de tCO ₂ e)		Valores (milhões de US\$)	
	Total	2008	Total	2008
OTC voluntário	15,3	3,7	129,7	31,5
CCX	2,6	1,3	7,9	5,3
Subtotal - mercados voluntários	17,9	5,0	137,6	36,8
NSW-GGAS	1,8	0,2	-	-
MDL-A/R	0,5	0,1	2,9	0,3
NZ-ETS	0,1	-	0,7	-
Kyoto-AAU's	0,6	-	8,0	-
Subtotal - mercados regulamentados	2,9	0,3	11,6	0,3
Total – Mercados Regulamentados	20,8	5,3	149,2	37,1

Fonte: Hamilton e Chokkalingam (2010, p. vi).

De acordo com a Tabela 3, observa-se que 73,58% do volume total e 86,93% do valor histórico das transações com créditos de carbono originado em projetos florestais no mercado mundial foram operados nos demais mercados voluntários – OTC.

Segundo Hamilton e Chokkalingam (2010), os preços desse tipo de crédito de carbono aumentam, em geral, ao longo da cadeia, refletindo os custos de transação, que se elevam mediante as transferências de titularidade de mão a mão, e, ao inverso, decaem com o aumento dos volumes nas transações.

Neste trabalho, os autores constataram que o preço dos créditos de origem florestal tem variado de US\$ 0,65 / tCO₂e a mais de US\$ 50,00 / tCO₂e, valores que equivalem, respectivamente, a R\$ 1,15 e R\$ 88,24⁶⁴; porém eles verificaram que, a considerar o período compreendido desde o início das operações com este tipo de crédito, há mais de 20 anos, até meados de 2009, os preços situaram-se ao redor de US\$ 7,88 / tCO₂e, o que equivale a R\$ 13,91. Apesar disso, segundo eles, os preços

⁶⁴ A cotação do Dólar Comercial ptax para venda equivalia a R\$ 1,76480 e a do Euro a R\$ 2,56051, quando Hamilton e Chokkalingam (2010) finalizaram seu trabalho, em 14 de janeiro de 2010, pelo BACEM: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpsq.asp?id=txcotacao&id=txcotacao>>.

praticados nos mercados de conformidade – *NSW-GGAS*, *AAU's* e *NZ-ETS* – sempre se apresentaram maiores, alcançando a média de US\$ 10,24 / tCO₂e, equivalente a R\$ 18,07, e que o preço mínimo observado na *AAU's* ocorreu em meados de 2009, quando atingiu somente € 10,00 / tCO₂e, ou seja, R\$ 25,61.

Por outro lado, no *OTC*, a média histórica do preço para o carbono de origem florestal alcançou a cifra de US\$ 8,44 / tCO₂e, ou R\$ 14,89, variando na escala de US\$ 1,00 a 30,00 / tCO₂e, portanto, de R\$ 1,76 a 52,94. Os menores preços para esse tipo foram observados na *CCX* em 2008, quando estiveram cotados entre US\$ 1,96 a 4,06 / tCO₂e, respectivamente, entre R\$ 3,46 a 7,17 (HAMILTON; CHOKKALINGAM, 2010, p. viii).

Não obstante, eles também constataram que os RCEs, que precisarão ser repostos ou reemitidos ao final do período de compromisso, apresentaram uma média significativamente menor no mercado em geral, alcançando US\$ 4,76 / tCO₂e, ou R\$ 8,40, e que o preço deste tipo de crédito na *CCX* alcançou, no máximo, US\$ 3,03 / tCO₂e, o que equivale a R\$ 5,35.

Por outro lado, é necessário considerar que os investimentos totais necessários para que uma atividade de projeto alcance a certificação da redução das emissões e processos durante toda a sua vida útil constituem outro fator muito importante, pois têm sido o motivo comum para a inviabilidade de propostas.

Nesse sentido, Michaelowa e Stronzik (2002, p. 25) estimaram que os investimentos totais exigidos para que uma atividade de projeto alcance a certificação de redução das emissões, junto com todos os demais processos durante toda a sua vida útil, situavam-se entre € 80.000,00 e 150.000,00⁶⁵, respectivamente, para projetos de implementação conjunta e de MDL. Estes valores consideravam todos os custos relacionados com o projeto, os quais se iniciam com a concepção e prosseguem com a elaboração do DCP, a obtenção dos certificados de reduções das emissões e a sua transferência de posse, inclusive os custos de monitoramento e verificação, durante o ciclo de vida do projeto, exceto aqueles envolvidos no empreendimento em si.

Michaelowa e Stronzik (2002, p. 14) levantaram os custos de transação de 26 projetos de energia renovável, da modalidade *implementação conjunta*, e constataram que os custos variavam entre € 1,30 a 11,10 / t CO₂e. Para o caso dos

⁶⁵ O Euro Comercial para venda, na data de 05/05/2010 era cotado em R\$ 2,2899, de acordo com o BACEM, pelo link: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/PtaxRPesq.asp?idpai=TXCOTACAO>>.

projetos cujas remoções ultrapassavam 10.000 t CO₂e anuais, estes custos variavam entre € 1,30 a 1,80 / t CO₂e, enquanto nos projetos cujas remoções situavam-se entre 5.000 e 10.000 t CO₂ anuais, os custos variavam entre € 1,70 a 3,10 / t CO₂e. Para o caso dos projetos menores, com remoções entre 5.000 e 10.000 t CO₂e anuais, os custos variavam entre € 2,70 a 5,60 / t CO₂e, enquanto para aqueles entre 1.000 e 2.500 / t CO₂e anuais, esses custos situavam-se entre 5,10 e 11,10 / t CO₂e.

As taxas administrativas para o registro das atividades de projeto que são cobradas pelo Conselho Executivo seguem regras nas quais foi estabelecido o valor máximo de US\$ 350.000,00 para cada processo, sendo que o valor que exceder a US\$ 30.000,00 é devolvido caso a atividade de projeto não obtenha o registro. Estas despesas incluem todos os custos de transação estimados pelos autores anteriores, e o seu valor é abatido das futuras despesas administrativas que o proponente tiver junto ao Conselho Executivo nas fases de monitoramento, verificação e certificação (FRONDIZI, 2009, p. 80).

O Conselho Executivo também especifica que o registro das atividades de projetos de florestamento e reflorestamento é regido por uma regra especial, segundo a qual sua taxa é estimada de acordo com o montante das remoções anuais dos GEEs previstas no DCP. Os projetos são isentos das taxas quando as remoções estimadas são inferiores a 15.000 t CO₂e e, nos demais casos, para a faixa até 15.000 t CO₂e anuais, as taxas têm o custo de US\$ 0,10 / t CO₂e; porém, quando se ultrapassa essa faixa, é cobrado o valor de US\$ 0,20 / CO₂e pelo excedente a esse limite (FRONDIZI, 2009, p. 80).

As taxas de comercialização cobradas pelos agentes de mercado para as transações dos certificados situavam-se entre 0,2% e 1% - primeira, aplicada para os mercados que apresentam maior liquidez e a segunda, aplicada ao mercado europeu (MICHAELOWA; STRONZIK, 2002, p. 23).

Segundo Michaelowa e Stronzik (2002), as operações com projetos de redução de emissões GEEs baseados nos mecanismos do MDL e de implementação conjunta estão sujeitas a custos de transação mais elevados quando comparadas com as opções de abatimento domésticas. Isto ocorre mesmo quando se utiliza uma mesma metodologia para o cálculo da linha de base, verificação e certificação, fato que, na opinião dos autores, tem reduzido a sua atratividade. Assim, os projetos cujas atividades proporcionavam reduções de GEEs menores que

50.000 t CO₂e / ano tinham menor chance de viabilizar-se, por conta dos elevados custos envolvidos.

Segundo sugerem esses autores, é de esperar que os custos de transação declinem à medida que forem aperfeiçoadas as regras dos mecanismos do Protocolo e que um maior volume de transações seja realizado, como efeito do aumento da competição entre os intermediários especializados, por conta de reflexos da aprendizagem e das economias de escala.

Para o caso do Mercado Brasileiro de Reduções de Emissões, operado pela BM&FBOVESPA, a título de remuneração pelos serviços prestados aos participantes dos projetos, ou seja, os provenientes de vendedores das RCEs, foi estipulada uma taxa correspondente a 0,25% do volume financeiro do negócio fechado no leilão; todavia, são isentos dessa taxa os vendedores que se enquadrarem na categoria de entidade governamental ou organismo multilateral de financiamento (BOLSA DE VALORES, MERCADORIAS E FUTUROS, 2007b).

3.4 ASPECTOS AMBIENTAIS, LEGAIS E REGULATÓRIOS

Os efeitos da atividade dendroenergética sobre o ambiente ocorrem nas fases de produção, de conversão e de utilização final da energia; mas é preciso observar que existem opções tecnológicas e procedimentos para o uso da biomassa que podem reduzir ou minimizar os efeitos sobre a qualidade ambiental, pela substituição do uso de combustíveis fósseis.

De acordo com Nogueira e Lora (2003), os impactos ambientais na fase agrícola estão relacionados a prejuízos na qualidade dos solos e das águas, além da diversidade da flora. Eles são resultantes de práticas inadequadas, utilizadas em cultivos intensivos e extensivos. Não obstante, podem ser atenuados e até evitados, com o planejamento e a adoção de técnicas de manejo florestal apropriadas ao ecossistema em uso.

Durante a fase de produção ou conversão da biomassa em combustível ocorre a geração de subprodutos e de resíduos. A quantidade e qualidade da produção destes resíduos são dependentes do tipo de biomassa, do combustível produzido e das tecnologias adotadas. Da mesma maneira, a queima direta de

madeira, bagaço de cana e cascas de arroz em caldeiras a vapor se constitui como fonte potencial de poluição.

Nesse sentido, para estes autores, as tecnologias de conversão energética só devem ser implementadas quando seus efeitos negativos sobre o ambiente são aceitáveis e comprovadamente menores em relação aos processos de produção de energia a partir de outras fontes em uso.

Assim, Teixeira, Primo e Lora (2008) defendem que as emissões gasosas produzidas são relativamente muito menores quando se queima a biomassa ou os resíduos agrícolas do que quando se queimam combustíveis derivados de petróleo, como é o caso do óleo combustível e do gás natural.

Cannell (2003, p. 105) exemplifica isso através de um balanço energético simples, apresentado na Figura 5.

O esquema deixa evidente que o potencial das emissões de carbono, quando se comparam as fontes de energia originárias da biomassa, do carvão mineral e do gás natural, é amplamente favorável ao uso da biomassa, pois esta é a única atividade que retira carbono da atmosfera no processo de produção, permitindo, mesmo que temporariamente, a manutenção de grande parte do estoque e seu acúmulo antes do seu uso como combustível.

Não obstante, segundo Teixeira, Primo e Lora (2008), a queima de biomassa em caldeiras tem como principal poluente os produtos químicos encontrados na combustão, os particulados – componentes das cinzas voláteis – e as partículas de combustíveis não queimadas completamente – emissões gasosas contaminantes.

Outros componentes das emissões gasosas também são relatados, como os óxidos de nitrogênio – NO_x e os óxidos de enxofre – SO_x . De acordo com estes autores, os óxidos de nitrogênio estão presentes em quantidades muito menores nos gases efluentes, em consequência da menor temperatura no processo de combustão da biomassa, e os óxidos de enxofre – SO_x apresentam-se nos gases efluentes com uma concentração relativamente muito menor que aquela encontrada nos combustíveis fósseis, devido às pequenas concentrações de enxofre na composição elementar da madeira e resíduos agrícolas.

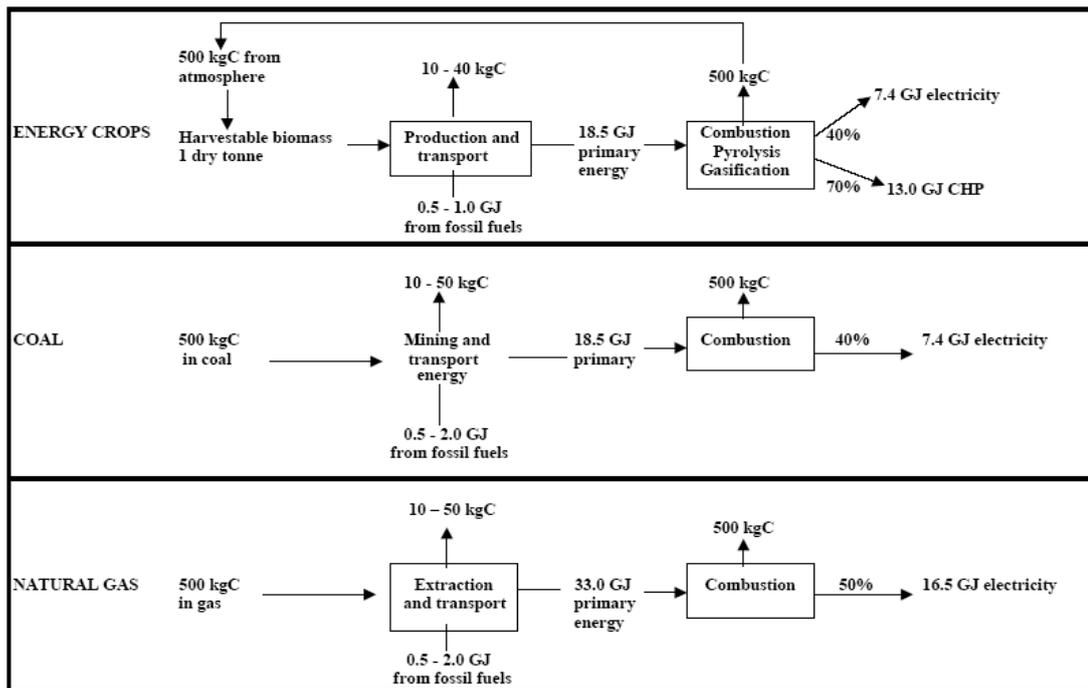


Figura 5. Balanço energético e do estoque de carbono na produção de energia a partir do uso da biomassa, Carvão Mineral e Gás Natural.

Fonte: Cannell (2003, p.105). Obs.: CHP refere-se ao sistema de produção de calor e energia combinados.

Os padrões para limites máximos de emissão de poluentes no ar em processos de combustão externa de fontes fixas de poluição, nos quais se enquadram as usinas termelétricas movidas a bagaço de cana e madeira no Brasil, são estabelecidos em primeira instância pelas resoluções do Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA. Note-se que os padrões para emissões dessas fontes de energia até 02 de janeiro de 2007 eram somente normatizados pela Resolução n. 008/1990⁶⁶, que dispunha, simplesmente, sobre limites máximos de emissão de SO₂ e partículas totais para as usinas termelétricas movidas a óleo combustível e carvão mineral.

Para o caso das UTEs que utilizavam outras fontes de combustível, esta resolução determinava, em seu artigo 3º, dispõe que tais limites, inclusive para outros gases, deveriam se estabelecer por competência dos órgãos estaduais responsáveis pela área de meio ambiente⁶⁷. Neste sentido, o Estado do Paraná definiu os critérios para o controle da qualidade do ar através da Resolução

⁶⁶ A Resolução n. 008/1990 do CONAMA, de 06/12/1990, publicada em 28/12/1990, pode ser consultada no link: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=105>>.

⁶⁷ A Constituição Federal de 1988, no seu art. 23, III, VI, VII e parágrafo único, dispõe sobre a competência legislativa ambiental e a atuação supletiva e suplementar (acessada pelo link: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constitui%C3%A7ao.htm>.

054/2006⁶⁸ da Secretaria Estadual de Meio Ambiente – SEMA, que instituiu os padrões de emissão para fontes industriais, comerciais e de serviços, além dos critérios e metodologias a serem adotados para seu atendimento. O seu artigo 21, inciso IV, define os padrões para empreendimentos geradores de calor ou energia que utilizam derivados de madeira como combustível. Esses padrões são apresentados na Tabela 4. No inciso V do mesmo artigo se define o padrão para geração de calor ou energia para empreendimentos que utilizam bagaço de cana-de-açúcar como combustível, conforme a Tabela 5.

Tabela 4. Padrões de emissões para empreendimentos geradores de calor ou energia que utilizam derivados de madeira como combustível. Paraná, 2006⁶⁹.

Potência térmica nominal (MW)	Densidade colorimétrica	Parâmetros (mg/Nm ³ ou ppmv)				Automonitoramento – Amostragem	
		1	2	3	4	Parâmetros	Frequência
		MP-total	CO ₂	NOx	SOx		
Até 0,5	20% equivalente ao Padrão 1, da Escala Ringelmann*	560	6.000	NA	NA	1, 2 e O ₂	Anual
0,5 a 2,0		560	3.000	NA	NA		Anual
2,0 a 10		560	2.500	NA	NA	Semestral	
10 a 50		400	2.000	500	NA	1, 2, 3 e O ₂	Semestral
50 a 100		200	1.000	500	NA	1, 2, 3 e O ₂	Semestral
> 100		100	500	500	NA	1, 2, 3 e O ₂	Contínuo

Fonte: Adaptado pelo autor de (PARANÁ, 2006, p. 15). Notas: A concentração de 11% de O₂ nas caldeiras; * Padrões de densidade colorimétrica superior, os limites excluem as operações de aquecimento, modulação e ramonagem, por um período que totalize 10 minutos, ao longo das 24 horas do dia; NA: Não aplicável.

Tabela 5. Padrões de emissões para empreendimentos geradores de calor ou energia que consomem bagaço de cana-de-açúcar. Paraná, 2006.

Potência térmica nominal* (MW)	Densidade colorimétrica	Parâmetros (mg/Nm ³ ou ppmv)				Automonitoramento – Amostragem	
		1	2	3	4	Parâmetros	Frequência
		MP-total	CO ₂	NOx	SOx		
Até 0,5	20% equivalente ao Padrão 1, da Escala Ringelmann**	730	7.800	NA	NA	1, 2 e O ₂	Anual
0,5 a 2,0		730	3.900	NA	NA		Anual
2,0 a 10		730	3.250	NA	NA	Semestral	
10 a 50		520	2.600	500	NA	1, 2, 3 e O ₂	Semestral
50 a 100		450	1.300	500	NA	1, 2, 3 e O ₂	Semestral
100 a 250		390	1.000	400	NA	1 e 3	Semestral
> 250						2 e O ₂	Contínuo
> 250			260	650	400	NA	1 e 3
						2 e O ₂	Contínuo

Fonte: Adaptado pelo autor de (PARANÁ, 2006, p. 15). Notas: A concentração de 11% de O₂ nas caldeiras; * Padrões de densidade colorimétrica superior, os limites excluem as operações de aquecimento, modulação e ramonagem, por um período que totalize 10 minutos, ao longo das 24 horas do dia; NA: Não aplicável.

⁶⁸ A Resolução n. 054/2006 da SEMA/PR, de 22/12/2006, pode ser consultada pelo link: <http://www.meioambiente.pr.gov.br/arquivos/File/meioambiente/res_054_06.pdf>.

⁶⁹ Os valores máximos de emissão permissíveis são expressos em uma forma de concentração gravimétrica, em mg/Nm³ - miligrama por normal metro cúbico -, o que equivale a partes por milhão de unidade volumétrica - ppmv, são aferidos nas condições de pressão à 1013 mbar e temperatura à 0°C, em base seca.

Esta mesma resolução, no seu inciso VI, determinou que, quando se trata de geração de calor ou energia com a utilização de mais de um tipo de combustível, os limites das emissões deverão ser calculados somando-se os padrões dos diferentes combustíveis usados na respectiva proporção da energia obtida com eles na mesma de concentração de O₂ no sistema de combustão.

Não obstante, novos padrões limítrofes foram estabelecidos pelo Conama, através da Resolução n. 382/2006, publicada em 02/01/2007, para as emissões de poluentes atmosféricos para o caso das fontes fixas⁷⁰, com o intuito de regular as emissões de particulados e gases residuais nas operações com caldeiras a vapor movidas a bagaço de cana, conforme consta no seu Anexo III e na Tabela 6, e no caso da biomassa florestal, no seu anexo IV e na Tabela 7, os quais estão em vigor até hoje.

Ocorre que, no Paraná, a normativa Estadual é a mais restritiva para algumas das classes estabelecidas para as respectivas categorias de potência nominal instalada, enquanto em outras classes a normativa federal é mais restritiva. Neste sentido, a referida Resolução Federal, no art. 6º, § 1º, determina que o órgão ambiental licenciador competente - neste caso o órgão estadual – poderá determinar limites mais restritivos para áreas onde a qualidade do ar o exigir; portanto, o que vale é a situação mais restritiva em vigor.

Outro aspecto importante é que a Resolução do Conama n. 382/06 se aplica somente aos empreendimentos cuja licença de instalação tenha sido solicitada aos órgãos competentes após a data de sua publicação, e não às fontes licenciadas anteriormente a ela.

Tabela 6. Limites de emissão de processos de geração de calor a partir da combustão de biomassa florestal determinados pelo Conama.

Potência térmica nominal (MW) *	MP ** (em mg/Nm ³)	NOx, equivalente a NO ₂ ** (em mg/Nm ³)
Menor que 10	730	N.A.
Entre 10 e 30	520	650
Entre 30 e 70	260	650
Maior que 70	130	650

Fonte: Adaptado pelo autor do Anexo IV da Resolução do CONAMA n. 382, de 26/12/2006.

Obs.: *Calculada a partir da multiplicação do poder calorífico inferior – PCI do combustível pela quantidade de combustível queimado por unidade de tempo, à plena carga – 90% da capacidade nominal na avaliação de equipamentos novos e à condição típica de operação para o monitoramento periódico; ** Os resultados são expressos em mg/Nm³, em base seca, à concentração de 8% de excesso de oxigênio, medidos no final dos dutos emissores; N.A. - Não aplicável.

⁷⁰ A Resolução do Conama n. 382, de 26/12/2006, publicada em 02/01/2007, encontra-se disponível no site: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=520>>.

Tabela 7. Limites de provenientes de processos de geração de calor a partir da combustão de bagaço de cana-de-açúcar, determinados pelo Conama.

Potência térmica nominal (MW) *	MP ** (em mg/Nm ³)	NOx, equivalente a NO ₂ ** (em mg/Nm ³)
Menor que 10	280	N.A.
Entre 10 e 75	230	350
Maior que 75	200	350

Fonte: Adaptado pelo autor do Anexo III da Resolução do CONAMA n. 382, de 26/12/2006.

Obs.: *Calculada a partir da multiplicação do poder calorífico inferior – PCI do combustível pela quantidade de combustível queimado por unidade de tempo, à plena carga – 90% da capacidade nominal na avaliação de equipamentos novos e à condição típica de operação para o monitoramento periódico; ** Os resultados são expressos em mg/Nm³, em base seca, à concentração de 8% de excesso de oxigênio, medidos no final dos dutos emissores; N.A. - Não aplicável.

Segundo Nogueira e Lora (2003) e Teixeira, Primo e Lora (2008), a preocupação com o controle de emissões de poluentes na operação de caldeiras e fornos, os quais utilizam de madeira ou bagaço de cana como combustível, concentra-se na redução e controle das emissões de partículas voláteis, tarefa que pode ser realizada com o uso de sistemas de separação.

Os sistemas mais recomendados para separar as partículas em suspensão em caldeiras movidas a biomassa são os multiciclones, os lavadores e os precipitadores eletrostáticos (NOGUEIRA; LORA, 2003, p 179). Os multiciclones de gases, também conhecidos como *scrubbers* úmidos, possuem eficiência entre 85% a 90% na separação dos particulados e têm a capacidade de reduzir as emissões finais do padrão médio de 600 mg/Nm³ para 300 mg/Nm³. Eles ainda apresentam menor custo de instalação e manutenção, porém oferecem baixa eficiência para partículas com dimensão entre 5 a 10 µm e produzem efluentes sólidos.

Os lavadores de gases possuem eficiência superior a 95% para a separação das partículas, sendo capazes de reduzir as emissões a 80 mg/Nm³, porém produzem efluente líquido que necessita ser tratado. Não obstante, em certas ocasiões podem ser os únicos a atender aos padrões legais de emissão estabelecidos.

Por sua vez, os precipitadores eletrostáticos possuem eficiência que pode chegar a 99%, reduzindo as emissões finais para a faixa entre 20 e 50 mg/Nm³; todavia apresentam custos de instalação e manutenção relativamente mais elevados que os equipamentos anteriores⁷¹.

⁷¹ Para detalhes sobre os detalhes construtivos e dimensionamento destes sistemas o leitor deve consultar: Nogueira e Lora (2003, p. 173-180) e Teixeira, Primo e Lora (2008, p. 648-666).

Quanto ao caso específico das emissões de NOx pelas caldeiras na combustão de madeira e bagaço de cana, foi comprovado que existe uma relação direta entre sua produção e o excesso de O₂. Assim, o princípio básico de seu controle consiste no ajuste na proporção de ar dentro da Câmara de Combustão para o limite mais próximo possível da proporção estequiométrica, evitando-se o excesso de ar no processo, o qual contém O₂ (TEIXEIRA, PRIMO; LORA, 2008; FERLING, 2008).

É importante frisar que a UTE-STP já possui um lavador de gases, o qual foi instalado recentemente, por ocasião da execução do projeto de financiamento apoiado pelo BNDES entre 2008 e 2009. Isso possibilita que se opere com os dois tipos de combustível - o bagaço da cana-de-açúcar e os cavacos de biomassa, conforme se prevê no projeto de inovação incremental. Cumpre lembrar que todos os empreendimentos produtores de energia elétrica, inclusive aqueles que utilizam a biomassa como fonte de energia, estão sujeitos às normas e aos processos de licenciamento no órgão ambiental, sendo-lhes atribuídos todos os ônus deles decorrentes.

As questões relativas ao licenciamento dos empreendimentos localizados no Estado do Paraná são disciplinadas pela Resolução Conjunta SEMA/IAP n. 05/2010. Ela determina que o empreendimento caracterizado como usina termelétrica de energia que possua potência instalada acima de 10 MW⁷², independentemente da sua fonte de energia primária, e consuma quantidade superior a 10 t/dia, deve passar pelas seguintes fases processuais: a) Licença prévia - LP; b) Licença de instalação - LI; c) Licença de operação - LO; d) Renovação das licenças de instalação - RLI; e e) Renovação de licença de operação - RLO, quando for o caso, conforme os modelos estabelecidos pela Resolução do Conama n. 006/1986⁷³.

Este processo de licenciamento exige que sejam apresentados documentos cadastrais e comprovantes do pagamento das taxas, informações e documentos, de acordo com a fase do licenciamento, como segue.

Para o licenciamento prévio: a) memorial descritivo do empreendimento; b) anuência prévia do município em relação ao empreendimento, declarando

⁷² Conforme o Artigo 10 da Resolução SEMA n. 05 de 20/05/2010, disponível no link: <http://www.iap.pr.gov.br/arquivos/File/Legislacao_ambiental/Legislacao_estadual/RESOLUCOES/RESOLUC_AO_SEMA_IAP_05_2010_PCH.pdf>.

⁷³ A Resolução CONAMA n. 001 de 23/01/1986, dispõe sobre critérios e diretrizes gerais para elaboração do Relatório de Impacto Ambiental - RIMA, além das audiências públicas exigidas. Está disponível no link: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=23>>.

expressamente a inexistência de óbices quanto à lei de uso e ocupação do solo e a legislação de proteção do meio ambiente municipal; c) autorização da ANEEL; d) estudo prévio de impacto ambiental – EPIA; e) relatório de impacto ambiental - RIMA; f) plano de gerenciamento de riscos – PGR; g) outorga prévia dos recursos hídricos, caso se aplique.

Para o licenciamento de instalação são necessários, adicionalmente: h) comprovante da averbação da reserva legal ou celebração de termo de compromisso para regularização da reserva legal; i) anuência do(s) proprietário(s) envolvido(s) pela implantação do empreendimento, registrada em cartório, declarando expressamente a inexistência de óbices quanto à sua instalação.

Na fase de licenciamento para operação anexam-se: j) o plano ou projeto básico ambiental; k) a outorga de direito dos recursos hídricos, caso se aplique; e l) autorização para supressão vegetal emitida pelo órgão competente, caso seja aplicável.

Para os casos de renovação do licenciamento são necessários, na fase da RLI: a) relatório de situação do empreendimento, relativo às fases já executadas; b) autorização/concessão da ANEEL, conforme a modalidade de exploração da energia; e, na fase para obtenção da RLO, c) relatório apresentando como foi construído o empreendimento - *as built*.

O critério de exigibilidade da renovação do licenciamento é, em princípio, o de decurso de prazo das licenças; entretanto, conforme dispõe o §4º do artigo 24 da Resolução Conjunta SEMA/IAP n. 05/2010, o órgão ambiental poderá exigir a atualização dos estudos ambientais já apresentados, caso sejam constatadas alterações ambientais na área a ser afetada pelo empreendimento.

As taxas decorrentes do processo de licenciamento ambiental no Paraná são determinadas pela Lei Estadual n. 10.233/1992, de acordo com os parâmetros de classificação do empreendimento⁷⁴.

No presente estudo, para fins da análise, constatou-se que a Usina Santa Terezinha de Paracity – PR e a unidade termoelétrica da usina já se encontram devidamente licenciadas para o uso do bagaço da cana-de-açúcar e da biomassa florestal, pois no momento em que foram realizados estes procedimentos foi previsto

⁷⁴ A Lei Estadual nº 10.223 de 28/12/1992 e seu anexo, se encontra disponível em: <<http://celepar7cta.pr.gov.br/SEEG/sumulas.nsf/319b106715f69a4b03256efc00601826/abc0858d02b02b9b83256f9a00697429?OpenDocument>>.

o uso conjunto e eventual dos dois tipos de combustíveis, inclusive isto foi feito em um único processo de licenciamento ambiental.

Neste sentido, constatou-se que as referidas licenças ambientais tiveram seu processo iniciado em 2007, com validade até dezembro de 2010; no entanto, como se trata de apenas um único licenciamento para todo o conjunto industrial da usina, a sua renovação, em razão de uma possível implantação do projeto da inovação incremental, não implicará na geração de despesas adicionais à UTE-STP⁷⁵.

A produção de matéria-prima florestal, por seu turno, quando realizada nas áreas destinadas ao cultivo agrícola, é isenta da obrigatoriedade de regulamentação ambiental local, bem como da prévia aprovação para exploração e de regulamentação para seu transporte, de acordo com a Portaria do IAP n. 096/2007⁷⁶; porém os responsáveis legais pelas áreas de cultivo com espécies exóticas, nos casos em que exista vinculação ao órgão ambiental mediante projetos técnicos de reflorestamento ou levantamentos circunstanciados, ficam obrigados a prestar informações sobre seu uso ao final de cada ciclo de cultivo.

Por outro lado, de acordo com a Resolução do IAP n. 045/2008, a exploração florestal com o uso de espécies exóticas em áreas destinadas à recuperação da reserva legal, como é o caso do cultivo de espécies do gênero *Eucaliptus sp.*, somente é autorizada observando-se os seguintes critérios: a) deve ter caráter temporário, precisando ser retiradas ao final de seu ciclo econômico, o que, em tese, pode ocorrer em até 21 anos – até o terceiro corte; b) deve ser apresentado um plano de recuperação e manejo sustentável da área em questão, a ser aprovado pelo IAP; c) deve-se utilizar um sistema de cultivo do tipo multiestrata⁷⁷, de forma permanente, o qual contenha pelo menos duzentas árvores de cinco espécies nativas por ha – plantadas ou germinadas naturalmente; e d) as plantas exóticas devem ser plantadas até a data limite de 31 de dezembro de 2018⁷⁸.

⁷⁵ Conforme se comprovou pelas cópias dos pedidos de licenciamento e das súmulas publicadas para as referidas licenças, a saber, a L.I. n. 5.556, de 26/06/2007, a qual requereu a instalação da UTE, gerando, a posteriori, a L.O. n. 16.829 de 12/09/2008, Esta, por sua vez, foi depois englobada no processo geral de licenciamento da usina com a L.O. n. 6.383 – unificada, a qual foi emitida em 09/12/2008.

⁷⁶ A portaria do IAP n. 096 de 22/05/2007, encontra-se disponível no link: <http://celepar7.pr.gov.br/sia/atosnormativos/form_cons_ato1.asp?Codigo=1962>.

⁷⁷ Para informações do tipo multiestrata, além da referida portaria citada no texto, consulte: Shaitza (2008, p. 38-39) e Fialho (2007, p. 67).

⁷⁸ Conforme a Resolução n. 045 de 31/07/2008, disponível em: <http://www.iap.pr.gov.br/arquivos/File/Legislacao_ambiental/Legislacao_estadual/RESOLUCOES/>

A referida resolução exige, ainda, que os proprietários realizem a adequação de suas propriedades rurais ao Sistema de Manutenção, Recuperação e Proteção da Reserva Legal – SISLEG⁷⁹ do Estado do Paraná, e só autoriza o corte das plantas exóticas de acordo com os prazos previstos no plano apresentado, condicionando-o ao cumprimento do termo de compromisso firmado na adesão ao SISLEG. Por outro lado, dispensa a pequena propriedade rural da apresentação do referido plano.

De modo complementar, a Resolução SEMA n. 0013/2010 autoriza os agricultores familiares a explorarem as áreas de reserva legal em sistema de manejo florestal multiestratos, com o uso de espécies exóticas, em caráter permanente, respeitadas as demais condicionantes da resolução anterior. Neste sentido, conforme o inciso V do artigo 2º, é considerado agricultor familiar e empreendedor rural familiar aquele que possua ou detenha posse de áreas de até quatro módulos fiscais, utilize predominantemente de mão de obra familiar e detenha renda familiar predominantemente da atividade rural⁸⁰.

Finalmente, outro aspecto regulatório importante é o respeito à normatização estabelecida recentemente pela Instrução Normativa n. 4, do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento - MAPA, de 30/03/2009, a qual define o zoneamento agrícola de risco climático específico para as espécies de eucalipto. Esta norma exige o devido registro das espécies e dos cultivares previstos para o uso, no Registro Nacional de Cultivares – RNC, gerido pelo mesmo Ministério⁸¹. Neste sentido considerou-se que os híbridos clonais preconizados no projeto da inovação incremental se encontram adequados a essa exigência, visto que haverá a necessidade de financiamento da produção florestal via BNDES.

A Portaria n. 150, de 17/06/2010, a qual aprovou o zoneamento agrícola para a cultura de eucalipto no Estado do Paraná⁸² na safra 2010, estabelece, em seu Anexo I, a possibilidade do plantio da espécie *Eucalyptus grandis*, mas são

RESOLUCAO_SEMA_45_2008.pdf>.

⁷⁹ Para maiores informações sobre o SISLEG, pode ser consultada a cartilha disponibilizada pelo Conselho Regional de Engenharia Arquitetura e Agronomia do Paraná - CREA/PR (2009).

⁸⁰ Para a classificação dos agricultores, em tipo familiar ou empresário rural familiar, adotou-se o conceito apresentado na Lei n. 11.326/2006, disponível no link: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2006/Lei/L11326.htm>.

⁸¹ Para maiores detalhes da Instrução Normativa do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, n. 4 de 30/03/2009, consulte: <<http://extranet.agricultura.gov.br/sislegis-consulta/consultarLegislacao.do?operacao=visualizar&id=19825>>.

⁸² A Portaria n. 150 do MAPA, de 17/06/2010 e seu ANEXO - I, foram publicados no Diário Oficial da União n. 115, de 18/06/2010, seção 1, página 24, podendo ser consultada através do link: <<http://extranet.agricultura.gov.br/sislegis/action/detalhaAto.do?method=visualizarAtoPortalMapa&chave=978352799>>.

permitidos plantios exclusivamente entre 1º de setembro a 31 de janeiro de cada ano agrícola. Esta exigência deve ser rigorosamente cumprida para que se possam acessar as linhas de crédito oficiais.

3.5 A COMPETIÇÃO PELO USO DAS TERRAS AGRÍCOLAS PELAS CADEIAS DE AGROENERGIA E DE PRODUÇÃO DE ALIMENTOS

A atual conjuntura energética mundial vem se caracterizando pelos preços crescentes e voláteis do petróleo, sob forte pressão especulativa acerca da sua escassez e do crescimento do consumo a um ritmo três vezes maior que o das descobertas, como também pela elevada dependência decorrente do atual modelo de desenvolvimento, o qual é altamente submisso ao suprimento de petróleo como fonte basilar para a produção de energias secundárias.

Por outro lado, esta conjuntura recebe influência da necessidade de reduzir as emissões dos chamados gases de efeito estufa, oriundos na queima do combustível fóssil, o que, por sua vez, impõe a necessidade de se ampliar o uso das energias limpas e renováveis, como é, especialmente, o caso da agroenergia. Esses fatos têm justificado os esforços de diversos governos para implementar políticas públicas voltadas à produção dos agrocombustíveis.

Não obstante, estas políticas também sofrem pressões e forte contestação quanto à sua influência na utilização de áreas agrícolas para produção de agroenergia em detrimento da produção de alimentos, a exemplo do posicionamento da Organização das Nações Unidas – ONU - em defesa de melhoria nas condições da segurança alimentar no planeta, principalmente nos países mais pobres (MARTIN, 2008). Por outro lado se reconhece que, ao mesmo tempo em que as consequências das crises de abastecimento de alimentos são tidas como promissoras para alguns países produtores, são sobremaneira perversas para os países consumidores considerados mais carentes. Especialistas estimam que a cada 1% de alta média nos preços reais dos alimentos, cerca de novos 16 milhões de habitantes do planeta ingressam no estado de fome (KINPARA; ROCHA, 2008).

Em que pese, porém, às recentes e generalizadas críticas ao uso de áreas agrícolas para a produção de agroenergia, inclusive no Brasil, este país é um dos possíveis responsáveis por oferecer uma saída a esses impasses, a exemplo da

crise de abastecimento mundial de alimentos e, muito provavelmente, de energia. O estímulo à inserção de novas áreas produtivas, resultante do apoio das políticas públicas eficazes para produção de alimentos e de energia, dependendo dos modelos e sistemas de exploração agrícola que forem fomentados, poderá servir de instrumento para promover a redução da pobreza, melhorar a segurança alimentar, e, assim, promover a inclusão social (SERATTO; MICHELLON, 2009).

Neste sentido, o Brasil está muito mais apto a assumir parte da solução do que parte do problema, ao contrário do que apregoam autoridades e dirigentes de organismos internacionais como a ONU. Os dados oficiais indicam que existem cerca de 90 milhões de hectares de terra cultivável no cerrado, totalizando 106 milhões no restante do país, excetuando-se a Amazônia, e ainda outros 40 milhões de hectares que podem ser disponibilizados na região amazônica sem aumentar o desmatamento atual, as quais são aptas para o cultivo de grãos, respeitando-se todos os marcos legais atuais (NÚCLEO DE ASSUNTOS ESTRATÉGICOS DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2004; ALCÂNTARA, 2010); contudo, em hipótese, para o caso em estudo, é evidente que o incremento na produção de energia poderá pressionar pelo deslocamento de áreas de produção de alimentos quando se analisa a escala local. Isto ocorreria por efeito da substituição das terras destinadas atualmente à produção de grãos, leite e carne no entorno da agroindústria, e pelas áreas destinadas ao cultivo florestal, com a adoção do projeto de inovação incremental.

Cumprido, por outro lado, ressaltar que paradoxalmente o impacto causado pela substituição poderá ser atenuado à medida que o avanço ocorra sobre novas áreas, aquelas destinadas à reserva legal das propriedades, visto que sua implantação é obrigatória até o ano de 2018.

4 A ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM UM PROJETO DE INOVAÇÃO INCREMENTAL PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA VIA BIOMASSA

As inovações incrementais de processo, no seu sentido para a firma, resultam da realização de investimentos na produção, o que pode ser feito mediante a aquisição ou ampliação de novas tecnologias e *know-how* e novas matérias-primas. Ademais, elas implicam a contratação, capacitação e realocação de recursos humanos, além da utilização de todos os insumos necessários à produção do mesmo bem - no caso deste trabalho, a produção de energia elétrica e RCEs (ORGANIZAÇÃO PARA COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, 2005; SCHUMPETER, 1988).

Assim sendo, quando se pretende avaliar os resultados da sua adoção, recomenda-se, sempre que possível, elaborar um projeto que pode ser caracterizado como “um estudo que avalia em termos técnicos, econômicos, financeiros, sociais, ambientais e legais, as consequências da tomada de uma determinada decisão de investimento” (CANZIANI; GUIMARÃES, V.; GUIMARÃES, F., 2004, p. 1).

Para esses autores, um projeto de inovação pode ser caracterizado, didaticamente, quanto à sua finalidade, em dois tipos. O primeiro se refere a projetos destinados à implantação e à produção de um novo bem ou serviço na empresa (projeto de implantação), e o segundo se refere aos projetos que promovem mudanças nas atividades existentes, que aperfeiçoam os processos ou a atividade de uma empresa, os quais são classificados como incrementais. Todavia, eles lembraram que o estudo, independentemente da sua finalidade, deve passar por quatro fases:

- a) a do diagnóstico, a qual é útil para avaliar a viabilidade do negócio atual e o que será útil na avaliação incremental;
- b) a do estudo de mercado, que contribuirá para definição da alternativa (as) de *design* do projeto;
- c) a de engenharia da produção, na qual são projetados os sistemas de produção e descritas a tecnologia escolhida e a demanda dos fatores de produção e insumos, as quais geram a quantidade e qualidade da produção;
- d) a de avaliação, a qual corresponde às análises econômica, financeira, ambiental, social e política a que todo o projeto deve ser submetido.

Assim, em se tratando de um projeto incremental, o processo de avaliação deve ter seu começo e fim determinados pelo que chamam de horizonte de vida, o que é definido pelo tempo em anos, conforme a vida útil do bem de capital, do processo de produção ou da tecnologia em que se está investindo (BLANK; TARKIN, 2008).

Para Canziani, Guimarães, V. e Guimarães, F. (2004), a avaliação deve abranger muito além dos aspectos econômicos, a exemplo dos aspectos sociais e políticos, os quais não devem ser considerados menos importantes. Eles recomendaram também averiguar a disponibilidade de mão-de-obra em relação à demanda de pessoal que seria envolvida no projeto incremental, e, além disso, examinar as dificuldades impostas assim como as facilidades permitidas pelos dispositivos legais e institucionais vigentes, os quais poderão, com efeito, moldar o *design* de projeto incremental.

Nesse sentido, as técnicas de engenharia financeira aplicadas na avaliação econômica dos projetos se constituem como mais um instrumento útil aos empresários nas tomadas de decisão quanto ao processo de inovação (BLANK; TARKIN, 2008).

Do ponto de vista econômico, quando se realiza um investimento, seja em novos produtos e processos, seja em uma nova forma de organização ou em *marketing*, quer sob o prisma de seus acionistas quer de seus proprietários, não é suficiente obter apenas um retorno positivo: é necessário também que a adoção da inovação possa se traduzir em lucros relativamente superiores àqueles proporcionados por outras opções disponíveis ou mais vantajosas que aqueles proporcionados pela opção já existente (BREALEY; MYERS, 1992; DAMODARAN, 1997; ORGANIZAÇÃO PARA COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, 2005).

De acordo com Brealey e Myers (1992) e Damodaram (1997), para efeito de avaliação dos investimentos sempre se devem levar em conta dois princípios econômicos básicos dos mercados financeiros: o primeiro estabelece que um recurso que oferece risco vale menos relativamente a outro mais seguro, e o segundo é que um determinado ativo vale menos no futuro do que de imediato, pois dele se poderão obter juros.

Neste sentido, Blank e Tarquin (2008) lembraram que, independentemente da abordagem utilizada na elaboração das análises de rentabilidade dos

investimentos, qualquer que seja a linha metodológica a ser adotada - seja ela representada pelo fluxo de caixa líquido do projeto ou pelo fluxo de caixa líquido do empreendimento –, a ênfase da análise é peculiarmente centrada nos resultados futuros. Isto implica admitir que os parâmetros envolvidos variam, provocando, em maior ou menor grau, alterações nos valores esperados, o que nos remete aos conceitos do risco e da incerteza nas análises futuras, como a ênfase encontrada na teoria derivada de Schumpeter⁸³.

O termo risco é utilizado conceitualmente quando é possível obter um ou mais valores observáveis para um determinado parâmetro, situação em que é possível realizar estimativas sobre as suas chances de ocorrência. Deste modo, na determinação da sua medida de valor se estabelece naturalmente o elemento chance, artifício que é adotado para acomodar a variação destes parâmetros.

O termo incerteza, por outro lado, implica que, conceitualmente, podem existir dois ou mais valores observáveis para um parâmetro em que as chances de estes valores ocorrerem não podem ser estimadas ou dimensionadas. Assim, quando as chances da ocorrência dos valores são desconhecidas, não se pode tomar a decisão sob risco, baseada no valor esperado. Nestes casos, para determinar o valor de um parâmetro, podem ser empregadas técnicas de simulação para se estimar a chance e o seu valor de forma aleatória, o que permite fazer inferências sobre a medida do valor.

Por outro lado, de acordo com Blank e Tarquin (2008), nas ocasiões em que é possível admitir que todos os estados de valor de um dado parâmetro têm a mesma chance de ocorrer, é também possível determinar os valores esperados, e a situação se reduz, de maneira mais simples, à tomada de decisões sob risco⁸⁴.

Outra solução possível é considerar que os valores obtidos nas estimativas são aqueles que têm a maior probabilidade de ocorrência, ou seja, aqueles em que todas as chances são atribuídas a um único valor estimado. Este é o procedimento

⁸³ Note-se que o termo incerteza abarca, em Schumpeter (1998), Dosi (1984), Freeman e Soete (1974), Nelson & Winter (1974; 1982) e Rosenberg (1982), ambos os conceitos, o de incerteza e de risco.

⁸⁴ Uma das maneiras de considerar o fator de risco é trabalhar com a análise do valor esperado, utilizando-se tanto as estimativas da chance, quanto os parâmetros para calcular a medida de valor. Esta técnica pode também ser sofisticada pelo uso do método de Análise de Opções Reais – ROA ou *Real Options Analysis*, o qual é considerado um método moderno para a abordagem no processo de tomada de decisão para investimentos (BLANK; TARQUIN, 2008; JONSSON, 2009). Entretanto, ressalta-se que o método ROA é recomendado para a avaliação de alternativas quando estas se apresentam encadeadas em uma série de decisões, as quais estão organizadas na forma de processo, situação em que o resultado de uma etapa anterior é importante para determinar os resultados da etapa subsequente. Para o seu uso, é necessário obter as estimativas de custo, receita ou benefício, de acordo com suas respectivas probabilidades, o que permite calcular o valor esperado dos fluxos de caixa de um determinado encadeamento de opções dentro de determinada ramificação na árvore de decisões (BLANK; TARQUIN, 2008).

adotado quando se atribui aos parâmetros um valor único e exclusivo, como se a chance de ocorrer fosse de 100%⁸⁵. Note-se que a adoção destas duas últimas soluções permite o uso do método do fluxo de caixa descontado para avaliar um investimento, mas exige que se possuam referências de valores consistentes para os parâmetros envolvidos nas estimativas (BLANK; TARQUIN, 2008).

Assim, os princípios relativos ao tempo, bem como aqueles inerentes ao risco do negócio, podem ser tratados pela abordagem dos fluxos descontados a valor presente, contanto que, na definição de uma taxa de retorno mínima aceitável, a ser adotada como critério de análise, esteja devidamente imputada uma determinada proporção destinada à compensação pelos riscos inerentes (BREALEY; MYERS, 1992; DAMODARAN, 1997).

É isso o que o Modelo de Equilíbrio dos Ativos Financeiros, desenvolvido pelos economistas Jack Treynor, William Sharpe e Jonh Linter na década de 1960, conhecido como CAPM - *Capital Asset Pricing Model*, que é utilizado tradicionalmente para calcular um determinado componente adicional na taxa de remuneração exigida, destinado à cobertura dos riscos sobre a rentabilidade esperada, baseando-se no custo de oportunidade do investimento em relação ao mercado (BREALEY; MYERS, 1992).

Segundo Damodaram (1997), no método do CAPM os investimentos são medidos em duas dimensões: a primeira leva em conta o retorno esperado do investimento, o qual compreende a recompensa; e a segunda considera a variância nos retornos esperados, a qual compreende o risco do investimento e mede a disparidade entre os retornos efetivos e aqueles projetados, representado pelo coeficiente angular da equação (1).

Segundo o autor, este método tem servido como padrão de referência para outros modelos de cômputo e análise de risco, sendo o mais utilizado na elaboração de políticas corporativas, pois fornece implicações passíveis de serem testadas, e, além disso, tem a vantagem de ser simples e intuitivo.

A equação (1) define a maneira como o método do CAPM produz a referência de valor para a taxa de retorno esperado ao realizar um investimento.

⁸⁵ Esclarece-se que neste trabalho não serão utilizadas técnicas de simulação aleatória para identificar os valores dos parâmetros técnicos ou econômicos, nem mesmo, no processo de análises de viabilidade alternativas de projetos, da maneira que estabelece o método de Monte Carlo, dado que foi possível obter referências para os valores dos parâmetros estudados. Da mesma maneira, não serão utilizadas as árvores de decisão para estimar os valores de sua probabilidade de ocorrência, do modo como proposto no método de Análise de Opções Reais ou de outros métodos disponíveis para estimar os valores e suas respectivas probabilidades de ocorrência.

Nesta relação, a remuneração pelo risco varia em proporção direta da variação do coeficiente β , o qual representa a volatilidade do investimento em questão ou o desempenho relativo em comparação aos títulos mais seguros existentes no mercado (DAMODARAN, 1997, p. 40).

$$E(r_i) = r_f + \beta (r_m - r_f) \quad (1)$$

Onde:

$E(r_i)$ = retorno esperado para o ativo i ;

r_f = taxa livre de risco;

β = coeficiente relativo ao prêmio que se espera em relação aos títulos de risco e seguro, utilizados como referência para o ativo i em questão;

r_m = retorno médio esperado para a carteira de mercado ou título de base; e

$(r_m - r_f)$ = é a diferença de remuneração entre títulos seguros de mercado e títulos em questão ou de risco tomados como referencia, ou seja, é o ágil pago sobre da taxa de títulos seguros ou sem risco.

Assim, quando o coeficiente β é igual a um, ele indica que o prêmio esperado pelo risco ou ágio é exatamente igual à diferença entre as taxas de remuneração dos títulos seguros e aqueles utilizados como referência; no entanto, quando o β é igual a zero, o investimento não oferece nenhum risco em relação aos títulos seguros e de mercado estabelecidos como referência, e quando o β é igual a $\frac{1}{2}$ indica-se que o prêmio esperado é a metade daquele oferecido pelos títulos de referência⁸⁶.

Não obstante, de acordo com Brealey e Myers (1992), o método CAPM só considera a proporção do risco sistemático ou inerente ao negócio, a qual não é diversificável. Segundo eles, a parcela do risco não sistemático, proveniente das características próprias de um ativo ou da empresa, só pode ser mitigada adotando-se como princípio a diversificação do investimento em diferentes quantidades e classes de ativos.

Canuto e Santos (2003) acrescentam que a exigência de prêmios de risco no mercado de ativos é o que explica as taxas mínimas exigidas pelos investidores em um ativo em particular, e que as classes de risco atribuídas pelas agências aos

⁸⁶ Verifica-se que frequentemente não existem referências disponíveis a serem utilizadas como padrão equivalente para comparações. Nestes casos os autores consultados recomendaram utilizar os títulos do tesouro americano, cuja rentabilidade é fixa e que representam, segundo os autores, o menor risco corrente (BREALEY; MYERS, 1992; BLANK; TARQUIN, 2008). Por outro lado, Bruni e Fonseca (2003) defendem que nestes casos deve-se utilizar a taxa Selic como referência para a remuneração livre de riscos, ou utilizar os padrões adotados por empresas semelhantes no país. Para conhecer em detalhes as críticas e as limitações do uso deste método consulte-se Brealey e Myers (1992) ou Damodaran (2003).

diferentes ativos estão entre os elementos que afetam a precificação destes prêmios de risco.

Não obstante, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2006; 2007a; 2008) considerou que existiam dificuldades em identificar uma referência para o cálculo da taxa livre de risco a ser utilizado no modelo CAPM para a avaliação dos investimentos em energia na economia brasileira, sobretudo para aplicação e uso na análise dos investimentos dos empreendimentos termelétricos. Aquela agência considerou que o mercado brasileiro de capitais ainda não possuía, comprovadamente, um ativo livre de risco que servisse de referência para tal uso.

Segundo a mesma agência, a maioria das empresas do setor que possuíam ações cotadas em bolsas, com liquidez, eram verticalizadas e não possuíam negócio específico, o que, por sua vez, dificultava a identificação empírica de um β para um segmento das termoelétricas.

Diante do problema posto para se calcular o custo de capital próprio, no caso específico, de avaliar a rentabilidade das termoelétricas no mercado brasileiro, esta agência tem adotado um caminho alternativo, o qual ela também adota para o mesmo propósito em relação aos investimentos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil. Esclarece-se que este procedimento tem sido adotado quando o assunto se trata de avaliar a rentabilidade dos empreendimentos termelétricos movidos a biomassa para os leilões que foram realizados para o abastecimento do mercado regulado de energia elétrica entre 2006 e 2008 (ANEEL, 2006; 2007a; 2008).

Desta maneira, o resultado encontrado pela ANEEL (2008) para o $E(r_i)$, o qual é adotado para ordenar os empreendimentos geradores movidos a biomassa nos certames de venda de energia, foi de 13,75%.

O Apêndice A mostra em detalhes o procedimento adotado pela ANEEL (2008) para estimar os prêmios de risco e chegar ao resultado sobre a taxa de retorno do investimento nos empreendimentos.

Para Blank e Tarquin (2008), a taxa de retorno esperada pode ser equiparada à Taxa de Mínima Atratividade – TMA, a qual pode ser simplesmente arbitrada. Neste caso, independentemente de se possuir ou não uma referência de i para a TMA, o seu valor importaria na taxa que desperta o interesse do empreendedor ou investidor, podendo ser até aumentado, simplesmente para cobrir os riscos do negócio, de acordo com a conveniência dos gerentes financeiros. Nesse

sentido, nada impede que o valor estimado de $E(r_i)$ possa ser adotado como parâmetro para a TMA.

Assim sendo, segundo defendem estes autores, é de esperar que exista mais de uma alternativa capaz de proporcionar uma taxa de retorno superior à TMA, o que possibilitaria escolher entre aquelas que atenderem à seguinte lógica de desigualdade:

$$TR \geq TMA > CMCP \quad (2)$$

Onde:

TR = Taxa de Retorno;

TMA = Taxa de Mínima Atratividade;

CMCP = Custo Médio do Capital Próprio.

Assim, de acordo com a abordagem proposta por Blank e Tarquin (2008), o retorno proporcionado pelo investimento TR deve superar ou, no mínimo, se igualar à Taxa Mínima de Atratividade – TMA, a qual pode ser tomada como a taxa de retorno estimada pelo método CAPM – $E(r_i)$. A TMA, por outro lado, não deve ser apenas igualada ao custo médio do capital próprio, ou seja, ao custo do capital ponderado - *Weighted Average Cost of Capital* – WACC, a maneira como é proposto por algumas vertentes de estudo das finanças⁸⁷.

Não obstante, estes autores defendem adotar, para fins de avaliação econômico-financeira, mais de um método. O argumento deles é que, quando se aplica apenas um método, normalmente não se obtêm as informações necessárias para uma adequada seleção, portanto não seria apropriado indicar apenas se um determinado *design* deve ou não ser aceito, mas também como e sob quais condições este deveria ser recomendado. Eles também aconselham que previamente se separem os aspectos técnicos dos econômicos, para evitar problemas no processo de seleção entre as opções, e somente em seguida cuidar dos aspectos econômicos do projeto.

Biezma e San Cristóbal (2006), por outro lado, estudaram especificamente as técnicas empregadas na avaliação econômica adotadas para avaliação da rentabilidade dos projetos das usinas termelétricas e constataram que os critérios mais utilizados estavam entre aqueles tradicionais, do Valor Presente Líquido – VPL,

⁸⁷ Os autores consultados afirmaram que, no caso de se tratar do uso de capital próprio somado ao de terceiros, é praxe ponderar estes capitais, de maneira que a TIR seja um indicador apenas do retorno daquela parcela relativa ao capital próprio. Assim, essa taxa de desconto imputada ao capital próprio equivaleria ao custo de oportunidade em outro investimento qualquer ou na própria firma, implicando teoricamente que o investimento em questão apresentaria o mesmo nível de risco que a média dos outros investimentos em curso, realizados pela companhia (BLANK; TARQUIN, 2008; BRUNI; FONSECA, 2003; JONSSON, 2009).

da Taxa Interna de Retorno – TIR e do *Payback* – *Payback period* ou do período de recuperação do investimento.

Estes autores também constataram que a alternativa mais comum aplicada na escolha entre as alternativas de projeto é a comparação entre as taxas internas de retorno do capital, ou seja, o i proporcionado pelas respectivas séries de fluxo de caixa das opções de *design* de projeto⁸⁸.

Por sua vez, Blank e Tarquin (2008) afirmam que é comum, neste caso, ocorrerem situações em que surgem mais de uma opção com a TIR superior ou igual à TMA⁸⁹. Uma delas é avaliar as alternativas utilizando-se com critério o fluxo de caixa incremental. Assim sendo, as alternativas são ordenadas em ordem crescente, de acordo com o montante do investimento inicial e, em seguida, é denominada como a proposta desafiante àquela cuja soma de investimento é imediatamente inferior ao montante da alternativa subsequente, a qual, por conseguinte, é denominada defensora. O fluxo de caixa incremental é determinado pela relação:

$$\text{Fluxo de caixa incremental} = \text{fluxo de caixa da desafiante} - \text{fluxo de caixa da defensora} \quad (3)$$

Desta maneira, é possível identificar aquela que apresentar o melhor resultado partindo-se do menor investimento de capital exigido.

Por outro lado, existem casos em que é necessário avaliar duas ou mais alternativas, as quais são mutuamente exclusivas se configuram como investimentos complementares; ou seja, parte-se da avaliação da situação atual para, depois, comparar como o resultado de um projeto incremental, como é a situação objeto de estudo neste trabalho.

Nestes casos, no cálculo da TIR para cada fluxo de caixa incremental se faz opção por aquela que apresentar a maior TIR incremental, ou seja, por aquela que proporcionar o maior Δ_i acima da TMA (BLANK; TARQUIN, 2008).

⁸⁸ Para informações sobre estes critérios, métodos e fórmulas de cálculo, vantagens e limitações, consultem-se Biezma e San Cristóbal (2006) e Blank e Tarquin (2008).

⁸⁹ Outra opção sugerida por Blank e Tarquin (2008, p. 8 e 364) é o uso de um processo no qual não são levados em consideração apenas os aspectos econômicos, o denominado: “critério de solução de problemas” ou “processo de tomada de decisões”, em que se atribuem pesos aos respectivos valores de cada atributo para expressar a sua importância relativa, reservando-se a análise de sensibilidade para um ou mais atributo-chave, que são considerados vitais. Todavia, estes autores, criticaram a atribuição de pesos e probabilidades às variáveis em uso para fins de análise de sensibilidade, pois argumentam que esse procedimento gera distorções e não contribui para a precisão das análises.

5 O ESTUDO DE CASO

O objeto central do estudo de caso realizado neste trabalho é uma unidade termoelétrica pertencente à Usina Santa Terezinha, doravante denominada UTE-STP, que se localiza no município de Paranacity – PR e para a qual foi elaborado um projeto que será o tema da análise.

Nesse sentido, deve-se pesar que as inovações incrementais de processo para uma firma resultam de investimentos diretos na produção, representados pela aquisição ou ampliação de instalações físicas, compra de máquinas e equipamentos, de *know-how*, de novas tecnologias e matérias-primas. Além disso, implicam na contratação, capacitação e realocação de recursos humanos, ou seja, a incorporação de todos os insumos necessários para a produção dos bens, no caso particular, para a UTE-STP (BLANK; TARQUIN, 2008; ORGANIZAÇÃO PARA COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, 2005; SHUMPETER, 1988).

A adoção da inovação exigirá a implantação de novas rotinas e o ajuste e a adaptação das antigas, inclusive nos processos de trabalho, os quais compreendem a concepção do processo até o momento da produção, o abastecimento da matéria-prima combustível e a venda do produto.

Para tanto, foi organizado um projeto com a finalidade de abastecer a usina com um combustível alternativo suplementar, os cavacos de biomassa florestal cultivada em áreas exclusivamente destinadas a essa finalidade, complementando-se o abastecimento com o bagaço de cana-de-açúcar, cuja provisão é insuficiente para estabilizar a produção mensal de energia elétrica na contrassafr⁹⁰ e entressafr⁹⁰ na usina.

O projeto da inovação incremental prevê que a produção da biomassa florestal será realizada em áreas arrendadas de terceiros, exigindo despesas equivalentes ao valor de 20% da produção. Para tanto, será necessário cultivar 843,3 ha/ano com eucalipto, distantes acima do raio médio de 23 km das áreas cultivadas com a cana-de-açúcar, por hipótese adotada para o caso do projeto. Também serão utilizadas as máquinas, equipamentos, comboios transportadores de

⁹⁰ Considera-se a contrassafr⁹⁰ os períodos e épocas durante a safra em que as instalações e equipamentos não são utilizados a plena capacidade da planta industrial.

cana e os colaboradores disponíveis, mediante o pagamento de aluguel e o equivalente a seus salários.

Os demais equipamentos de uso agrícola previstos, aplicados nos processos de produção florestal, foram orçados junto à empresa Floagri Indústria e Comércio de Peças Ltda., de Telemaco Borba/PR (OLIVEIRA, M., 2010).

Para o caso particular em estudo, esclarece-se que o investimento envolve atividades diferentes, mas com a finalidade de obter os mesmos produtos em quantidades maiores, com o incremento da produção de excedentes de energia elétrica e das RCEs⁹¹, cujas estimativas são expostas no Apêndice D.

Desta maneira, nesta seção serão apresentados os aspectos metodológicos e as técnicas que foram adotadas para tratar da remuneração do investimento neste projeto de inovação incremental, cuja descrição detalhada se encontra na Seção 5.2., enquanto o componente de produção florestal do projeto é delineado no Apêndice E.

Assim sendo, foi feito um diagnóstico sobre a situação atual para, depois, fazer a análise da situação incremental a partir dos resultados projetados na hipótese da adoção da inovação, o que permitirá avaliar e comparar o desempenho econômico previsto. As questões de ordem técnica, institucional, legal e ambiental já foram discutidas e vencidas nas seções anteriores e estão apresentadas nos Apêndices (BLANK; TARQUIN, 2008; CANZIANI; GUIMARÃES, V.; GUIMARÃES, F., 2004).

Para realizar as análises econômicas foi considerado apenas o centro de custos composto pela UTE e para isso foi adotado o método do fluxo de caixa descontado a fim de identificar o VPL do projeto. Além disso, foram investigados os resultados para os critérios da TIR, *payback* e *breakeven*, com efeito da variação do raio médio de localização das áreas dedicadas ao cultivo do eucalipto, pois sua localização impacta os custos da produção e a logística do abastecimento do combustível e, conseqüentemente, os resultados e indicadores do projeto.

O raio médio projetado para a localização das áreas com o cultivo do eucalipto no entorno da usina influi diretamente nos custos de produção da biomassa, pois com ele variam os custos do transporte de insumos, das máquinas e

⁹¹ Para calcular as RCEs foi adotada a metodologia proposta AM-0042 - *Grid-connected electricity generation using biomass from newly developed dedicated plantations* – versão II, a qual só considera as emissões evitadas com a atividade de geração de energia, excluindo-se possíveis reduções de emissões que pudessem ser contabilizadas com a atividade florestal. Para detalhes sobre os critérios estabelecidos pela metodologia AM-0042 – v. II, a serem seguidos, consulte UNFCCC (2010b, p.1-2).

equipamentos de apoio e os custos administrativos. Além disso, impactam diretamente os custos de transporte da biomassa. Por conta disso, também foi testado o efeito de sua variação nos indicadores da avaliação econômica.

Foi também testada a possibilidade de aquisição daquela parcela de biomassa equivalente a 20% das áreas plantadas, destinadas ao pagamento pelo arrendamento, com efeito da variação no raio médio. O parâmetro adotado como critério de corte foi o preço médio recebido pelos agricultores pela lenha de eucalipto posta no carreador, levantado pela Secretaria de Estado da Agricultura e do Abastecimento do Paraná – SEAB, em abril de 2010, nas principais regiões produtoras de cana-de-açúcar, as regiões administrativas de Cornélio Procopio, Londrina, Maringá, Paranavaí, Santo Antônio da Platina e Umuarama (PARANÁ, 2010b).

Este preço foi comparado com o preço máximo possível de ser pago pela biomassa produzida nessas áreas remanescentes de arrendamento, e foi calculado com base na diferença entre os custos totais de produção da biomassa e os custos marginais evitados - os quais abrangem as atividades de sistematização das áreas, serviços e insumos destinados à produção florestal - além dos custos com as operações de derrubada e arraste da biomassa até os carreadores. Para testar esta hipótese, foi considerado que, *ceteris paribus*, a TIR do projeto da inovação incremental equivaleria à TMA.

Para a análise de sensibilidade, com o efeito da variação dos parâmetros mais representativos, foram selecionados limites na escala que variaram entre 20% acima e 20% abaixo, sendo, assim, considerados os cenários otimista – no limite superior e pessimista – no limite inferior.

Esclarece-se que o critério adotado para a escolha do *design* para o projeto da inovação incremental foi estabelecer a TMA com base na taxa de retorno estimada pela ANEEL (2008) para a ordenação dos empreendimentos que se sujeitam aos leilões no mercado regulado de energia, equivalente a 13,75%⁹². Entre as várias opções pesquisadas para o *design* do projeto incremental, optou-se por limitar este trabalho àquela que foi considerada pelo autor como a mais viável, a qual utiliza unicamente o processo de geração de energia com as máquinas do sistema de extração e condensação.

⁹² Para efeito da comparação, a Taxa SELIC fornecida pelo BACEN seria uma outra opção para o uso como critério na determinação da remuneração do capital, cujo valor tem alcançado 10,75% em meados de 2010.

Este caminho foi adotado depois que foram consideradas as condições a que se sujeita o empreendimento qualificado como produtor independente de energia elétrica, analisando-se, por um lado, a conjuntura de mercado⁹³ e, por outro, o critério de contingenciar os investimentos necessários à produção de energia.

Assim sendo, as projeções para as análises foram realizadas a partir dos dados fornecidos pela UTE-STP, a saber: a) os balancetes da UTE-STP – tal qual um centro de custos da usina –, nos quais constavam os dados do planejamento orçamentário para o ano 2010; b) o resumo de um projeto de investimentos aprovado pelo BNDES em 2008 que deu origem à construção da UTE-STP (USINA SANTA TEREZINHA LTDA, 2007); c) um documento de concepção de projeto para fins de MDL, um DCP que fora elaborado em 2008 para a obtenção de RCEs (USINA SANTA TEREZINHA LTDA, 2008); d) preços pagos pelos produtores rurais no mês de maio de 2010 obtidos no *site* do Departamento de Economia Rural da Secretaria de Estado da Agricultura e do Abastecimento (PARANÁ, 2010a). Além disso, foram realizadas visitas técnicas e consultas aos engenheiros e gerentes da usina.

Verificou-se que este empreendimento já se encontra em operação e que o início de sua instalação ocorreu em 2008 e a produção começou em meados 2009. Contudo, se esclarece que a produção será aumentada anualmente até se estabilizar em 2012, pois ela é vinculada à oferta de bagaço, que, por sua vez, depende da ampliação da área de produção da cana-de-açúcar, o que também já estava previsto no projeto de financiamento aprovado pelo BNDES.

Além disso, a vida útil do empreendimento é estimada em 30 anos. Desta maneira, para compatibilizar o horizonte de análise de ambos os projetos – o atual e o incremental, foi definido que as projeções para a análise dos investimentos serão realizadas por 18 anos, o que equivale a um ciclo e meio da atividade florestal⁹⁴; porém, para definir o ciclo anual de produção foi considerada a safra agrícola de 2010, ou seja, foi estipulado, em hipótese, que o projeto da inovação incremental se iniciaria em julho de 2010 e terminaria em junho de 2028.

⁹³ A estratégia comercial definida para o projeto incremental parte do princípio de se ampliar a oferta deste tipo de combustível para que se possa aumentar a oferta de excedentes de energia elétrica comercializáveis, estabilizando-se a oferta mensal ao máximo possível próximo a uma média anual. Com isso se prevê realizar um contrato a quantidades mensais e valores médios para os excedentes incrementais, o que pode garantir maior segurança na obtenção das receitas projetadas, aos moldes do contrato em vigência da UTE-STP com a atual empresa compradora. Estes argumentos são apresentados em detalhes na Seção 5.2.

⁹⁴ Considera-se que no caso do projeto de inovação o ciclo de cultivo do eucalipto é composto pelo período que se inicia com o plantio das árvores e termina com o corte das árvores conduzidas após a primeira rebrota, ou seja com a segunda colheita.

Neste processo, para trabalhar com o fluxo de caixa descontado, o primeiro passo foi identificar com precisão o fluxo de caixa líquido da situação atual e projetar o fluxo de caixa para a alternativa de projeto escolhida. Para tanto, foram apurados e estimados os custos e as despesas com a operação, depreciação, impostos, taxas, administração, consultoria, vendas, etc., bem como as receitas operacionais ou não operacionais, antes e depois de serem descontados os impostos e taxas (BLANK; TARQUIN, 2008; BREALEY; MYERS, 1992; DAMODARAN, 1997; FONSECA; BRUNI, 2003). Optou-se pela correção dos valores à taxa de 6% a.a.⁹⁵, o que já é a praxe adotada pela *holding* que controla a usina. Deve-se lembrar que esta taxa é ligeiramente superior à média do INPC, a qual foi de 5,73% nos últimos sete anos e serve de parâmetro para correção dos preços da energia elétrica e das tarifas e taxas a ela aplicáveis no processo de produção.

As estimativas de custos foram tratadas pela abordagem do tipo *top-down* – de cima para baixo⁹⁶. Os custos irrecuperáveis, ocorridos no passado, não foram considerados no fluxo de caixa do novo projeto, e os ativos que podem ser empregados para outras finalidades foram considerados computando-se o seu custo de oportunidade pelo valor equivalente ao preço livre de impostos ou, alternativamente, pelo seu custo no mercado. Cumpre esclarecer que, por se tratar, nas análises, apenas do centro de custos da UTE-STP, os efeitos decorrentes de outros negócios da empresa não foram totalmente computados - como se recomenda na teoria – como, por exemplo, os efeitos colaterais do projeto em questão sobre as outras unidades da empresa como um todo e vice-versa, por exigirem a drenagem de recursos do fluxo de caixa geral (BLANK; TARQUIN, 2008). Isto se deve ao fato de que os dados acessados não permitiram fazer projeções seguras para o complexo da usina como um todo e, por outro lado, foi necessário limitar as análises para que fosse viável cumprir com os propósitos deste estudo.

Assim sendo, na análise econômica do centro de custos da UTE-STP foram levadas em consideração as receitas e despesas operacionais, além daquelas não

⁹⁵ Aplicados a título de cobrir as variações nos fluxos de caixa por efeito da inflação ou antes de se calcular o Valor Presente Líquido (BLANK; TARQUIN, 2008).

⁹⁶ Esta abordagem prevê que o lucro obtido é resultante da diferença entre o preço competitivo e os componentes de custos diretos e indiretos. Ela é recomendada nas primeiras etapas de projeto de um produto novo ou aperfeiçoado, quando muitos equipamentos e opções são ainda desconhecidos. Deste modo, as estimativas de preços ajudam a estabelecer os custos-alvo de diversos componentes, tornando a abordagem útil para estimular a inovação, os novos *designs*, a eficiência e a melhoria do processo de produção (BLANK; TARQUIN, 2008).

operacionais⁹⁷. Neste caso, as receitas operacionais corresponderam ao produto de venda dos bens ou serviços principais, além dos juros, aluguéis e rendimentos, que formam o chamado faturamento da atividade principal do empreendimento; e os custos e as despesas operacionais englobaram o imposto incidente sobre as receitas, os encargos setoriais, a depreciação, as fontes de financiamento e a aquisição e compra de combustível suplementar.

A receita apurada com a venda de certificados de redução de emissões foi classificada como não operacional, portanto foram consideradas não operacionais as despesas estimadas para obter e comercializar as RCEs.

Assim, para calcular o lucro real, com a finalidade de apurar o imposto de renda, são contabilizadas tanto as receitas e as despesas operacionais como aquelas não operacionais⁹⁸.

O projeto da inovação incremental, por sua vez, foi organizado em dois centros de custos. No primeiro deles foram consideradas todas as atividades com a produção florestal e o abastecimento da biomassa florestal, incluindo-se o aluguel de todos os equipamentos e máquinas de uso agrícola, de transporte e de carga do cavaco de biomassa no pátio e todo o quadro de funcionários utilizado. Neste centro de custos, se estabeleceu que o lucro seria igual a zero, ou seja, todas as despesas e custos, após calculados, foram transferidos para o centro de custos a montante, qual seja, o da UTE-STP. Isto foi feito através da transferência do valor integral do custo total de produção e abastecimento do cavaco de biomassa dado em R\$/t.

Para o segundo centro de custos do projeto da inovação incremental – o setor industrial da UTE-STP – foram calculadas todas as despesas relativas ao uso dos sistemas industriais envolvidos na produção da energia elétrica. As despesas com pessoal e administração não foram alteradas porque que não seria necessária a contratação de novos funcionários para as atividades que já são correntes; porém as despesas com a manutenção relativas à utilização de alimentação das caldeiras, dos sistemas de produção de vapor e dos termogeradores de energia, além daquelas com os serviços contratados de terceiros, foram recalculadas e acrescidas com base na mesma proporção da produção de energia elétrica incremental.

⁹⁷ As receitas e despesas operacionais se constituem daquelas relacionadas com a natureza do negócio de uma empresa, enquanto as receitas e as despesas não operacionais são todos os ganhos e gastos que não se relacionam diretamente com o objetivo principal da empresa (FUNDAÇÃO INSTITUTO DE PESQUISAS CONTÁBEIS, ATUARIAIS E FINANCEIRAS, 2007).

⁹⁸ Conforme Instrução Normativa da SRF nº. 011/2006, de 21/02/2006.

O valor de venda das RCEs estipulado no projeto da inovação incremental foi de € 12,00, o que equivale a R\$ 27,00/t CO₂e⁹⁹, conforme fora encontrado nas previsões no DCP elaborado anteriormente para a usina, o qual se encontra na fase de tramitação, antes mesmo da etapa de validação e posterior aprovação para a emissão dos certificados.

As despesas com a consultoria que prestou o serviço de elaboração do DCP anterior à usina foram tomadas como referência para estimar as despesas com as RCEs do projeto de inovação incremental. Segundo a usina, estas despesas são equivalentes a 5% do valor de venda das RCEs obtidas a partir do momento da sua geração (MENEQUETTI, 2010).

Para fins de contabilização das despesas com a elaboração do DCP em tramitação, bem como do novo DCP, a ser elaborado para o projeto da inovação incremental, foi adotada a hipótese de que o regime de pagamentos à empresa de consultoria, assim como de uma taxa estimada em 1% para fins da sua comercialização, seriam contabilizados anualmente, em paralelo à geração da energia e das RCEs na usina. Assim, as receitas previstas com o projeto foram calculadas como se ocorressem em paralelo à produção dos excedentes de energia comercializáveis.

Entretanto, o prazo para o início do recebimento dos pagamentos relativos às receitas com as vendas das RCEs deverá exceder a 4 anos após o início das atividades, conforme denotou a revisão da literatura apresentada na Seção 3.3. Cumpre lembrar que este prazo pode não ser factível, tendo-se em vista a situação em que atualmente se encontra a maioria dos DCPs já submetidos ao Bureau Executivo do MDL, cujos prazos têm sido maiores que aqueles sugeridos pelo próprio Bureau, pelos mais diversos motivos (UNFCCC, 2010a).

Os critérios utilizados para apurar as receitas e despesas encontram-se resumidos no Quadro 2.

⁹⁹ A cotação do euro, representada pela média ponderada dos negócios realizados no mercado interbancário de câmbio com liquidação nos dois dias úteis anteriores em 16/07/2010, de acordo com o BACEN, era de R\$ 2,25/€.

Itens	Critério utilizado como referência para aplicação	Parâmetro adotado
Receitas operacionais		
Venda de excedentes de energia elétrica	Preços obtidos no contrato atual em vigor com uma comercializadora paulista.	R\$ 140,00 / MWh
Receitas não operacionais		
Venda de RCEs	Preços previstos no projeto de DCP existente para o uso do bagaço de cana, elaborado em 2008.	R\$ 27,00 (€ 12,00)
Despesas operacionais		
Produção da matéria-prima alternativa – biomassa de eucaliptos	Foi calculada com base no sistema de produção preconizado no Projeto da Inovação, com base em sistemas e indicadores pesquisados em referências acadêmicas e práticas locais (BARONI, 2010; BORTOLO, 2007; HAKAMADA, 2009; MENARIN FILHO, 2006; PEZZATO; MENARIM FILHO, 2010; MICHELLON; OLIVEIRA, M., JESUS, 2010; SACOMAN, 2006; SACOMAN, 2010; SATO MARTINS, 2010; SOCIEDADE DE INVESTIGAÇÕES FLORESTAIS, 2010). E, com base no uso de máquinas e equipamentos agrícolas disponíveis na Usina.	São apresentadas em detalhes no Quadro E.1. do Apêndice E
Colheita mecanizada, arraste, processamento e carga a campo da matéria-prima	Foram estimados especificamente para o estudo de caso, com base nos orçamentos e projeto elaborados pela Empresa Pesa S.A. (BRANDALISE, 2010).	idem
Transporte da matéria-prima do campo à usina.	Foi calculado com base nos custos de uso dos caminhões Volvo FM13-440 e reboques USICAMP para cana picada, à época de plena safra, disponíveis na usina.	idem
Impostos e contribuições	Programa de Integração Social – PIS, aplicado sobre a receita bruta ⁹⁹	1,65%
	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, aplicada sobre a receita bruta ¹⁰⁰	7,60%
	Imposto de Renda da Pessoa Jurídica – IRPJ, apurado sobre os resultados mensais, calculados sobre o Lucro Real ¹⁰¹	25,0%
	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSSL, calculada com o uso da mesma base de cálculo e periodicidade do IRPJ	9,0%
	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS ¹⁰²	Não aplicável
Tarifas e encargos pelo uso e transporte da energia elétrica incremental nos sistemas de transmissão	Estas despesas já estão incorporadas ao contrato de prestação de serviços com a concessionária local e incluem: a TUSDg; encargos de conexão no sistema interligado nacional, encargos de conexão com as instalações compartilhadas – ICG com a distribuidora, tarifas de fiscalização, taxa de P&D. São corrigidas pelo INPC no mês de julho.	R\$ 522.000,00 / ano, contudo não se alteram ¹⁰³

Quadro 2. Critérios utilizados para apurar as receitas e despesas na avaliação econômica do projeto de inovação incremental à UTE-STP.

Fonte: Elaborado pelo autor.

⁹⁹ Conforme a Lei nº. 10.637/2002, de 30/12/2002.

¹⁰⁰ Conf. a Lei nº. 10.833/2003, de 29/12/2003.

¹⁰¹ Conf. Instrução Normativa da SRF nº. 014/2006, de 15/03/2006.

¹⁰² A sistemática de recolhimento do tributo determina que, nos casos os quais o gerador da energia vende a mesma para uma distribuidora de outro Estado, a incidência deste imposto, deve ocorrer no local onde ocorre o consumo, com base na alíquota estipulada pelo Estado em que foi destinada.

¹⁰³ Neste caso o limite teto de fluxo 24.000 MWh/mês estabelecido no contrato com a concessionária local não será ultrapassado com o projeto de inovação incremental.

Itens	Critério utilizado como referência para aplicação	Parâmetro adotado
Despesas operacionais		
Despesas administrativas do setor industrial	Balancetes acessados da UTE-STP, que incluem os gastos com o pessoal de operação e manutenção de escritório, serviços terceirizados - assessoria, consultoria, auditoria, advocacia, contabilidade – e, além disso, aqueles relativos à administração, conselhos e diretoria.	R\$ 140.108,80 / ano, contudo não se alteram ¹⁰⁴
Despesas administrativas e serviços de assistência técnica do setor florestal	Foi prevista a contratação de um engenheiro florestal e um técnico agrícola para desempenhar estas funções. Estas despesas foram calculadas com base no piso salarial profissional.	8% sobre o montante das despesas do setor, acrescendo-se R\$ 100.879,55 / ano para remunerar os profissionais
Despesas de operação e manutenção industrial	Foram estimadas com base na conta de Serviços Contratados presente no balancetes da UTE-STP e são devidas ao uso dos sistemas de produção e transporte de vapor. Na análise incremental, foi considerado um acréscimo proporcional ao aumento da produção de energia elétrica obtida com o projeto da inovação incremental.	R\$ 1.541.000,00 / ano, contudo se alteram
Despesas de operação e manutenção com o uso das máquinas e dos equipamentos no processo de produção e processamento da biomassa florestal	Estas despesas já estão incluídas no custo da hora-máquina dos conjuntos de máquinas e equipamentos existentes, utilizados da usina e dos adquiridos, sendo calculadas respectivamente, com base no valor do aluguel estipulado das máquinas existentes, a partir de planilhas de custos realizados em época de plena safra e, dos dados técnicos obtidos com os fornecedores (OLIVEIRA, M., 2010). No caso das máquinas destinadas a colheita mecanizada, arraste, processamento e carga, este tipo de despesa também se encontra embutido no valor da hora máquina, calculado com base nas prestações de <i>leasing</i> .	Já estão inclusas nas despesas, no Quadro E.1. do Apêndice E
Depreciação no setor industrial	Este custo não será alterado, em vista do acréscimo nos custos de manutenção do parque e instalações industriais.	Não se altera
Depreciação no setor de produção florestal	Estão inclusas nos valores de aluguel das máquinas existentes e das horas-máquina dos equipamentos a serem adquiridos, neste caso comutadas pelo método de depreciação linear com valor residual nulo.	Inclusas no valor das horas-máquina
Despesas com seguros	Este tipo não consta nos balancetes do Centro de Custos da UTE-STP. Para o caso dos equipamentos destinados a colheita mecanizada, arraste, processamento e carga, este tipo de despesa foi incluso no valor das prestações de <i>leasing</i> .	Não foram considerados exceto para o caso do <i>leasing</i>
Despesas não operacionais		
Despesas com a elaboração do DCP e custos de transação	Custos estipulados no contrato com a consultoria ambiental no DCP anterior ao projeto incremental.	5% do valor comercializado

Quadro 2. Continuação....

Fonte: Elaborado pelo autor.

¹⁰⁴ Considerou-se que não seria necessário ampliar o quadro de funcionários o qual contempla 13 funcionários com a implantação do projeto da inovação incremental.

As fontes de financiamento para o projeto da inovação incremental da UTE-STP foram definidas depois de uma pesquisa no *site* do BNDES e após uma consulta realizada ao Agente Técnico de Crédito Rural – ATR, da Superintendência Regional do Banco do Brasil de Maringá e ao representante técnico da Empresa PESA S.A. (ALMEIDA, 2010; BRANDALISE, 2010).

Para o caso da linha de financiamento via BNDES, Almeida (2010) informa que os valores de apoio para projetos de crédito a empresas, como é o caso deste projeto de inovação incremental, podem ter condições especiais de crédito, a serem negociadas especificamente. Deste modo, foi identificada a linha destinada ao financiamento das atividades de reflorestamento, recuperação e uso sustentável das florestas - BNDES Florestal - que encampa especificamente a produção de florestas para fins energéticos e cuja taxa de juros é de 7,9% a.a., composta pela TJLP, a remuneração do BNDES e a taxa de intermediação e risco¹⁰⁵.

Esta linha de crédito prevê suprir até 80% do valor total do projeto florestal, sendo que o valor mínimo da operação é estipulado em R\$ 1 milhão. O prazo de carência e as amortizações podem ser definidos conforme o modelo de exploração florestal do projeto, contanto que não ultrapassem 132 meses.

O financiamento dos equipamentos destinados à colheita mecanizada da biomassa, além daqueles necessários ao seu processamento em cavacos e sua carga nos transportes, foi previsto por meio de uma operação de *leasing* direto com o fabricante. Os orçamentos foram feitos junto à Empresa PESA S.A., representante da Caterpillar no Paraná, e foram dimensionados pelo engenheiro florestal responsável pela empresa especialmente para o estudo de caso (BRANDALISE, 2010).

Os valores envolvidos com a operação do *leasing* para adquirir as máquinas e equipamentos destinados à colheita mecanizada, ao arraste, e ao processamento e carga da biomassa a campo têm as seguintes características: abrangem o montante equivalente a 90% do investimento; são previstas prestações mensais

¹⁰⁵ Esta linha de crédito apoia a aquisição de máquinas e equipamentos de fabricação nacional novos, cuja taxa de juros é composta pela TJLP – estimada em 6% a.a., adicionando-se a remuneração do BNDES – definida em 0,9% a.a. e, ainda, a remuneração da instituição financeira credenciada – parcela negociável e, finalmente, adicionando a taxa de risco de crédito – que pode variar de zero até 3,75% a.a. –, a critério do BNDES e da finalidade a qual se destina o crédito. De acordo com o ATR da instituição financeira credenciada local, para esse tipo de atividade e de empresa, a taxa de intermediação é estipulada em 0,5% a.a., sendo somada à taxa de remuneração pelo risco de crédito, o que totaliza 1% a.a. (ALMEIDA, 2010). Para acessar detalhes sobre a linha de crédito BNDES Florestal consulte: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atuario/Meio_Ambiente/BNDESflorestal.html>.

para a amortização, com um prazo de 36 meses; sujeitam-se à taxa anual de 16%. Por outro lado, os valores envolvidos nesta operação podem servir de contrapartida à linha de crédito do BNDES, equivalente a 20% do investimento, que não são financiáveis.

A seguir, serão descritas as peculiaridades do atual *design* de projeto da UTE-STP, com suas metas e receitas previstas e, depois, na seção seguinte, é apresentado, em detalhes, o projeto de inovação incremental proposto, a ser analisado neste estudo.

5.1 O *DESING* ATUAL DA USINA TERMELÉTRICA SANTA TEREZINHA DE PARANACITY -PR – UTE-STP

A UTE-STP, objeto do estudo de caso neste trabalho, pertence à Usina de Açúcar Santa Terezinha Ltda., que, por sua vez, é uma subsidiária da *holding* Grupo Santa Terezinha Ltda. - USAÇÚCAR. Este grupo conta com outras seis unidades produtoras de açúcar, álcool e energia elétrica, todas localizadas na Região Noroeste do Paraná.

Essa usina termelétrica localiza-se a 94 quilômetros de Maringá e a 402,6 quilômetros de Curitiba, nas seguintes coordenadas geográficas: 22° 52' 41" - sul; e 52° 10' 56" – oeste, e encontra-se cadastrada na ANEEL com a denominação de UTE Central Geradora Termoelétrica Santa Terezinha Paranacity, como uma produtora de energia elétrica autônoma e independente. A empresa está conectada ao Sistema Interligado Nacional – SIN, por meio da subestação da Companhia Paranaense de Energia – Copel (USINA SANTA TEREZINHA LTDA, 2007).

A Figura 6 aponta, no mapa do Paraná, a localização do município no qual se encontra a UTE em estudo (PARANACITY, 2010). Esclareça-se que a descrição da situação atual constitui-se de um diagnóstico geral da usina e da UTE-STP para as condições de operação encontradas, e que foi elaborada com base em duas fontes de dados a que se teve acesso e nas informações obtidas em entrevistas nas visitas realizadas à usina e à *holding*.



Figura 6. Localização do município de Paranacity no Estado do Paraná.

Fonte: Prefeitura Municipal de Paranacity/PR (PARANACITY, 2010).

A primeira fonte de dados foi um projeto de investimentos que fora aprovado pelo BNDES em 2008 e que, praticamente, deu origem à UTE-STP (USINA SANTA TEREZINHA LTDA, 2007). Assim sendo, o projeto que inclui a construção da UTE-STP envolveu o valor total de R\$ 161.166.558,42, tendo o início de sua construção em 2008.

A segunda fonte foi um documento de concepção de projeto elaborado em 2008 para a obtenção de RCEs originadas da substituição da energia atualmente produzida via biomassa pela energia de gerada pelas usinas termoeletricas convencionais no sistema elétrico nacional (USINA SANTA TEREZINHA LTDA, 2007).

Cabe explicar que as metas propostas para o processo de produção estabelecidas no projeto apoiado pelo BNDES abrangem investimentos em praticamente toda a usina, os quais são destinados a:

- a. implantar o sistema da cogeração de energia elétrica para a venda de excedentes, que chegarão a 96.604 MWh em 2012;
- b. adquirir um turbogerador, com capacidade de 30 MW médios, no sistema de vapor a contrapressão, à pressão de 65 kgf/cm²;
- c. adquirir um turbogerador com capacidade de 20 MW médios no sistema de vapor do tipo extração e condensação, a 21 kgf/cm²;
- d. ampliar a produção de cana-de-açúcar em um milhão de t/ano, alcançando o total de 3,1 milhões de t/ano;

- e. ampliar a frota de máquinas e equipamentos agrícolas, em 19 tratores, 50 caminhões, 8 colhedoras de cana, 121 reboques e carrocerias para o transporte e 79 outros equipamentos agrícolas;
- f. adequar a caldeira Dedini C-1, do sistema de vapor de extração e condensação, à capacidade de 90 t/vapor/hora, com 21 kgf/cm²;
- g. adequar a caldeira Caldema-SupGB para produzir 150 t de vapor/hora e de 21 kgf/cm² para 63 kgf/cm² de pressão;
- h. aumentar a produção de açúcar VHP e de álcool hidratado;
- i. construir um armazém para 60.000 toneladas de açúcar e instalar um reservatório de 10.000 m³ para armazenar álcool hidratado;
- j. ampliar a capacidade de moagem de cana-de-açúcar, com a instalação de uma nova mesa alimentadora para cana picada, três novos ternos de moenda de 42" x 78", totalizando 6 ternos com 42" x 78", para alcançar a moagem de 650 t/cana/hora em 2012;
- k. instalar um lavador de gases para conter a emissão de partículas e gases nos processos de combustão;
- l. construir uma estação para a desmineralização da água demandada no abastecimento das caldeiras de alta pressão;
- m. construir a casa de força e a subestação de 138 kV para transmissão da energia elétrica à rede da Copel;
- n. adquirir um novo equipamento para produção de álcool hidratado com capacidade para 300 m³/dia e quatro dornas de fermentação de 650 m³ cada e, a instalação de novos trocadores de calor;
- o. instalar os sistemas de automação para gestão e controles de todos os processos em operação na usina;
- p. ampliar a capacidade de produção de açúcar com a instalação de dois cozedores multijatos e cristalizadores com capacidade para 800 hectolitros e, além disso, adquirir duas centrífugas de massa;
- q. ampliar a capacidade de recepção e de análise da cana no pátio;
- r. ampliar o pátio de descarga, o estacionamento e as instalações administrativas e de manutenção de máquinas;
- s. construir um novo refeitório para os funcionários da indústria;
- t. construir seiscentas novas casas para atender à demanda de seus empregados;

- u. construir uma creche mobiliada na sede do município.

Observa-se que estes investimentos estão fortemente correlacionados e interdependentes, porém os valores financiados que estão diretamente relacionados com a instalação da UTE-STP somaram R\$ 53.795.521,57. Estes valores já foram aplicados em sua totalidade, na compra das máquinas e equipamentos, na ampliação da capacidade das caldeiras e nas obras civis a ela relacionadas (USINA SANTA TEREZINHA LTDA, 2007). Não obstante, é possível constatar que a UTE-STP, para que possa produzir os excedentes de energia elétrica projetados em 96.000 MWh/ano a partir de 2012, deverá também ampliar a oferta de bagaço, o que é consequência do aumento da produção de cana e resulta no aumento da área de cana e, conseqüentemente, no aumento da produção de álcool e açúcar.

Como efeito do aumento da produção, a moagem deverá ser ampliada dos atuais 2,1 milhões de toneladas por ano para 3,1 milhões de toneladas de cana/ano, produzidas em 42.000 ha de cana-de-açúcar, segundo as projeções da usina (MENEGUETTI, 2010; USINA SANTA TEREZINHA LTDA, 2007p. 44-48; 2008).

A Figura 7 mostra a localização espacial da UTE-STP e ilustra o raio médio projetado para as áreas com o cultivo da cana-de-açúcar destinadas à usinam, que alcançarão um raio de 23 km em 2012 (GOOGLE EARTH, 2010).



Figura 7. Raio médio projetado para as áreas de cana-de-açúcar em 2012.
Fonte: Google Earth (2010).

Assim sendo, as metas de produção resultantes do projeto apoiado pelo BNDES, que envolvem a produção de açúcar, álcool, energia e RCEs, permitem comparar a proporção destes dois últimos negócios em relação ao quadro geral da

empresa, como mostra a Tabela 8. Cabe destacar, ainda, que os preços tomados como referência para as projeções e as análises que constam na Tabela 9 foram obtidos através da própria usina e têm como base os preços praticados nos contratos de exportação. A exportação do álcool encampa 80% do montante produzido mediante contratos de curto e médio prazo, e o todo o açúcar produzido, do tipo *V.H.P.*, é exportado.

Tabela 8. Metas de produção com o atual *design* da UTE-STP.

Ano	Moagem de cana (t)	Álcool Hidratado (m3)	Açúcar VHP (t) ^(b)	Energia Elétrica (Mw/h) ^(c)	Créditos de carbono (t) ^(c)
2010 ^(a)	1.375.733,0	31.801,1	138.619,0	45.084,0	10.442,0
2011	3.097.568,0	54.217,0	322.036,0	94.177,0	21.383,0
2012	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.683,0
2013	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2014	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2015	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2016	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2017	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2018	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2019	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2020	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2021	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2022	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2023	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2024	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2025	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2026	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2027	3.170.700,0	54.217,0	347.694,0	96.604,0	21.791,0
2028	1.585.350,0	27.108,5	173.847,0	48.302,0	10.895,5
Total Geral:	56.789.851,0	980.598,6	6.197.606,0	1.733.227,0	391.268,5

Fonte: adaptado pelo autor de Usaçúcar (2007. p. 45; 2008 p.12). Obs: Valores nominais; ^(a) e ^(c) Considerou-se que o horizonte do projeto inicia-se em 01 jul. 2010 e termina em 30 jun. 2028; ^(b) VHP - *Very High Polarization*.

Os parâmetros de preço da energia elétrica e das RCEs apresentados na Tabela 9 foram adotados nas projeções e serão utilizados como valor médio nas análises de sensibilidade, com efeito sobre o faturamento da UTE.

As projeções sobre o faturamento bruto da Usina, em valores nominais, são expostas na Tabela 10 e são úteis para comparar a importância relativa da produção de energia elétrica e das RCEs no contexto do faturamento geral da usina.

Tabela 9. Preços de referência obtidos para os produtos da Usina Santa Terezinha de Paranacity - PR.

Valor em	Bagaçõ (R\$/t) ^(a)	Álcool Hidratado (US\$/m3) ^(b)	Açúcar VHP (R\$/t) ^(c)	Energia Elétrica (R\$/MWh) ^(d)	RCEs (€/tCO ₂ e) ^(e)
EUR					12,00
US\$		500,00	350,00		
R\$	17,00	885,00	885,00	140,00	27,00

Fonte: (MENEQUETTI, 2010). Obs: ^(a) Valor considerado para o produto FOB usina e, tratado para o custo de oportunidade nos balancetes da UTE-STP; ^(b) Valor equivalente em reais obtido do contrato de venda para exportação o qual representa 80% do montante produzido e, com base na média da cotação do dólar americano, no fechamento Ptax em 16/07/2010 do Banco Central do Brasil – BACEN, que foi de 1 US\$ = R\$ 1,77; ^(c) Valor obtido com base no contrato de exportação o qual abrange 100% da produção e, UD\$ idem; ^(d) Com base no contrato de 15 anos estabelecido com a empresa compradora paulista; ^(e) Com base nas projeções realizadas pela consultoria no projeto de créditos de carbono onde 1 RCE valia €12,00 e a média da cotação no fechamento no BACEN, 16/07/2010, quando € 1,00 equivalia a R\$ 2,25.

Deste modo se constata que os negócios de produção da energia elétrica e das RCEs representam, respectivamente, 4,89% e 0,19% do faturamento bruto, e quando somados, alcançarão 5,08% ao final do período de análise em estudo – junho de 2028.

Tabela 10. Faturamento bruto nominal previsto com o atual *design* da UTE-STP.

Ano	Moagem de Cana (t)	Álcool Hidratado (mil R\$)	Açúcar VHP (mil R\$) ^(b)	Energia Elétrica (mil R\$)	Créditos de Carbono (mil R\$) ^(c)
2010 ^(a)	1.375,73	28.143,97	85.874,44	6.311,76	0,00
2011	3.097,57	47.982,05	199.501,30	13.184,78	0,00
2012	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	281,93
2013	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	577,34
2014	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	585,44
2015	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	588,36
2016	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	588,36
2017	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	588,36
2018	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	588,36
2019	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	588,36
2020	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	588,36
2021	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	588,36
2022	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	588,36
2023	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	588,36
2024	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	588,36
2025	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	588,36
2026	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	588,36
2027	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	588,36
2028	1.585,35	23.991,02	107.698,22	6.762,28	294,18
Subtotal:	56.789,85	867.829,76	3.839.416,89	242.651,78	9.387,54
Total geral:					4.959.285,96

Fonte: Adaptado pelo autor com base em Usaçúcar (2007, p. 45; 2008 p.12), Meneguetti (2010). Obs.: Valores nominais; ^(a) Início da Operação do Projeto no BNDES e da operação da UTE em 01 jul 2009; ^(b) VHP - *Very High Polarization*; ^(c) Considerou-se, assim, que o início da produção das RCEs ocorre em 01/07/2009, todavia a hipótese do início da entrada das receitas é após 4 anos, tempo necessário para obter a certificação e, além disso, que será adotada uma estratégia de venda anual dos montantes das RCEs.

A UTE-STP possui instalados dois conjuntos de turbogeradores para geração e cogeração de energia elétrica em sistemas totalmente independentes,

ambos da marca TG/WEG, com a configuração tecnológica para o ciclo do vapor do tipo Rankine¹⁰⁶ (USINA SANTA TEREZINHA LTDA, 2007, p. 47; 2008, p.7-9).

O primeiro sistema é constituído por uma turbina da Marca TGM, modelo TM 25000 A, e de um gerador da Marca WEG, modelo SPW 1250, que possui capacidade aparente de 37,5 MVA¹⁰⁷ e, no regime de trabalho em condições operacionais normais, pode gerar até 30 MW de energia¹⁰⁸.

Para alimentar este sistema se encontra instalada uma caldeira do tipo aquatubular, da marca Caldema, do modelo SupGB – AUP-50-6GB-PSE –, cuja capacidade de produção de vapor atende exatamente às especificações exigidas pelo conjunto turbogerador interligado, quais sejam, pressão¹⁰⁹ de 63,5 Kgf/cm² na vazão de 150 t/h, a 480°C – denominado vapor supersaturado. Este sistema é projetado para operar em regime de contrapressão. Isto significa que o conjunto termogerador, após receber o vapor da caldeira SupGB, transmite-o, em seguida, à pressão 1,5 Kgf/cm² e, na mesma vazão recebida, a 110°C, para outros sistemas no processo industrial de produção de açúcar e álcool da usina. Assim, depois que o vapor passa pelos outros processos, ele é devolvido para retroalimentar a caldeira à qual estão interligados.

Assim, considera-se que este sistema opera em regime de cogeração, pois ele somente pode operar quando os demais sistemas interconectados também estão funcionando (BALESTIERI, 2000). Foi por este motivo que não se optou, no projeto incremental, pelo uso deste sistema durante a entressafra, pois o seu uso implicaria em tratar o vapor de saída, adequando a sua pressão para que pudesse retroalimentar a caldeira. Isto exigiria um investimento adicional na instalação de um conjunto de pré-evaporadores, cujo custo foi estimado em R\$ 4.469.730,00 pelo departamento técnico da própria usina (BAPTISTA, 2009).

O segundo sistema de turbogeradores instalado é constituído por uma turbina da marca TGM, modelo TMC 25000 A, e por um gerador da marca WEG, do modelo SPW 800. Este conjunto possui uma capacidade nominal de 20,0 MVA e, no

¹⁰⁶ Para conhecer detalhes sobre este tipo de ciclo de vapor, consulte-se Balestieri (2000, p. 38-47).

¹⁰⁷ O parâmetro MVA é uma medida de potência elétrica aparente. Para maiores detalhes consulte-se Sevá Filho (2005, p. 8).

¹⁰⁸ Isto considerando um fator de capacidade operacional de 80%, ou seja FC = 0,80.

¹⁰⁹ Para conversão entre as unidades de medidas de pressão adote-se 1 Kgf/cm² = 98.066,5 Pascal (PA) = 1,0 x 10⁻⁵ bar. Deste modo, 63,5 e 21,0 Kgf/cm² equivalem, respectivamente, a 64 e 20,6 bar, conforme disponível em: <<http://www.ipem.sp.gov.br/5mt/cv2/index.htm>>.

regime de trabalho em condições normais, pode gerar até 18 MW de energia¹¹⁰. Para alimentar este último conjunto turbogerador estão instaladas, em paralelo, duas caldeiras da marca Dedini, denominadas C-1 e C-2, que recentemente foram reformadas pela empresa Caldema. Elas também são do tipo aquatubular, tendo sua capacidade de produção projetada para oferecer, respectivamente, 90 e 70 t de vapor/h e, conjuntamente, 160 t/h, à pressão de 21,0 Kgf/cm² e, à temperatura de 320°C.

Deste modo, as duas caldeiras fornecem o vapor demandado pelo conjunto turbogerador que opera no sistema do tipo extração e condensação. Este sistema recebe essa tipologia porque na saída do vapor remanescente ele já se encontra no estado saturado, ou seja, a uma temperatura de 110°C e pressão de 1,5 Kgf/cm², portanto pode retornar à caldeira para ser novamente aquecido, pressurizado e, depois, reaproveitado.

Desta maneira, esse conjunto de turbogerador opera gerando apenas energia elétrica, pois consome, praticamente, toda a energia térmica disponível no vapor, sendo por isso classificado como um sistema do tipo de geração (BALESTIERI, 2000).

A Figura 8 apresenta a organização dos principais sistemas de produção de vapor e turbogeradores, com seus indicadores técnicos, o que representa o uso na situação atual da usina.

O Gráfico 3 ilustra a variação mensal encontrada na produção dos excedentes comercializáveis de energia elétrica em 2010, e também em 2012, quando se estabilizará a produção de energia elétrica com o atual *design* planejado para a UTE-STP. Esta variação mensal na oferta da energia elétrica não obsteu à UTE firmar um contrato de venda dos excedentes no mercado livre com uma empresa classificada como consumidora independente, a qual se encontra localizada no Sudeste do país, cujo nome não pôde ser aqui divulgado, a pedido da fonte, a título de segredo comercial (MENEGUETTI, 2009).

¹¹⁰ Considera-se assim, que no caso deste turbogerador opere com esta capacidade no período de uma hora, se produziu um MWh. Isto levando-se em conta que o FC = 0,80.

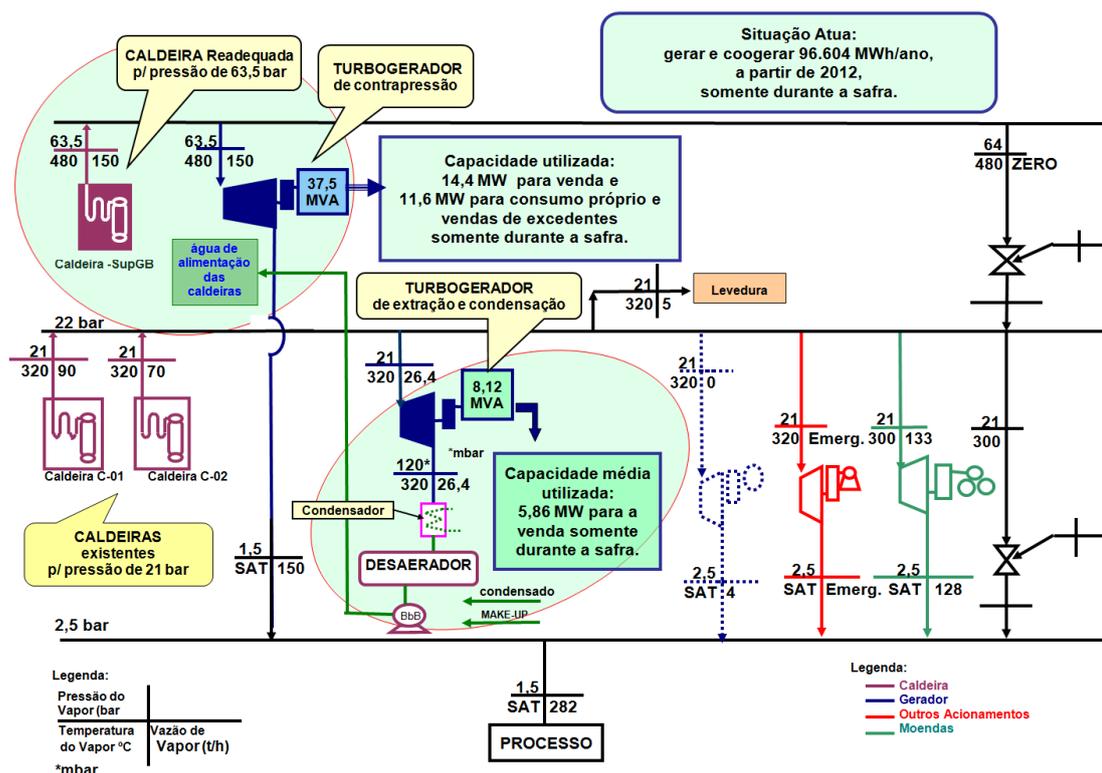


Figura 8. Uso atual dos sistemas de vapor da UTE-STP a partir de 2012.
Fonte: adaptado pelo autor de Baptista (2009), Usaçúcar (2007, p. 47) e Usaçúcar (2008, p.7-9).

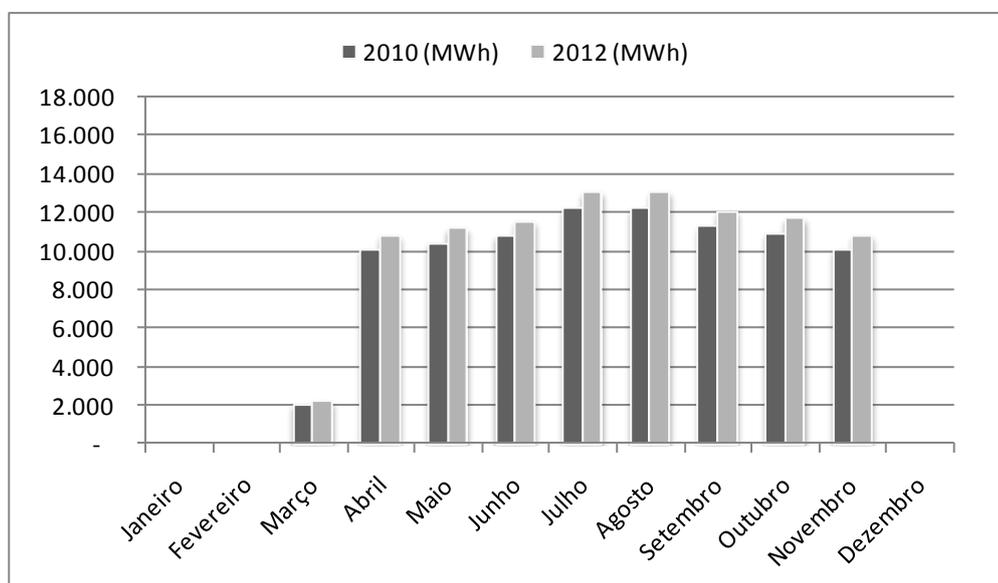


Gráfico 3. Variação da produção mensal dos excedentes de energia elétrica comercializáveis, com o design atual do projeto da UTE Santa Terezinha, em 2010 e 2012.

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Baptista (2009) e Usaçúcar (2007, p. 45).

Este contrato de venda destes excedentes foi firmado em 2008, por um período de 15 anos, e teve início em primeiro de julho de 2009, portanto terminará

em junho de 2024. Nele foi acordado que devem ser entregues quantidades anuais predeterminadas nos seus devidos prazos, porém foi previsto que esta quantidade pode variar anualmente em até 5% e, mensalmente, em mais ou menos até 10%.

O parque de máquinas e equipamentos agrícolas e industriais, assim como os veículos adotados no projeto da inovação para o transporte, são expostos na Tabela 11, onde também se encontra o valor do seu aluguel por hora, sendo este calculado com base nos custos médios encontrados nos respectivos demonstrativos de custo a plena safra.

Tabela 11. Equipamentos existentes no parque de máquinas e disponíveis na entressafra para uso no projeto da inovação incremental.

Equipamento:	Função / serviço	Un.	N.	Custeio (R\$)	Depreciação (R\$)	Mão de obra (R\$)	Valor do aluguel (R\$/un)
a) Trator Valtra BM-100	Tratos culturais	HM	13	53,19	7,19	9,63	70,01
b) Trator Valtra BH-180	Preparo de solo	HM	31	42,69	2,06	9,63	54,38
c) Calciadeira	Preparo solo	HM	2	14,29	5,67		19,96
d) Caminhão MB2220Mk	Transporte interno	HM	4	79,22	1,81	9,63	90,66
e) Caminhão VFM 440	Transporte de cavacos	Km	25	3,53	0,90	9,63	14,06
f) Reboque Usicamp	Transporte de cavacos	Km	82	1,83	0,40		2,23
g) Caminhão MB1418	Apoio mecânico	HM	4	39,26	17,24	9,63	66,13
h) Caminhão MB2423 K	Abastecer combustível	HM	4	29,08	8,37	9,63	47,08
i) Caminhão VM310	Abastecer água e bombeiro	HM	4	3,48	1,27	9,63	14,38
j) Caminhão VFM12-380 e pranchas	Transporte de máquinas de esteiras	HM	5	2,25	0,00	9,63	11,88
k) Motoniveladora CAT12H/140-HM	Confecção de aceiros e carregadores	HM	3	95,74	0,00	9,63	105,37
l) Pá Carregadeira CAT938G/CAT950H	Carga de cavaco no pátio	HM	3	42,88	4,40	9,63	56,91
m) Ônibus	Transporte de trabalhadores	Km	7	1,17	0,10	9,63	10,90
n) Caminhonete GM S10	Assistência técnica	km	7	1,18	0,00	9,63	10,81
o) Pick-up VW Saveiro	Assistência técnica	km	8	1,35	0,08		1,43
p) Trator Esteira D6RXL	Destoca e limpeza	HM	2	129,45	0,00	9,63	139,08
q) Pulverizador Herbiplus	Aplicação de herbicidas	HM	4	6,98	3,08		10,06

Fonte: Adaptado pelo autor de Meneguetti (2010) e Usaçúcar (2007).

Estas máquinas e equipamentos têm seu uso a plena capacidade nos meses de julho e agosto, no sentido inverso da variação na produção mensal de energia elétrica, Deste modo, é nesta época que possuem capacidade disponível para o uso, durante o contraturno da safra e no período da entressafra da cana-de-açúcar.

A usina, incluindo-se a UTE-STP, possui no seu quadro de colaboradores, em média, 3.600 funcionários registrados. Destes, 500 encontram-se alocados nos

processos industriais e na administração geral, 1.100 se constituem de pessoal qualificado para os serviços de apoio direto ou indireto à atividade agrícola e de transporte da cana, a saber, mecânicos, motoristas, encarregados, auxiliares encarregados, operadores de máquinas, ajudantes gerais, entre outros; e outros 2.000 funcionários são chamados de trabalhadores rurícolas, atuando diretamente nas atividades de produção agrícola como o corte da cana, a capina braçal de áreas e no apoio e acabamento e repasse remanescentes dos serviços mecanizados, etc. (MENEGUETTI, 2010).

O quadro salarial médio destes trabalhadores, informado para as categorias principais, é exposto na Tabela 12. Estes dados serão considerados nas projeções a título das despesas e custos com a mão-de-obra para as análises da situação atual e incremental.

Tabela 12. Remuneração média e custo da hora trabalhada por categoria, para uso nas projeções sobre o atual design de projeto e o de inovação incremental.

Custos por Categoria (R\$)	Salário Mínimo (R\$)	Trabalhador Rurícola (R\$)	Operador de máquinas (R\$)	Técnico Agrícola (R\$)	Profissionais com 3º grau (R\$)
a) Salário Base	510,00	926,20	1.200,00	1.200,00	4.845,00
b) Custo médio anual	8.509,26	15.453,48	20.021,79	20.021,79	80.837,96
c) Custo da hora efetivamente trabalhada	4,09	7,43	9,63	9,63	38,86

Fonte: Adaptado pelo autor de Meneguetti (2010). Obs.: Para obter o custo efetivo da hora trabalhada, foi considerada uma jornada média de 44 horas semanais e 2.080 horas efetivamente trabalhadas por ano.

O custo da hora efetivamente trabalhada foi computado com base nos valores e despesas relativos a encargos e turno médio de trabalho. Para tanto, foi considerada a média de horas extras praticadas mensalmente, constando, inclusive, o adicional noturno, o décimo terceiro salário, as férias, as despesas com o INSS e FGTS e com o auxílio-doença. O cálculo também se baseou no número médio anual de horas efetivamente disponíveis de 2.288 horas no ano, considerando-se os descontos relativos aos períodos de férias e feriados (MENEGUETTI, 2010).

As tarifas aplicáveis pelo uso dos sistemas de distribuição e transmissão da energia elétrica devida aos geradores de energia independentes, como é o caso da UTE-STP, foram calculadas pela ANEEL e são aplicadas com base no contrato de prestação de serviços com a Copel Distribuição S.A., cuja validade e reajustes são anuais - com base no INPC. Para tanto, se paga a quantia de R\$ 46.000,00 por mês, o que equivale a R\$ 522.000,00 por ano. Esta despesa inclui a tarifa TUSDg, os encargos de conexão no sistema interligado nacional, os encargos de conexão das

instalações compartilhadas – ICG com a distribuidora, as tarifas de fiscalização e taxas de P&D impostas pela ANEEL e o ONS.

O contrato de prestação dos serviços de transmissão pactuado com a distribuidora tem como base para a quantidade um teto máximo a ser injetado, equivalente a 24.000 MWh por mês; porém, como o atual *design* de projeto em 2012 não ultrapassa esse montante, não foram projetadas alterações neste tipo de despesa para o futuro, a não ser aquelas aplicadas a título de correção pela variação do INPC - de 6% a.a., conforme foi previsto no contrato.

As questões relativas às emissões de gases e particulados, assim como aos licenciamentos ambientais, já se encontram regulamentados, visto que o empreendimento já possui um lavador de gases, instalado em 2008, que permite operar com os dois tipos de combustível – o bagaço da cana e a biomassa florestal.

O segundo aspecto apontado a ser considerado é que a UTE-STP já se encontra habilitada para atender aos requisitos exigidos no processo de licenciamento ambiental junto aos organismos de Estado, pois, inclusive já fora previsto o uso ocasional e combinado dos dois tipos de combustível¹¹¹.

Assim sendo, as projeções financeiras da UTE-STP foram feitas para o horizonte de análise estipulado com base nos balancetes contábeis tal qual um centro de custos, da mesma maneira como ela é tratada pela *holding* controladora em termos contábeis.

5.2 PROJETO DA INOVAÇÃO INCREMENTAL PARA PRODUÇÃO DE NOVOS EXCEDENTES DE ENERGIA ELÉTRICA E RCES NA UTE-STP

O projeto de inovação incremental em discussão neste trabalho foi elaborado para auxiliar no exame da sua hipótese central, a qual testa a viabilidade do abastecimento de uma termelétrica vinculada a uma agroindústria da cana-de-açúcar com um combustível alternativo – cavacos de biomassa.

A matéria-prima seria produzida a partir do cultivo de eucaliptos, em áreas arrendadas de terceiros e a isto exclusivamente destinadas, localizadas no entorno da usina, fora do raio médio das lavouras de cana-de-açúcar. De acordo com os

¹¹¹ Conforme se comprovou pelas cópias dos pedidos de licenciamento e das súmulas publicadas para as referidas licenças, a saber, a L.I. n. 5.556, de 26/06/2007, a qual requereu a instalação da UTE, gerando, a *posteriori*, a L.O. n. 16.829 de 12/09/2008, Esta, por sua vez, foi depois englobada no processo geral de licenciamento da usina com a L.O. n. 6.383 – unificada, a qual foi emitida em 09/12/2008.

fundamentos teóricos adotados, este projeto se constitui em uma inovação incremental de processo, no sentido *para a firma* (FREEMAN; SOETE, 2008; OCDE, 2005; SCHUMPETER, 1934; 1988).

Para a definição do *design* do projeto incremental como um todo, partiu-se do pressuposto de que era necessário reduzir a sazonalidade da oferta de excedentes de energia elétrica, bem como formar lotes mensais com as quantidades mais estáveis possíveis, que permitissem as melhores condições para uma negociação dos lotes no mercado livre via contratos de venda direta a consumidores livres ou às distribuidoras.

Neste sentido, não se procura apenas maximizar a utilização da capacidade ociosa dos conjuntos termogeradores e das caldeiras existentes que estão disponíveis no período da entressafra, pois se assim fosse, o empreendimento teria à disposição os maiores lotes mensais para venda justamente no período do ano em que existe a maior oferta de energia elétrica no mercado *spot* brasileiro.

Assim, conforme a revisão de literatura apresentada na Seção 3.2. dedicada ao mercado de energia elétrica, esta época envolve os meses de novembro, dezembro, janeiro e fevereiro, quando são observados os menores preços para a energia no mercado. Além disso, a produção acima da média mensal, nessa época, sujeitaria o empreendimento a uma maior exposição ao risco no negócio.

Assim, planejou-se produzir excedentes de energia elétrica de modo a estabilizar a produção mensal, completando-se a quantidade mensal já produzida, com exceção de julho e agosto, quando se atinge o máximo da produção com o sistema de extração e condensação instalado na usina. Portanto, se prevê, em hipótese, que os montantes mensais produzidos estejam próximos a uma média que permita a sua comercialização com a formação de preços médios, em um novo contrato.

Esta estratégia de produção, que determina todo o *design* do projeto incremental, é ilustrada no Gráfico 4; contudo deve-se considerar que a produção incremental se iniciaria em meados de 2016 e findaria em 2028, isto por conta do horizonte estipulado para análise e do ciclo de produção estudado para o cultivo do eucalipto neste projeto, que é de 6 anos. Deste modo, a plena capacidade de produção ocorreria a partir do ano de 2017.

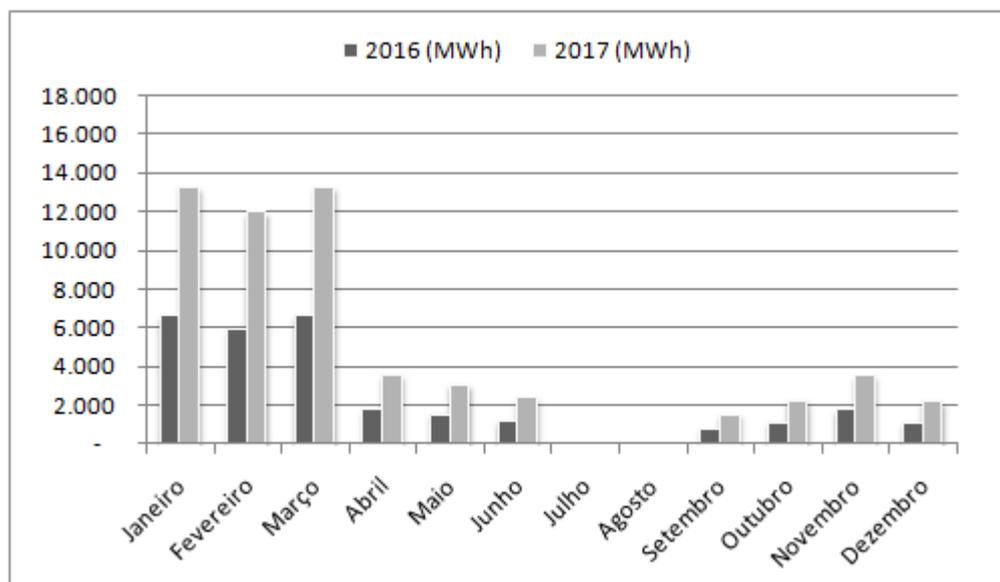


Gráfico 4. Produção mensal incremental proposta com o projeto de inovação para a UTE-STP.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A produção de excedentes de energia elétrica resultante da soma dos excedentes obtidos com a situação atual e da incremental, a partir de 2016, é apresentada na Tabela 13.

Tabela 13. Produção mensal prevista atual, incremental e total dos excedentes comercializáveis de energia elétrica e de RCEs na UTE-STP.

Mês	Projeto atual			Projeto com a inovação incremental			
	Produção prevista em 2010 (MWh)	Produção prevista para 2011 (MWh)	Produção prevista para 2012 (MWh)	Produção incremental em 2016 (MWh)	Produção total em 2016 (MWh)	Produção incremental em 2017 (MWh)	Produção total em 2017 (MWh)
Janeiro	-	-	-	6.659	6.659	13.318	13.318
Fevereiro	-	-	-	6.014	6.014	12.029	12.029
Março	2.062	2.153	2.209	6.659	8.868	13.318	15.526
Abril	10.098	10.543	10.815	1.802	12.617	3.604	14.419
Maio	10.451	10.912	11.193	1.553	12.746	3.106	14.299
Junho	10.801	11.278	11.568	1.206	12.774	2.412	13.980
Julho	12.224	12.763	13.092	-	13.092	-	13.092
Agosto	12.224	12.763	13.092	-	13.092	-	13.092
Setembro	11.294	11.792	12.096	788	12.884	1.576	13.673
Outubro	10.930	11.412	11.706	1.133	12.840	2.267	13.973
Novembro	10.113	10.560	10.832	1.789	12.621	3.578	14.409
Dezembro	-	-	-	1.114	1.114	2.228	2.228
Total	90.198	94.177	96.604	28.717	125.321	57.435	154.039

Fonte: Elaborado pelo autor. Obs.: Para o mês de dezembro são considerados apenas dez dias úteis em operação, pois é necessário fazer a manutenção dos sistemas de turbogeradores e das caldeiras e, em 2016 só foi contabilizada metade da produção do ano seguinte, em 2017, quando a produção do projeto incremental se estabiliza. Este tratamento se deve ao horizonte de projeto o qual foi considerado a partir do ano agrícola de 2016.

O Gráfico 5 ilustra a variação mensal da produção de energia elétrica prevista, a partir do ano de 2016, onde são somados os resultados da situação atual e da incremental.

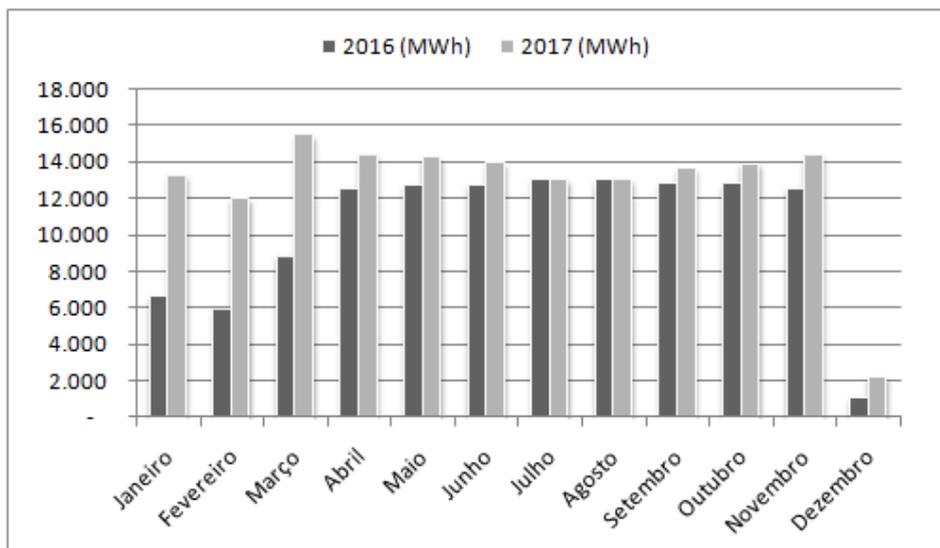


Gráfico 5. Produção mensal de excedentes de energia elétrica obtida com o projeto de inovação incremental na UTE-STP.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O acréscimo de produção previsto, a ser obtido com os novos excedentes de energia elétrica e com as RCEs incrementais, dentro do horizonte de análise presumido, é apresentado na Tabela 14, onde se nota que o aumento relativo é de 39,8% na produção da energia elétrica e de 30,5% nas RCEs a serem obtidas.

A Tabela 15 mostra as projeções sobre o faturamento nominal bruto, para a situação atual e para a incremental, com a venda da energia elétrica e de RCEs pela UTE-STP. Ao se observar essa tabela, verifica-se que, dentro do horizonte de análise do projeto, o aumento no faturamento nominal bruto projetado com o aumento das vendas de energia elétrica compreende 39,8%, enquanto o das RCEs é de 34,8%. Com isso o faturamento nominal bruto desta unidade de custos é acrescido de R\$ 99.351,009,04 com o projeto incremental no período, atingindo, no total, R\$ 700.427.221,09 adicionais.

Tabela 14. Projeções sobre a produção de energia elétrica e dos RCEs para a situação atual e com o projeto da inovação incremental na UTE-STP.

Ano	Produção prevista com a situação atual		Produção incremental com o novo <i>design</i> de Projeto		Produção total prevista com a situação incremental	
	Excedentes atuais de Energia Elétrica (MWh)	RCEs atuais (tCO ₂ e) ^(a)	Excedentes incrementais de Energia Elétrica (MWh) ^(b)	RCEs incrementais (tCO ₂ e) ^(c)	Total de excedentes Energia Elétrica (MWh)	Total de RCEs (tCO ₂ e)
2010	45.084,0	0,0	0,0	0,0	45.084,0	0,0
2011	94.177,0	0,0	0,0	0,0	94.177,0	0,0
2012	96.604,0	10.442,0	0,0	0,0	96.604,0	10.442
2013	96.604,0	21.383,0	0,0	0,0	96.604,0	21.383
2014	96.604,0	21.683,0	0,0	0,0	96.604,0	21.683
2015	96.604,0	21.791,0	0,0	0,0	96.604,0	21.791
2016	96.604,0	21.791,0	28.717,3	4.415,2	125.321,3	26.206
2017	96.604,0	21.791,0	57.434,5	8.830,3	154.038,5	30.621
2018	96.604,0	21.791,0	57.434,5	8.830,3	154.038,5	30.621
2019	96.604,0	21.791,0	57.434,5	8.830,3	154.038,5	30.621
2020	96.604,0	21.791,0	57.434,5	8.830,3	154.038,5	30.621
2021	96.604,0	21.791,0	57.434,5	8.830,3	154.038,5	30.621
2022	96.604,0	21.791,0	57.434,5	8.830,3	154.038,5	30.621
2023	96.604,0	21.791,0	57.434,5	8.830,3	154.038,5	30.621
2024	96.604,0	21.791,0	57.434,5	8.830,3	154.038,5	30.621
2025	96.604,0	21.791,0	57.434,5	8.830,3	154.038,5	30.621
2023	96.604,0	21.791,0	57.434,5	8.830,3	154.038,5	30.621
2027	96.604,0	21.791,0	57.434,5	8.830,3	154.038,5	30.621
2028	48.302,0	10.895,5	28.717,3	4.415,2	77.019,3	15.311
Total	1.733.227,0	347.686,5	689.214,2	105.963,6	2.422.441,2	453.650,1

Fonte: Adaptado de Usaçúcar (2007, p. 45; 2008a, p. 45; 2008b p.12) e calculado pelo autor com base no projeto da inovação incremental. Obs.: ^(a) Considerou que o faturamento dos RCEs na situação atual só se iniciará em 2012, assim só se iniciará a contagem da produção nesse ano, isto para fins de cálculo da receita nominal bruta da atividade; ^(b) o início das operações do projeto de inovação incremental foi previsto para 01/07/2010, assim o resultando na primeira colheita da biomassa ocorrerá em 01/jul./2016; e ^(c) em conjunto com o início do faturamento dos RCEs incrementais, pois até lá existe prazo hábil para a tramitação dos Documento de Concepção de Projeto incremental, junto as instâncias competentes até se obter os novos certificados e, além disso, foi considerada uma estratégia de venda anual dos montantes de ambas as RCEs.

Tabela 15. Projeções sobre o faturamento nominal bruto, para a situação atual e incremental com a venda da energia elétrica e RCEs pela UTE-STP.

Ano	Faturamento previsto para a situação atual com:		Faturamento incremental com o novo <i>design</i> de Projeto		Faturamento total previsto com:	
	Excedentes atuais de Energia Elétrica (mil R\$)	RCEs atuais (mil R\$) ^(a)	Excedentes incrementais de Energia Elétrica (mil R\$) ^(b)	RCEs incrementais (mil R\$) ^(c)	Total de excedentes Energia Elétrica (mil R\$) ^(d)	Total de RCEs (mil R\$) ^(e)
2010	6.311,76	0,00	0,00	0,00	6.311,76	0,00
2011	13.184,78	0,00	0,00	0,00	13.184,78	0,00
2012	13.524,56	0,00	0,00	0,00	13.524,56	0,00
2013	13.524,56	0,00	0,00	0,00	13.524,56	0,00
2014	13.524,56	281,93	0,00	0,00	13.524,56	281,93
2015	13.524,56	577,34	0,00	0,00	13.524,56	577,34
2016	13.524,56	585,44	4.020,42	119,21	17.544,98	704,65
2017	13.524,56	588,36	8.040,83	238,42	21.565,39	826,78
2018	13.524,56	588,36	8.040,83	238,42	21.565,39	826,78
2019	13.524,56	588,36	8.040,83	238,42	21.565,39	826,78
2020	13.524,56	588,36	8.040,83	238,42	21.565,39	826,78
2021	13.524,56	588,36	8.040,83	238,42	21.565,39	826,78
2022	13.524,56	588,36	8.040,83	238,42	21.565,39	826,78
2023	13.524,56	588,36	8.040,83	238,42	21.565,39	826,78
2024	13.524,56	588,36	8.040,83	238,42	21.565,39	826,78
2025	13.524,56	588,36	8.040,83	238,42	21.565,39	826,78
2026	13.524,56	588,36	8.040,83	238,42	21.565,39	826,78
2027	13.524,56	588,36	8.040,83	238,42	21.565,39	826,78
2028	6.762,28	294,18	4.020,42	119,21	10.782,70	413,39
Total:	242.651,78	8.210,82	96.489,99	2.861,02	339.141,77	11.071,84
Tot. Geral:		250.862,60		99.351,01		700.427,22

Fonte: Adaptado pelo autor com base em Usaçúcar (2007, p. 45; 2008a, p. 45; 2008b p.12). Obs.: ^(a)Considerou que o faturamento dos RCEs na situação atual só se iniciará em 2012, assim só se iniciará a contagem da produção nesse ano, isto para fins de cálculo da receita nominal bruta da atividade. ^(b) O início das operações do projeto de inovação incremental foi previsto para 01/07/2010, assim o resultando na primeira colheita da biomassa ocorrerá em 01/jul/2016 e, ^(c) em conjunto com o início do faturamento dos RCEs incrementais, pois até lá existe prazo hábil para a tramitação dos documentos de concepção de projeto incremental junto às instâncias competentes até se obterem os novos certificados e, além disso, foi considerada uma estratégia de venda anual dos montantes de ambas as RCEs. Ademais, ^(d) com base no preço de R\$ 140,00/MWh estabelecido em contrato vigente de venda de energia; ^(e) foi considerado o valor de € 12,00 para as RCEs e a cotação desta moeda com base na média obtida no fechamento do dia pelo Banco Central do Brasil, em 16/07/2010, quando € 1,00 = R\$ 2,25.

A título de ilustração dos resultados idealizados com a implantação do projeto da inovação incremental, na Tabela 16 se expôs o impacto no faturamento nominal geral da usina para o horizonte da análise. Assim, com o projeto da inovação incremental verifica-se que a participação das vendas de energia elétrica e das RCEs passarão, respectivamente, para 6,70% e 0,27% e, quando somadas, representarão 6,97% sobre o faturamento previsto no período de análise equivalente, em valores nominais, a R\$ 5.057.460.257,57. Na atual situação, as participações destas atividades são, respectivamente, de 4,89% e 0,19%, que,

somados, alcançam 5,08% sobre o valor total do faturamento nominal bruto para o período de análise, equivalentes a R\$ 4.959.285.962,53.

Tabela 16. Projeções para o faturamento nominal geral no horizonte de análise, com a implantação o projeto incremental para a Usina Santa Terezinha de Paranacity - PR.

Ano	Cana-de-açúcar moida (t)	Álcool Hidratado (mil R\$) ^(a)	Açúcar VHP (mil R\$) ^(b)	Energia Elétrica (mil R\$) ^(c)	Créditos de carbono (mil R\$) ^(c)
2010	1.375,73	28.143,97	85.874,44	6.311,76	0,00
2011	3.097,57	47.982,05	199.501,30	13.184,78	0,00
2012	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	0,00
2013	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	0,00
2014	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	281,93
2015	3.170,70	47.982,05	215.396,43	13.524,56	577,34
2016	3.170,70	47.982,05	215.396,43	17.544,98	704,65
2017	3.170,70	47.982,05	215.396,43	21.565,39	826,78
2018	3.170,70	47.982,05	215.396,43	21.565,39	826,78
2019	3.170,70	47.982,05	215.396,43	21.565,39	826,78
2020	3.170,70	47.982,05	215.396,43	21.565,39	826,78
2021	3.170,70	47.982,05	215.396,43	21.565,39	826,78
2022	3.170,70	47.982,05	215.396,43	21.565,39	826,78
2023	3.170,70	47.982,05	215.396,43	21.565,39	826,78
2024	3.170,70	47.982,05	215.396,43	21.565,39	826,78
2025	3.170,70	47.982,05	215.396,43	21.565,39	826,78
2026	3.170,70	47.982,05	215.396,43	21.565,39	826,78
2027	3.170,70	47.982,05	215.396,43	21.565,39	826,78
2028	1.585,35	23.991,02	107.698,22	10.782,70	413,39
Total:	56.789,85	867.829,76	3.839.416,89	339.141,77	11.071,84
Total Geral:					5.057.460,26

Fonte: Adaptado pelo autor com base em Usaçúcar (2007, p. 45; 2008a, p. 45; 2008b p.12). Obs.: ^(a) Conf. valor equivalente em reais obtido do contrato de venda para exportação, o qual representa 80% do montante produzido e, com base na média da cotação do dólar americano, no fechamento Ptax em 16/07/2010 do Banco Central do Brasil – BACEN, que foi de 1 US\$ = R\$ 1,77; ^(b) Valor obtido com base no contrato de exportação que abrange 100% da produção e, UD\$ idem; ^(c) Com base no contrato de 15 anos estabelecido com a empresa compradora paulista; ^(e) Com base nas projeções realizadas pela consultoria no projeto de créditos de carbono onde 1 RCE = € 12,00 e a média da cotação no fechamento no BACEN, 16/07/2010, € 1,00 = R\$ 2,25.

Com a implantação do projeto, o uso previsto para o sistema de produção de vapor e geração do tipo de extração e condensação na UTE-STP é ilustrado pela Figura 9.

Para comprovar a capacidade existente para este uso do sistema em questão, foi calculado o saldo entre a demanda e a oferta de vapor neste sistema para 2017, quando o projeto estará operando a plena capacidade, sendo que estes resultados são apresentados na Tabela 17. A diferença positiva entre a demanda e a capacidade produção do sistema de vapor é um indicador que permite avaliar a intensidade de uso em relação à capacidade instalada.

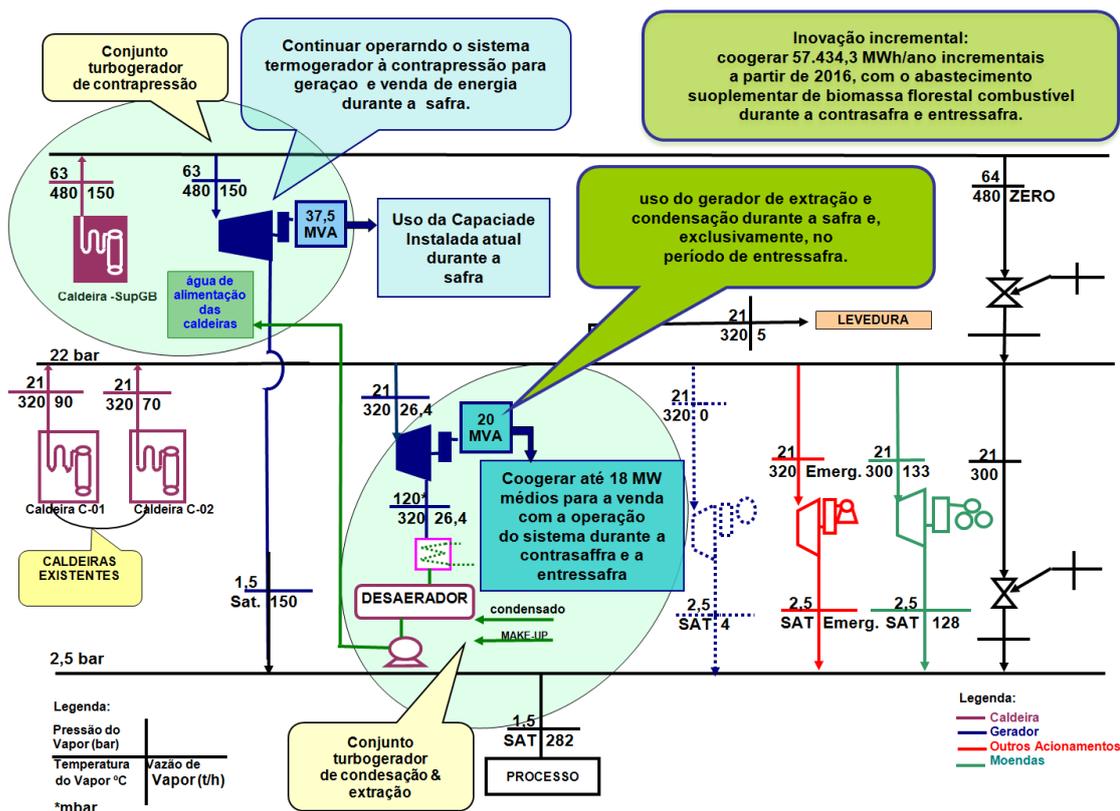


Figura 9. Uso proposto do sistema de vapor da UTE Santa Terezinha com o projeto de inovação incremental, a partir de 2016.

Fonte: adaptado pelo autor de Baptista (2009) e Usaçúcar (2007).

Tabela 17. Saldo entre a oferta e a demanda de vapor no sistema de produção de vapor extração e condensação da UTE-STP (t/mês).

Ano	2012			2017			
Mês	Consumo para geração de energia planejada (a)	Consumo para outros processos (b)	Capacidade operacional de produção do sistema (c)	Consumo para geração de energia incremental	Consumo total de vapor	Saldo da demanda de vapor	Uso da capacidade instalada (%)
Janeiro	-	-	119.040,0	74.045,9	74.045,9	44.994,1	60,0%
Fevereiro	-	-	107.520,0	66.880,1	66.880,1	40.639,9	60,0%
Março	2.957,4	14.723,1	119.040,0	74.045,9	91.726,4	27.313,6	80,0%
Abril	14.480,5	69.766,1	115.200,0	20.037,1	104.283,7	10.916,3	90,0%
Mai	14.985,9	74.609,3	119.040,0	17.271,0	106.866,2	12.173,8	90,0%
Junho	15.488,5	74.624,7	115.200,0	13.410,2	103.523,4	11.676,6	90,0%
Julho	17.529,0	87.271,2	119.040,0	-	104.800,2	14.239,8	90,0%
Agosto	17.529,0	87.271,2	119.040,0	-	104.800,2	14.239,8	90,0%
Setembro	16.195,2	78.030,1	115.200,0	8.765,3	102.990,6	12.209,4	90,0%
Outubro	15.673,6	78.032,5	119.040,0	12.601,7	106.307,8	12.732,2	90,0%
Novembro	14.502,1	69.873,0	115.200,0	19.891,5	104.266,6	10.933,4	90,0%
Dezembro	-	-	119.040,0	12.387,1	12.387,1	106.652,9	10,0%
Total	129.341,2	634.201,2	1.401.600,0	319.335,8	1.082.878,2	318.721,8	80,0%

Fonte: Calculado pelo autor com base nas informações obtidas na usina em estudo (BAPTISTA, 2009; GALTIERI; PETTINATI;; OKANO, 2010; MENEGUETTI, 2009; 2010). Obs: (a) Foi considerado que este sistema contribuirá com a proporção 24,5% em relação aos 13.092 MWh/mês a serem produzidos nos meses de julho e agosto de 2012; (b) Processos de produção de açúcar e álcool; (c) Existe capacidade operacional para elevar a produção mensal de vapor em até 10%, atingindo-se depois, a capacidade nominal dos equipamentos de produção de vapor, segundo as estimativas da própria usina.

Conforme o observado na Tabela 17 o uso da capacidade operacional instalada alcança 80%, em média, mas pode atingir até 90% nos meses de julho e agosto, quando existe uma maior concorrência pelo vapor que é demandado por outros processos internos de produção – o de açúcar e do álcool (BALESTIERI, 2000; NOGUEIRA et al., 2000).

Ademais, os engenheiros responsáveis pela usina esclareceram que existe, ainda, uma margem de segurança reservada, a qual ocorre até o limite nominal da capacidade dos equipamentos de produção de vapor – o fator limitante para o acréscimo na produção de vapor (BAPTISTA, 2010; MENEGUETTI, 2010); portanto, os parâmetros utilizados para computar o uso da capacidade instalada já consideram esta margem adicional de segurança, calculada em 10% adicionais sobre a capacidade operacional das caldeiras C1 e C2, que é de 160 t de vapor/h.

Para atender à demanda de combustível para o projeto da inovação incremental, conforme consta nos cálculos apresentados nos Apêndices B, C e E, será necessário cultivar 843,3 ha/ano. Isto ocorre por conta do percentual destinado ao pagamento do arrendamento das terras, estipulado em 20%; portanto se prevê que serão colhidos apenas 702,8 ha/ano, resultando em 114.751,1 t de biomassa.

A exceção se fez em 2010 e 2028, quando é considerada apenas a metade destes dois valores, pois o horizonte adotado para o ciclo de vida do projeto se iniciaria, em hipótese, em julho de 2010 e terminaria em junho de 2028.

Os detalhes sobre o pacote tecnológico do projeto, o qual inclui as etapas do plantio, condução da rebrota, sistema de colheita e processamento da biomassa, assim como seu transporte a e carga dos comboios transportadores ao campo, constam no APÊNDICE E - PACOTE TECNOLÓGICO PRECONIZADO PARA O CULTIVO DA BIOMASSA FLORESTAL, COLHEITA, PROCESSAMENTO E TRANSPORTE E CARGA A CAMPO NOS COMBOIOS TRANSPORTADORES.

Ressalte-se que este pacote tecnológico foi preconizado pelo autor com base na revisão de literatura, em consultas com especialistas e a partir de visita a duas empresas do ramo florestal – Klabin Florestal e Siqueira & Siqueira Ltda., ambas localizadas em Telêmaco Borba - PR. Além disso, foi necessário realizar, adicionalmente, uma pesquisa indireta sobre os sistemas de produção adotados na região onde se localiza a usina, para que se pudessem identificar as melhores práticas preconizadas para o cultivo de espécies de eucalipto. Deste modo, no Apêndice E são encontrados os indicadores, as técnicas e os valores de parâmetros

técnicos que foram adotados no projeto de produção e abastecimento com a biomassa florestal (BARONI, 2010; BORTOLO, 2007; HAKAMADA, 2009; MENARIN FILHO, 2006; MICHELLON; SACOMAN, JESUS, 2010; PEZZATO; MENARIM FILHO, 2010; SACOMAN, 2006; SATO MARTINS, 2010; SOCIEDADE DE INVESTIGAÇÕES FLORESTAIS, 2010).

Assim sendo, buscou-se dimensionar um pacote tecnológico que pudesse ser avaliado o mais adequado possível às condições da usina em estudo, privilegiando-se tecnologias consideradas seguras e comercialmente disponíveis para o cultivo, o manejo, a colheita e o processamento da biomassa florestal, considerando-se as condições de solo e clima, além da própria estrutura de máquinas que se encontra disponível no contraturno da safra e, de modo particular, na entressafra da usina.

O cronograma previsto para o cultivo das áreas com eucalipto a serem arrendadas é apresentado na Tabela 18.

Tabela 18. Cronograma das atividades de cultivo e colheita florestal para abastecer o projeto de inovação incremental da UTE Santa Terezinha de Paranacity - PR entre julho de 2010 e junho de 2.029.

Atividade / Ano	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Plantio de eucalipto	421,7	843,3	843,3	843,3	843,3	843,3	421,7		
Condução da rebrota							421,7	843,3	843,3
Colheita da biomassa							351,4	702,8	702,8

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 18. Continuação....

Atividade/ano	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Plantio de eucalipto										
Condução da rebrota	843,3	843,3	843,3	421,7						
Colheita da biomassa	702,8	702,8	702,8	702,8	702,8	702,8	702,8	702,8	702,8	351,4

Fonte: Elaborado pelo autor.

Contudo, se observa nessa tabela que o primeiro ano do plantio se inicia hipoteticamente em julho de 2010 e sua primeira colheita é projetada para meados de 2016, o que confere ao início do período de condução da rebrota que, por sua vez, será colhida em 2022, finalizando o ciclo previsto com o cultivo para um módulo. Por isso, foi prevista a instalação de outros cinco módulos subsequentes, ano a ano, compostos por 843,3 ha de eucalipto, que totalizam 5.059,8 ha ao final do sexto ano.

Também se observa, ao final de cada ciclo de cultivo, que a área colhida e a área ocupada pela rebrota diferem da área plantada, pois se prevê, com o sistema de arrendamento das áreas, que 20% das áreas remanescentes são de uso exclusivo de seus proprietários; entretanto foi estipulado que os tratamentos culturais e insumos aplicáveis ao cultivo até o corte da primeira rebrota correm por conta da UTE-STP, a título de pagamento pelo equivalente ao arrendamento.

Assim sendo, caso os proprietários dessas áreas de cultivo desejem manejar estas florestas para recomposição das áreas de reserva legal, poderão fazê-lo, bem como, se optarem por vender a produção desta parcela à UTE-STP, deverão cortar e arrastar o fuste das árvores através de métodos semimecanizados.

Neste caso específico, não é possível trafegar no interior dos talhões com os equipamentos de colheita e arraste, por força de lei, pois, de acordo com o que foi apresentado e discutido na Seção 3.4. dedicada aos aspectos ambientais, legais e regulatórios, o ingresso com as máquinas poderia prejudicar o desenvolvimento de espécies nativas remanescentes que seriam destinadas a sua recomposição natural.

A demanda por cavacos de eucalipto para o processo de produção da energia elétrica na UTE-STP, apresentada na Tabela 19, varia ao ritmo da produção industrial incremental, iniciando-se em 2016.

O investimento no conjunto de máquinas e equipamentos projetados para realizar as operações de colheita mecânica, alimentação do picador horizontal, processamento da biomassa em cavacos e do carregamento dos caminhões a campo totalizam R\$ 3.915.000,00, contudo é necessário o investimento ser refeito a cada 15.000 horas de uso – a vida útil prevista. O orçamento, de acordo com a finalidade de uso, consta a seguir:

- a. derruba das árvores: trator de esteiras tipo escavadeira hidráulica com cabeçote de corte para árvores, modelo CAT 522 Feller Buncher, no valor de R\$ 890.000,00;
- b. arraste das árvores até os carregadores e o seu pré-empilhamento: trator florestal de pneus, do modelo CAT 545 C Skidder, no valor de R\$ 605.000,00;
- c. empilhamento e alimentação do triturador horizontal: trator de esteiras do tipo escavadeira hidráulica, modelo CAT320 Harvester, no valor de R\$ 600.000,00;

- d. carga dos cavacos da biomassa a campo: trator de esteiras do tipo escavadeira hidráulica, do modelo CAT 312 D FM, no valor de R\$ 420.000,00;
- e. triturador horizontal de biomassa Veermer, modelo HG4000-TX, no valor de R\$ 1.400.000,00.

Tabela 19. Demanda mensal prevista por cavacos no processo de produção da energia elétrica na UTE-STP.

Planejamento para as áreas com colheita mecânica da biomassa:		Planejamento para o peso e volume com a colheita mecânica da biomassa:			
Mês	Área (ha)	Peso da biomassa à ser processada a campo (t/mês):	Volume de biomassa à ser processada a campo (m3/mês):	Peso da biomassa à ser processada a campo (t/hora):	Volume de biomassa à ser processada a campo (m3/hora):
Janeiro	163,0	26.607,9	39.419,0	35,8	53,0
Fevereiro	147,2	24.032,9	35.604,3	35,8	53,0
Março	163,0	26.607,9	39.419,0	35,8	53,0
Abril	44,1	7.200,3	10.667,1	10,0	14,8
Mai	38,0	6.206,2	9.194,4	8,3	12,4
Junho	29,5	4.818,8	7.139,0	6,7	9,9
Julho	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Agosto	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Setembro	19,3	3.149,7	4.666,2	4,4	6,5
Outubro	27,7	4.528,4	6.708,7	6,1	9,0
Novembro	43,8	7.147,9	10.589,5	9,9	14,7
Dezembro ^(a)	27,3	4.451,2	6.594,4	6,0	8,9
Total	702,8	114.751,1	170.001,6	-	-

Fonte: Elaborada pelo autor com base na demanda combustível das caldeiras C-1 e C-2 e da demanda de vapor dos conjuntos turbogeradores do sistema de extração e condensação na contrassafra e da entressafra (BAPTISTA, 2009; GALTIERI; PETTINATI; OKANO, 2010; MENEGUETTI, 2009; 2010).

Obs.: (a) Para dezembro só foram considerados dez dias úteis em operação por conta da necessidade a manutenção das caldeiras C-1 e C-2, dos sistemas de transmissão de vapor e dos turbogeradores.

Os investimentos previstos para os equipamentos projetados para uso nas áreas de cultivo florestal, da marca Floagri, expostos na Tabela 20, seriam necessários já no primeiro ano.

Esclarece-se que os valores da depreciação anual dos equipamentos listados na Tabela 20 foram calculados pelo método linear, levando-se em conta que o valor residual previsto é igual a zero. Isto se deve às características próprias de seu desgaste, as quais exigem, obrigatoriamente, nova aquisição ao final de sua vida útil, em conformidade com as informações do próprio fabricante (OLIVEIRA, M., 2010).

Tabela 20. Investimentos em equipamentos preconizados para o cultivo das florestas de eucaliptos, a partir de julho de 2010.

Especificação	N. de unidades	Valor Unitário (R\$)	Valor Total (R\$)	Vida Útil (anos)	Depreciação (R\$/ano)
Escarificador tipo Ripper Florestal	1,0	17.670,00	17.670,00	4	1.472,50
Adubadeira Costal Floagri	20,0	545,00	10.900,00	2	5.450,00
Carreta auxiliar para abastecimento	1,0	6.000,00	6.000,00	3	2.000,00
Tanque para plantio e irrigação	1,0	14.250,00	14.250,00	6	2.375,00
Plantadeira costal para gel	10,0	545,00	5.450,00	2	2.725,00
Pulverizador com barra protegida	1,0	14.500,00	14.500,00	6 4	2.416,67
Roçadeira mecânica - 1,70 largura	1,0	4.500,00	4.500,00		750,00
Investimento total			73.270,00		17.189,17

Fonte: Elaborado pelo autor com base nas informações fornecidas por Oliveira, M. (2010).

Os custos totais por hora-máquina avaliados para este parque de máquinas e foram calculados por Brandalise (2010) e são apresentados na Tabela 21.

Tabela 21. Parâmetros operacionais projetados para as máquinas de colheita, processamento e a carga da biomassa florestal.

Operação	Tipo	Quant. (un.)	N. de operações	Turno (h.)	N. horas /turno	Capacidade operacional projetada (t/mês)	Custo total da Hora-Máquina (R\$/HM)
i) Derrubada	CAT522 Feller	1	1	10 h.	10 h.	11.822	4,50
ii) arraste	Buncher CAT545C Skidder	1	1	10 h.	10 h.	11.822	3,27
iii) alimentação	CAT320 Harvester	1	2	10 h.	20 h.	11.822	3,00
iv) carga	CAT312D-FM	1	1	10 h.	10 h.	11.822	2,06
(v) processamento da biomassa em cavacos	Triturador Veermer HG4000-TX	1	1	10 h.	10 h.	11.822	7,69
Total		5				11.822	20,52

Fonte: Projetado por Brandalise (2010), exclusivamente a pedido, para o projeto de inovação incremental proposto neste trabalho. Obs.: Estes valores foram calculados em 17 de julho, com base na cotação média do dólar comercial a R\$ 1,72/US\$, custo do combustível – Diesel -, a R\$ 2,00/l, salário bruto R\$ 3.000,00, mais encargos para remuneração dos operadores. As despesas com os serviços de apoio e transporte das máquinas foram incluídos nos custos das operações agrícolas e as despesas com a manutenção, incluindo-se a reposição de peças, já estão incluídos no custo unitário por tonelada/h., conforme foi previsto pelo fornecedor dos equipamentos – CAT/PESA.

Esclarece-se que o custo total por hora máquina, o qual foi calculado pelo fornecedor, contempla os valores relativos às despesas de manutenção, de mão-de-obra com os encargos e de combustível, e inclui o valor das prestações da operação de *leasing* prevista para sua aquisição; mas no caso do triturador horizontal da biomassa, da marca Veermer, modelo HG-4000TX, apesar de terem sido incluídos todos os custos decorrentes da sua operação, como no caso e forma anteriormente descritos, as condições do *leasing* são diferenciadas. Nesse caso foi considerado que o valor de entrada é de 30%, devendo o restante ser financiado por meio da

operação de *leasing*. A sua vida útil é de 15.000 h, o valor residual previsto para a recompra é de 20% sobre o valor do equipamento novo e a taxa de juros aplicada na operação é a mesma dos demais, de 16% a.a. Todavia, assim como para os demais equipamentos, as prestações mensais são divididas em 60 meses. Assim sendo, o custo de produção da biomassa, definido em reais por tonelada de cavaco envolve todas as fases, desde a produção florestal, a colheita e o processamento até o carregamento, o transporte e a carga das esteiras que abastecem as caldeiras no pátio da usina; contudo cabe destacar que neste cálculo os custos dependem da localização das áreas de cultivo, em proporção direta ao raio médio distante da usina.

Estes custos envolvem o transporte das máquinas e equipamentos necessários às operações agrícolas, transporte dos insumos, serviços de abastecimento de água e bombeiro, abastecimento do combustível, transporte dos trabalhadores rurícolas, administração, assistência técnica e serviços de apoio mecânico de manutenção e reparo, e ainda outros custos - decorrentes do transporte e apoio ao conjunto utilizado na colheita da biomassa, processamento e carga dos cavacos nos comboios transportadores a campo, etc. Todos são mostrados em detalhes no Quadro 5, localizado no final do Apêndice E.

Os custos com o transporte da biomassa influem direta e significativamente nos indicadores econômicos do projeto, por isso são expostos, a seguir, alguns detalhes sobre a sua a estimativa.

O projeto prevê que o transporte da biomassa processada do campo até a usina será realizado com o uso de um comboio composto por um caminhão da marca Volvo, modelo FM-13 440, e outros dois reboques da marca Usicamp, utilizados no transporte da cana picada, pois possuem a carroceria fechada, considerada adequada ao transporte dos cavacos de biomassa. Este comboio tem a capacidade de transportar até $115,5\text{m}^3$ de biomassa, ou seja, 53,94 toneladas por viagem, isto se considerando a *Proxy* para a densidade aparente da biomassa de $0,467\text{ t/m}^3$, resultante de um teor de umidade de 35%, em base úmida.

Deste modo, com base nos relatórios de custos desses equipamentos que foram apresentados pela UTE-STP, relativos à época de plena safra, o custo da operação foi calculado em R\$ 0,1235 por quilômetro rodado. Neste custo foram incluídos o pagamento de todas as despesas com a manutenção e combustível, a remuneração da mão-de-obra dos motoristas e, ainda, o valor da depreciação. Este

valor é apresentado como um valor de aluguel pelo uso destes equipamentos no contraturno da safra e na entressafra. O comportamento dos custos de transporte em função da variação do raio médio das áreas de cultivo é apresentado no Gráfico 6.

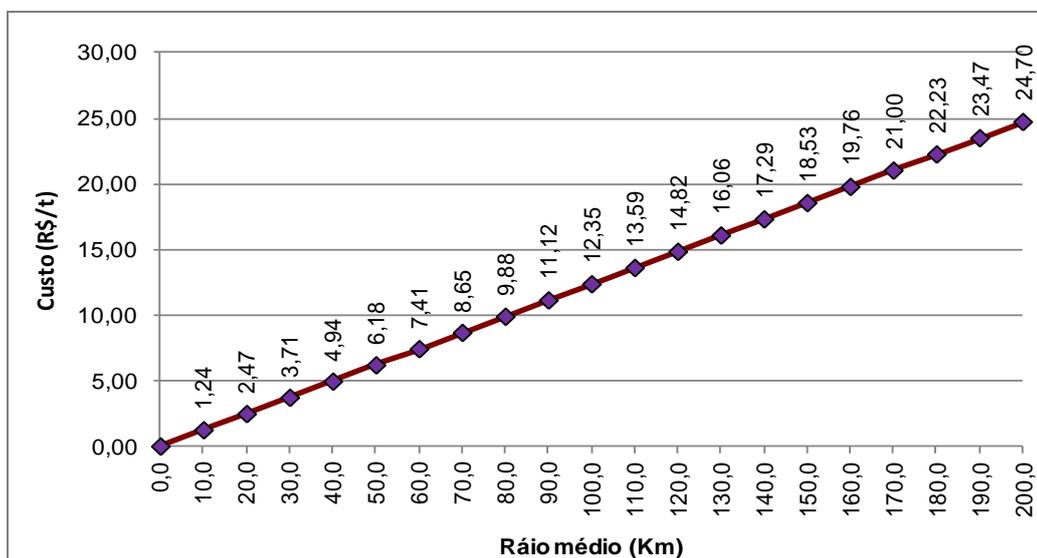


Gráfico 6. Custo de transporte do cavaco da biomassa com efeito da variação do raio médio das áreas de cultivo de eucalipto ao redor da UTE-STP.

Fonte: Elaborado pelo autor, com base nas informações fornecidas pela Usina (MENEGUETTI, 2010).

Porém, ao observá-lo, deve-se lembrar que entre o raio médio atual de cana, de 23,00 km, e o raio médio calculado, de 24,68 km, será encontrada uma área disponível equivalente a cinco vezes a área necessária para o cultivo do eucalipto ser destinada abastecer o projeto de inovação incremental que foi projetada para 5.059,8 ha.

Por fim, o sistema de abastecimento das caldeiras com o cavaco, no pátio da usina, leva em consideração que esta matéria-prima deverá ficar em estoque, tal qual é feito com o bagaço da cana-de-açúcar, ocupando o espaço remanescente deste último.

Desta maneira, a matéria-prima alternativa deverá ser carregada nas esteiras alimentadoras das caldeiras por meio das pás carregadeiras existentes na usina, da mesma forma que ocorre com o bagaço da cana-de-açúcar.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A opção adotada neste trabalho, de estudar apenas uma das alternativas de *design* no projeto de inovação incremental, foi definida pela estratégia seguida para a produção de energia elétrica, a qual contemplou estabilizar a produção dos excedentes comercializáveis o mais próximo possível das quantidades mensais geradas atualmente nos meses de julho e agosto, quando são verificados os maiores montantes.

Deste modo, com o projeto, buscou-se complementar os excedentes mensais atuais de produção de energia elétrica, os quais variam em função da disponibilidade do bagaço da cana-de-açúcar, complementando-se o seu suprimento com os cavacos de biomassa florestal, o que elevaria a média mensal de produção de excedentes de energia elétrica dos 8,05 MWh atuais para uma média mensal de 12,84 MWh. Destarte, o projeto permite ampliar a produção anual dos excedentes em 57.434,5 MWh ao ano, o que equivale a 59,45% de acréscimo e alargar a produção de RCEs em 8.330,3 tCO₂e ao ano, um aumento de 40,52%.

Na execução dessa estratégia projetada foram respeitados os aspectos de mercado, os quais foram apontados com a pesquisa exposta na Seção 3.2. Esta estratégia pode permitir a obtenção de preços mais elevados nos futuros contratos de venda de energia elétrica por quantidade no mercado livre.

O preço de referência para a energia adotado nas projeções foi o mesmo já praticado no contrato em vigor, de R\$ 140,00/MWh, todavia este preço pode ser facilmente superado, pois considera-se que o preço da energia elétrica tende a aumentar no futuro e, por outro lado, o prazo estipulado para iniciar com o abastecimento da biomassa florestal é de seis anos, em função do ciclo de cultivo preconizado para o cultivo do eucalipto.

E, o preço para as RCEs adotado nas projeções, de € 12,00, pode ser considerado superestimado pesadas as informações obtidas na pesquisa sobre este mercado, embora a sua contribuição relativa no faturamento da usina, com o projeto atual e com o projeto da inovação incremental, representem respectivamente, apenas 0,19% e 0,27%, ao passo que as RCEs proporcionam uma receita bruta marginal equivalente a 0,90% no faturamento bruto do projeto de inovação incremental e uma margem líquida de contribuição equivalente a 1,26% sobre o resultado líquido total do projeto de inovação incremental, quando se considera a

hipótese de localização das áreas de produção a um raio médio de 30 quilômetros da usina.

O plano de produção proposto no projeto da inovação incremental não contempla a utilização da capacidade plena de produção dos dois conjuntos termogeradores instalados na usina nos períodos do contraturno da safra e da entressafra.

No caso de se utilizar a máxima capacidade dos dois sistemas de produção de vapor e geração de energia elétrica da usina, haveria uma inversão da quantidade de excedentes ofertados pela usina nos meses de novembro, dezembro, janeiro e fevereiro, obtendo-se quantidades muito superiores à média anual; porém é justamente nesses meses que ocorrem os menores preços no mercado *spot*, o que poderia prejudicar a formalização de um contrato com um preço médio fixo mais favorável para o lote anual de energia a ser formado.

Foi por esta razão que se optou por estudar apenas o uso da capacidade operacional disponível no sistema de turbogeradores do tipo extração e condensação (geração), pois assim, além de se conseguir respeitar essa estratégia comercial, seria contingenciado o investimento necessário caso se utilizasse o sistema de contrapressão (cogeração) fora do período de safra, o que foi estimado em R\$ 4.469.730,00.

Outro aspecto é que a demanda anual de biomassa bruta no projeto da inovação incremental foi calculada em 114.751,1 t de cavaco de biomassa florestal por ano, o que equivale a 109.286,8 t líquidas, isto considerando-se que ocorrem perdas estimadas na ordem de 5% durante o processo de transporte e estocagem desta matéria-prima combustível.

Ainda assim, ressalva-se que ao computar a produtividade florestal para os híbridos de *E. grandis sp.* preconizados no pacote tecnológico de produção florestal, expressa pelo I.M.A. estimado em 41,5 m³/ha/ano, o que equivale a 168,1 t de biomassa ao final do ciclo de cultivo de seis anos, não foi computada a parcela do fuste das plantas com diâmetro inferior a 6 cm, a título de margem de segurança. Esta biomassa, passível de aproveitamento, representa 4,59% da matéria-prima produzida ao final de cada ciclo de cultivo de seis anos.

Deste modo, o próprio índice de produção adotado no projeto pode ser considerado conservador, pois o potencial de produção é maior. As margens de segurança computadas para a produção, o processamento e o transporte, somadas,

podem resultar na superestimação dos custos da matéria-prima no projeto, porém o seu efeito final é de redução de riscos, pois com isso se aumenta a segurança de que os resultados econômicos encontrados podem ser realmente alcançados.

Por outro lado, esclarece-se que não foi adotada a opção de estudar, nas projeções, o sistema de cultivo de eucaliptos do tipo *short-rotation* porque, apesar de existirem indicações na literatura sobre seu maior potencial produtivo, ainda se encontra em discussão a sua eficiência econômica, especialmente quando se considera um horizonte de médio e longo prazo de uso dos solos agrícolas levando-se em conta a sua sustentabilidade e os custos com a replantação das lavouras ao se eliminar a condução da brotação após o primeiro corte das plantas.

Além disso, este sistema pode implicar um aumento no risco do negócio, devido a sua inflexibilidade quanto à época de colheita e à possibilidade de múltiplo uso, o que pode ser plenamente possível com o sistema tradicional de cultivo tal qual foi considerado nas projeções.

As análises econômicas foram assentadas em projeções que respeitaram um horizonte de projeto de dezoito anos contados a partir de julho de 2010, portanto, a terminar em junho de 2028. Este período, considerado satisfatório, foi definido de modo a compatibilizar os prazos com o ciclo preconizado para o sistema de cultivo do eucalipto, o qual inteira um ciclo e meio, enquanto a vida das instalações industriais é prevista para 30 anos.

Assim, foi possível computar o montante total do investimento necessário conforme consta no Gráfico 7, levando-se em conta o efeito da variação do raio médio das áreas destinadas ao cultivo florestal. Estes valores representam o investimento total para se obter a biomassa no período total de 12 anos, em cada um dos módulos de 843,3 ha, abrangendo desde o preparo das áreas, a produção, colheita, processamento transporte e o abastecimento das caldeiras com a biomassa, a qual é obtida com o primeiro e o segundo cortes na mesma área de cultivo. Não obstante, para calcular o valor total envolvido no projeto da inovação incremental deve-se considerar que são necessários seis módulos de produção, que ao todo somam 5.059,8 ha.

O valor do investimento financiável envolve todo o custo operacional efetivo para a produção e o abastecimento da UTE com os cavacos de madeira, a saber: a) a sistematização das áreas; b) todos os serviços manuais, semimecanizados e mecanizados para o plantio e condução das lavouras; c) os insumos; d) os custos

variáveis com as operações de colheita, o arraste das árvores, a alimentação do picador horizontal e o processamento em cavacos; e) os custos operacionais com o transporte; f) as despesas com a carga dos cavacos no pátio da usina; g) as despesas administrativas e com a assistência técnica.

Contudo, o investimento total compreende ainda as despesas com o pagamento das prestações da operação de *leasing* e os juros originados no financiamento do investimento, enquanto o valor financiável representa o limite de 80% do valor do investimento total, critério que é arbitrado nas nomas vigentes da fonte de recursos de apoio.

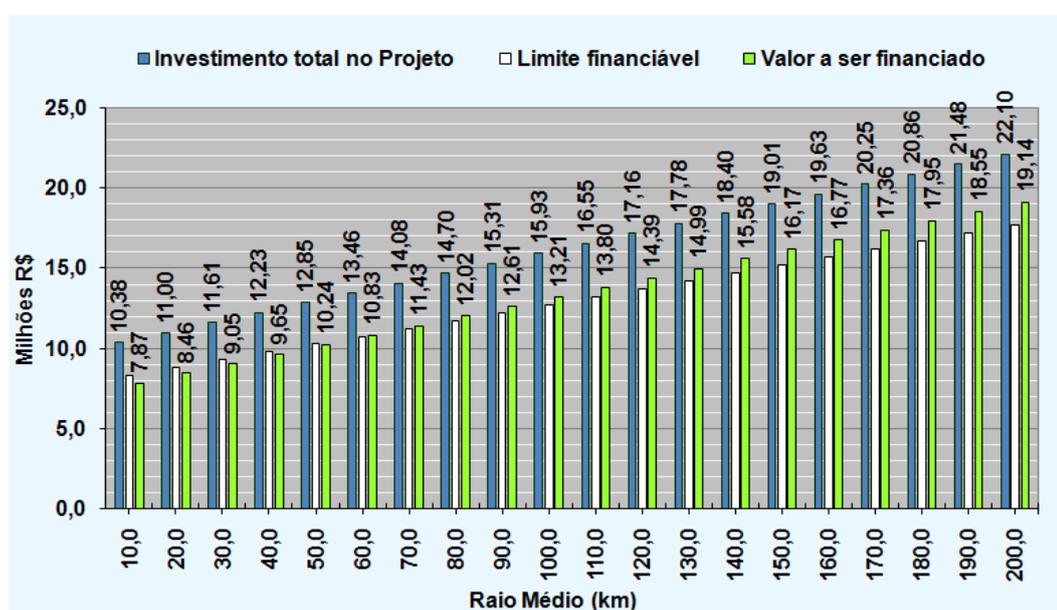


Gráfico 7. Efeito da variação do raio médio das áreas florestais sobre o valor total e financiável dos investimentos no projeto da inovação incremental da UTE-STP.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Entretanto, cabe observar no Gráfico 7 que a localização das áreas de cultivo acima do raio médio de 60 km demanda um investimento a ser financiado cujo valor ultrapassa o limite financiável. Isso ocorre por que a parcela do investimento total que encampa as despesas com o pagamento das prestações da operação de *leasing* não varia em função do raio médio de localização das áreas de cultivo florestal.

Além disso, foram realizadas análises para testar os efeitos nos indicadores do desempenho econômico do projeto que seriam provocados pela variação do raio médio de distância das lavouras de eucalipto em relação à UTE-STP. Os resultados do VPL do projeto com a inovação incremental são apresentados no Quadro 3. Eles

foram simulados testando-se o efeito da variação deste raio com a adoção de uma taxa de desconto equivalente à TMA – 13,75%.

Observa-se, naturalmente, que estes resultados se relacionam de maneira inversamente proporcional à variação do raio médio das áreas de cultivo florestal e indicam existir viabilidade econômica do projeto se as áreas destinadas ao cultivo florestal se localizarem a uma distância da usina de até 117,77 km. Por outro lado, observa-se nos resultados dos VPLs que, caso o raio médio das florestas ultrapasse esse limite e seja obedecida a condição de igualdade entre a taxa de desconto e a TMA (13,75% a.a.), o projeto se tornaria inviável.

Ano	Raio Médio (Km)			
	23,0 Km (em R\$)	30,0 Km (em R\$)	117,77 Km (em R\$)	162,80 Km (em R\$)
2010	0,00	0,00	0,00	0,00
2011	0,00	0,00	0,00	0,00
2012	0,00	0,00	0,00	0,00
2013	0,00	0,00	0,00	0,00
2014	0,00	0,00	0,00	0,00
2015	0,00	0,00	0,00	0,00
2016	1.476.821,02	1.402.976,71	475.189,26	-822,51
2017	3.130.860,55	2.974.310,62	1.007.401,22	-1.743,73
2018	3.318.712,19	3.152.769,26	1.067.845,29	-1.848,35
2019	3.517.834,93	3.341.935,42	1.131.916,02	-1.959,25
2020	3.728.905,02	3.542.451,54	1.199.830,97	-2.076,81
2021	3.952.639,32	3.754.998,64	1.271.820,83	-2.201,42
2022	4.189.797,68	3.980.298,56	1.348.130,08	-2.333,50
2023	4.441.185,54	4.219.116,47	1.429.017,88	-2.473,51
2024	4.707.656,67	4.472.263,45	1.514.758,96	-2.621,92
2025	4.990.116,07	4.740.599,26	1.605.644,49	-2.779,24
2026	5.289.523,03	5.025.035,22	1.701.983,16	-2.945,99
2027	5.606.894,43	5.326.537,34	1.804.102,16	-3.122,74
2028	2.971.654,04	2.823.064,78	956.174,14	-1.655,06
Saldo líquido nominal	51.322.600,49	48.756.357,27	16.513.814,46	-28.584,03
VPL	11.041.695,27	10.489.586,13	3.552.830,63	-6.149,66

Quadro 3. Saldo líquido nominal e o VPL do projeto da inovação incremental na UTE-TP à taxa de desconto equivalente à TMA, de acordo com o raio médio das áreas destinadas ao cultivo florestal.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados da simulação com o raio médio de 23 km servem para ilustrar, no escopo deste trabalho, os resultados para o limite inferior determinado para este parâmetro. Este critério foi assim determinado porque este é, também, o raio médio no qual estão localizadas as lavouras de cana destinadas à usina.

Assim sendo, não foram simuladas distâncias menores que esta, as quais, em hipótese, poderiam concorrer com as áreas de cana; porém, nada impede que

se estabeleça um raio médio inferior, pois é preciso considerar que existem áreas não ocupadas e disponíveis para os cultivos florestais dentro do território ocupado pelas lavouras de cana, do que é um exemplo evidente as áreas destinadas à reserva legal.

O principal responsável pela variação nos indicadores econômicos do projeto, quando é simulada a variação no raio médio das áreas florestais destinadas, são os custos com a logística em geral¹¹², seguidos pelos custos relacionados ao transporte da biomassa até a usina, cujos comportamentos em relação ao raio médio são apresentados, respectivamente, nos Gráficos 6.2. e 6.3.

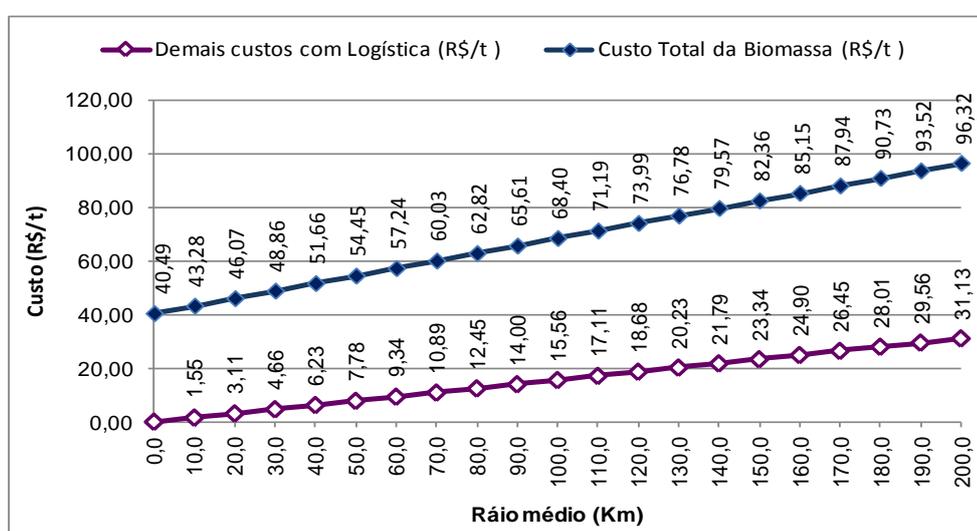


Gráfico 8. Efeito da variação do raio médio das áreas florestais sobre os custos com logística em geral no projeto da inovação incremental da UTE-STP.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No caso dos custos com logística em geral, o seu acréscimo se relaciona, proporcionalmente, com a ampliação no raio médio, o que é consequência do aumento nas despesas geradas com o abastecimento de insumos, fornecimento de serviços mecanizados, transporte de trabalhadores rurícolas, administração e assistência técnica, além do aumento nos custos com os serviços de financiamento do projeto.

Neste íterim, o acréscimo nos custos de transporte dos cavacos é devido ao aumento do trajeto percorrido pelos comboios transportadores estipulados no projeto, compostos pelos caminhões e reboques, que são utilizados originalmente para o transporte da cana picada.

¹¹² Para detalhes sobre o que compõe os custos com logística em geral no projeto da inovação incremental consulte o Quadro 5, localizado no final do Apêndice E.

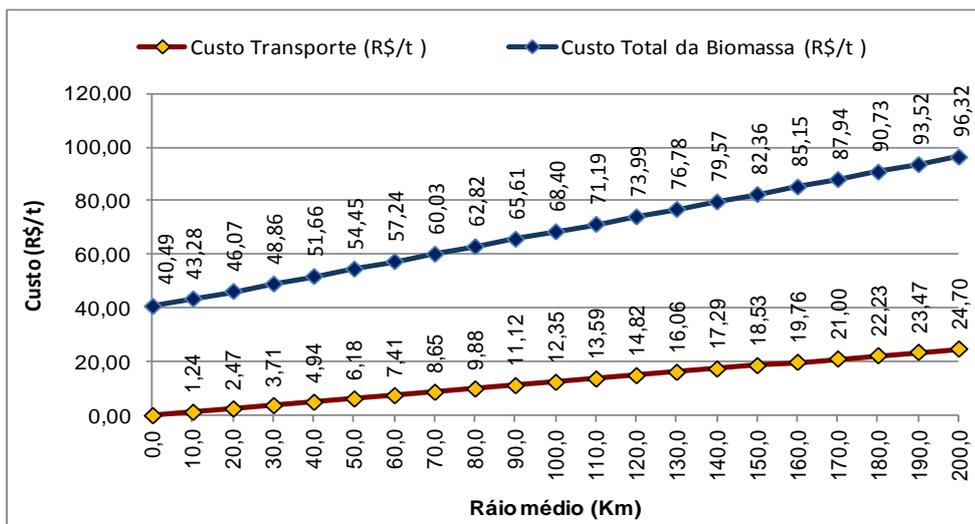


Gráfico 9. Efeito da variação do raio médio das áreas florestais sobre os custos de transporte da biomassa no projeto da inovação incremental da UTE-STP.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os efeitos da variação no raio médio de distância das áreas destinadas ao cultivo florestal também foram testados em relação a outros indicadores econômicos do projeto, como a TIR e o *payback* do investimento. Neste sentido, o Gráfico 10 mostra o fluxo de caixa líquido do atual *design* de projeto e ilustra o resultado encontrado para a sua TIR de 10,72% a.a., o que resulta no *payback* 13,1 anos.

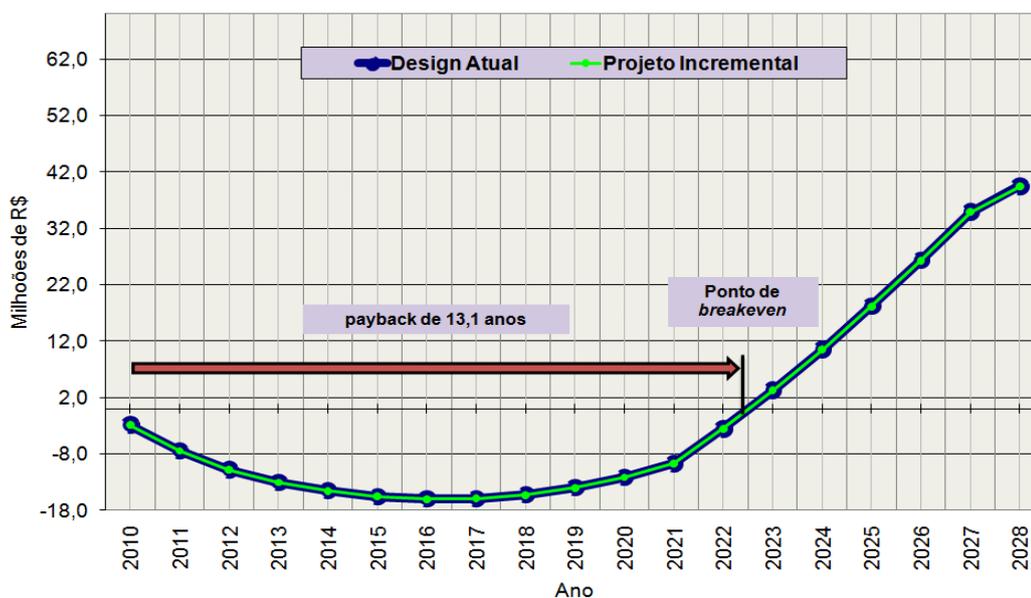


Gráfico 10. Saldo líquido acumulado, *payback* com o atual *design* da UTE-STP.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Contudo, como este é o ponto de *breakeven* entre os dois *designs* de projeto, para que a TIR do projeto incremental também se iguale em 10,72%, o custo

da biomassa florestal deveria atingir R\$ 85,73/t, o que, por conseguinte, *ceteris paribus*, só ocorreria com um raio médio de 162,8 Km de distância da usina.

Destarte, quando se estabelece, nas projeções com o projeto da inovação incremental, que a TIR deve equivaler à TMA de referência, de 13,75% a.a., o raio médio de distância das áreas destinadas à produção da biomassa florestal se reduz a 117,77 km. Assim, o custo do cavaco carregado nas esteiras alimentadoras das caldeiras da usina é reduzido a R\$ 73,36/t, resultando em um *payback* de 11,9 anos, como mostra o Gráfico 11.

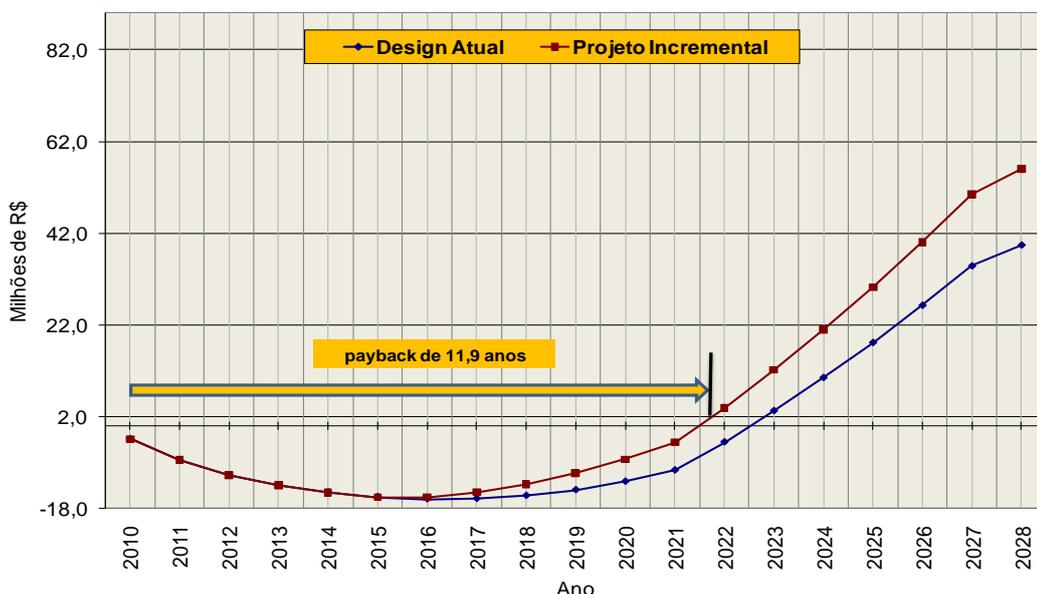


Gráfico 11. Saldo líquido acumulado e *payback* do projeto da inovação incremental, com o raio médio das áreas de eucalipto a 117,77 km distante da UTE-STP.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 12 aponta o fluxo de caixa líquido do projeto de inovação incremental, quando as áreas destinadas à produção da biomassa florestal são simuladas com um raio médio de 30,0 km de distância média da UTE-STP.

Neste caso a TIR encontrada foi de 18,62%, o *payback* do projeto incremental passaria a 10,49 anos e o custo do cavaco carregado nas esteiras alimentadoras das caldeiras é de R\$ 48,86/t.

E, se as áreas destinadas ao cultivo florestal estivessem localizadas a um raio médio de 23,0 km – idêntico ao das lavouras de cana –, conforme se identifica no Gráfico 13, a TIR passaria a 18,96% a.a., o *payback* do projeto incremental atingiria 9,9 anos e o custo total do cavaco carregado nas esteiras somaria R\$ 46,91/t.

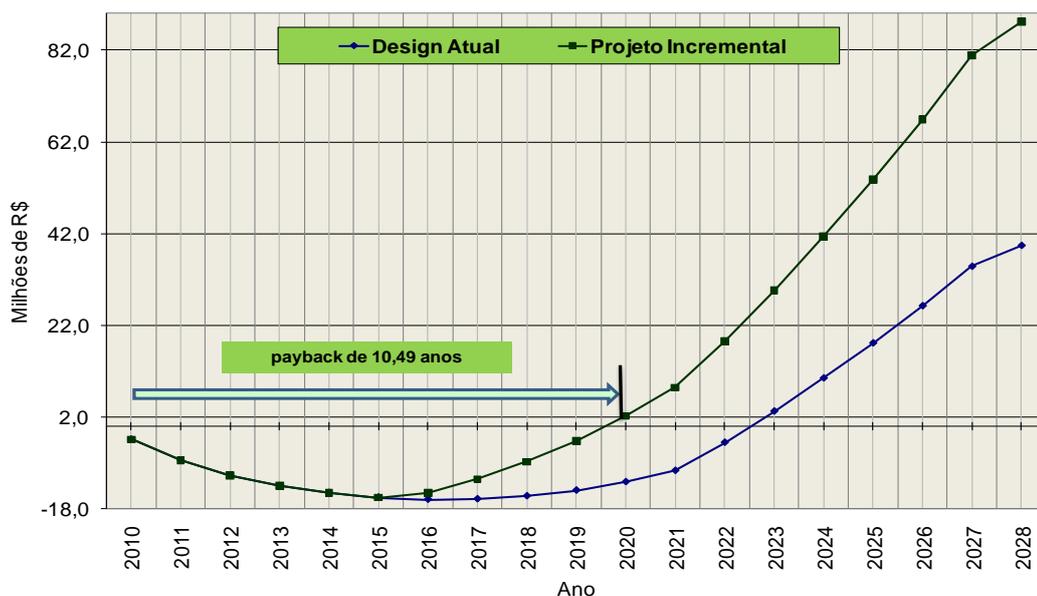


Gráfico 12. Saldo líquido acumulado e *payback* do projeto da inovação incremental, com o raio médio das áreas de eucalipto a 30,0 km distante da UTE-STP.
Fonte: Elaborado pelo autor.

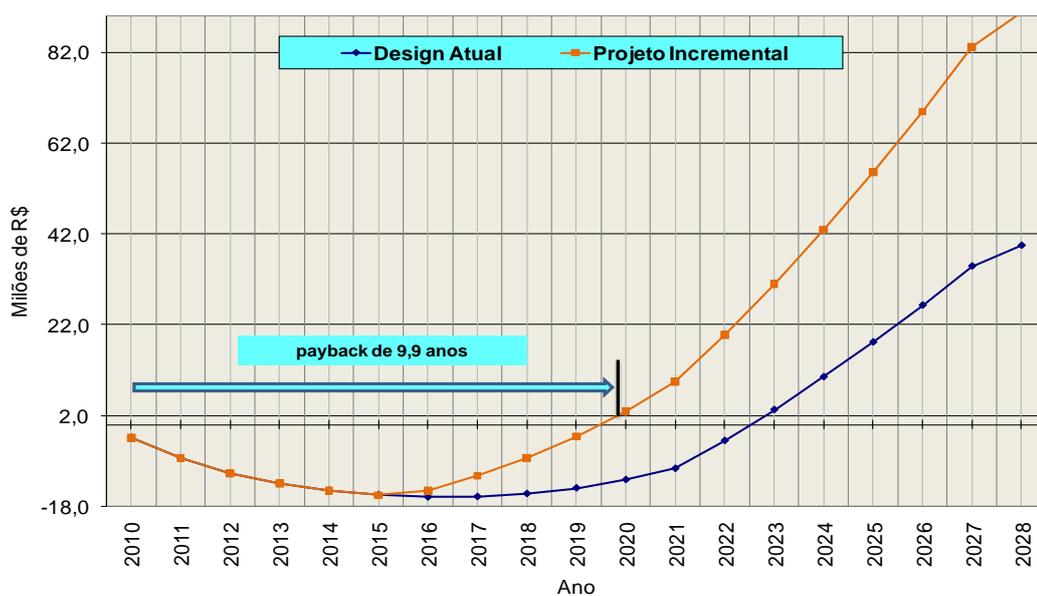


Gráfico 13. Saldo líquido acumulado e *payback* do projeto da inovação incremental, com o raio médio das áreas de eucalipto a 23,0 km distante da UTE-STP.
Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 14 representa a relação entre a TIR do projeto com a inovação incremental e a variação do raio médio das áreas projetadas com o cultivo florestal, através da qual, *ceteris paribus*, constata-se que, no ponto onde a TIR é equiparada à TMA, o raio médio alcança 117,77 km.

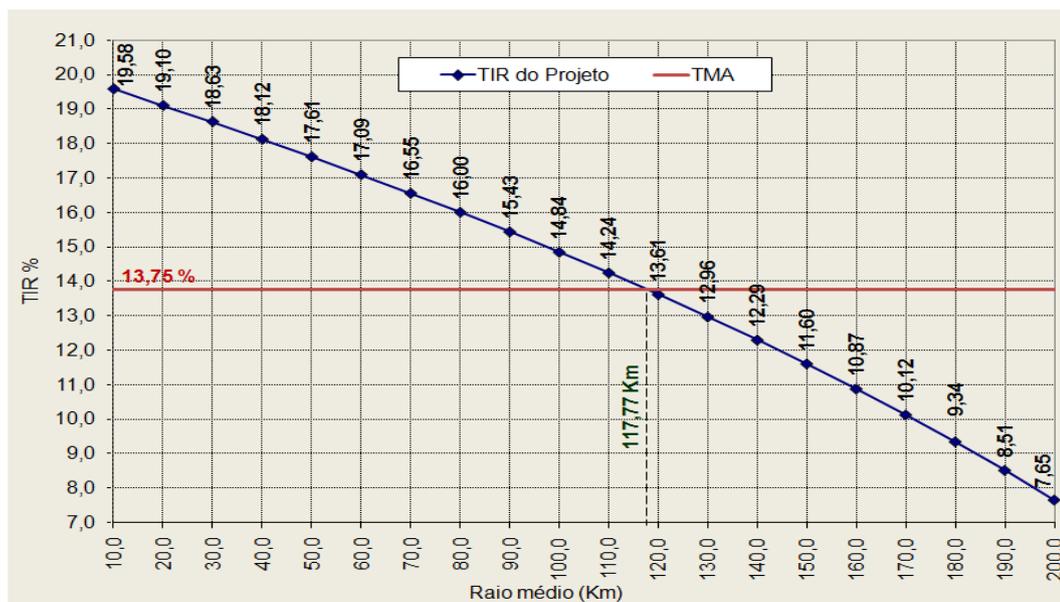


Gráfico 14. Relação entre o resultado da TIR e a variação no raio médio das áreas projetadas com o cultivo florestal dedicadas ao abastecimento da UTE-STP.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Este desempenho é possível, pois no projeto incremental foi previsto o aproveitamento da capacidade ociosa e disponível das caldeiras e turbogeradores do sistema de vapor de extração e condensação, bem como de todo o conjunto de máquinas agrícolas e equipamentos de transporte no contraturno da safra e na entressafra da cana-de-açúcar, os quais são remunerados pelo projeto da inovação incremental à usina, na forma de aluguel.

Além disso, o projeto se utiliza do quadro de funcionários existentes e disponíveis na usina, o que racionaliza os gastos com encargos e despesas fixas com o emprego deste tipo de recurso, efeito que seria o contrário caso fosse necessário adquiri-los ou contratá-los. Isto resultou em condição mais favorável à viabilidade do projeto com a inovação incremental.

Ressalte-se que estas mesmas condições não seriam encontradas se fosse o caso de um empreendimento com projeto convencional, exclusivamente dedicado ao aproveitamento da biomassa florestal. Não obstante, no caso de se subutilizar a capacidade dos equipamentos de colheita e processamento que foram projetados – corte e arraste, de alimentação e processamento da biomassa em cavacos, além da carga destes nos caminhões –, o resultado do arranjo previsto com a inovação incremental é positivo, como se pode comprovar através dos critérios adotados para a avaliação econômica do investimento.

A análise de sensibilidade, apresentada no Gráfico 15, foi realizada levando-se em conta àqueles parâmetros que representaram pelo menos 20% do valor do custo operacional total, a saber, o preço da energia elétrica, o custo do cavaco da biomassa posto na caldeira da usina, o valor do investimento no projeto florestal e o custo de oportunidade do bagaço de cana-de-açúcar.

Para tanto, foi tomado como ponto de partida na análise de sensibilidade a hipótese de que o raio médio é de 117,77 km, o custo do cavaco de biomassa é de R\$ 73,36, com o preço do MWh de energia estimado em R\$ 140,00 e o custo de oportunidade do bagaço da cana-de-açúcar estimado em R\$ 17,00.

Assim sendo, na simulação foram aplicadas variações no valor dos parâmetros até o limite superior de mais 20% e, no limite inferior, até menos 20%. Ressalte-se que o valor das RCEs, não foi objeto das análises de sensibilidade, pois sua receita bruta representa apenas 5,1% do custo operacional total.

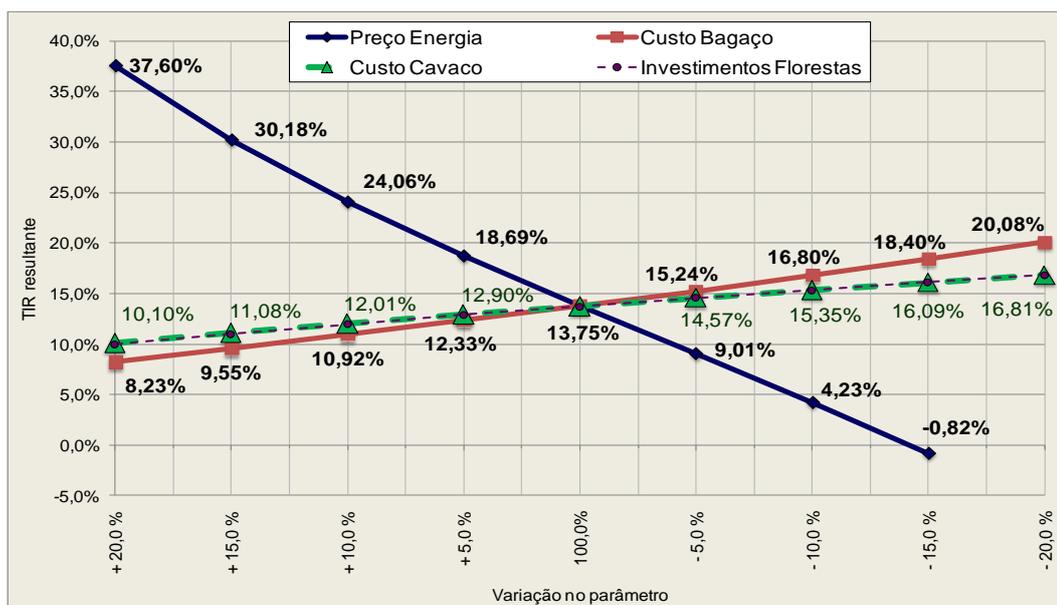


Gráfico 15. Análise de sensibilidade com os principais parâmetros no projeto de inovação incremental na UTE-STP.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Do mesmo modo, constatou-se que o parâmetro com maior efeito sobre a TIR do projeto com a inovação incremental é o preço da energia elétrica. Neste caso, uma redução de apenas 5,69% no preço de base – resultando em R\$ 132,03/MWh inviabilizaria o projeto, a contar com o critério de equivalência entre a TIR do projeto e a TMA de 13,75%.

Por outro lado, caso fosse aceita uma rentabilidade equivalente à TIR do *design* atual de projeto, correspondente a 10,67% a.a. – no chamado ponto de

breakeven –, seria suportada uma variação negativa de até 9,36% no preço da energia elétrica, o que importaria no valor de R\$ 126,90/MWh.

Um efeito inverso foi constatado na variação da TIR, provocado pelas variações no custo dos combustíveis bagaço e cavaco de eucalipto, o que já era de esperar; entretanto, o efeito da variação do custo de oportunidade do bagaço na TIR é mais potente que o efeito da variação no custo dos cavacos da biomassa.

Nesse sentido, seria necessária uma variação de 16,85% no custo total do cavado da biomassa de eucaliptos posto nas caldeiras – o equivalente a R\$ 85,72/t –, para que a TIR do projeto com a inovação incremental fosse equiparada à TIR do projeto atual – de 10,62%; mas caso o custo de oportunidade do bagaço da cana-de-açúcar sofresse uma variação positiva de apenas 10,67%, passando a R\$ 18,82/t, ocorreria o mesmo efeito sobre a TIR do projeto. Não obstante, constatou-se que o efeito provocado pela variação destes parâmetros sobre a TIR é menos sensível que aqueles decorrentes da variação no preço da energia elétrica.

Os efeitos da variação do custo do investimento e do custo total da biomassa de eucalipto posta nas caldeiras possuem o mesmo comportamento, pois o preço deste último é resultado do anterior. Deste modo, quando o custo do investimento varia positivamente em 16,36 % - alcançando o valor total de R\$ 19.803.994,19 anuais –, a TIR do Projeto de Inovação Incremental seria reduzida a 10,67 % - a mesma do *design* atual da UTE-STP –, ou seja, seria atingido o ponto de *breakeven*.

O teste de viabilidade de abastecer a UTE-STP com a biomassa florestal adquirida de terceiros foi realizado confrontando-se o preço possível de ser pago pela usina (com o efeito da variação no raio médio de distância da usina) com a média dos preços que os agricultores recebem pela lenha de eucalipto posta no carreador das propriedades, nas principais regiões produtoras de cana no Paraná, a qual equivale a R\$ 49,38/t (PARANÁ, 2010b).

Os preços competitivos para a aquisição da biomassa de terceiros, em função da variação do raio médio de distância, foram deduzidos e são apresentados no Gráfico 16. Estes preços foram calculados com base nos custos evitados em consequência da eliminação de operações, da aplicação de insumos e de outras atividades relacionadas com o processo de produção até o momento da alimentação da biomassa seca – com 35% de umidade b.u. – no picador horizontal, a campo.

Além disso, esta hipótese pressupõe que a qualidade da biomassa possua os mesmos atributos e parâmetros técnicos contidos nos APÊNDICES B, C, D e E. Para que essa hipótese seja testada também foi estabelecido que a TIR do projeto deveria ser mantida constante, no mesmo patamar da TMA; mas não se exige que a biomassa florestal tenha sua origem, necessariamente, das áreas de reserva legal das terras no entorno da usina.

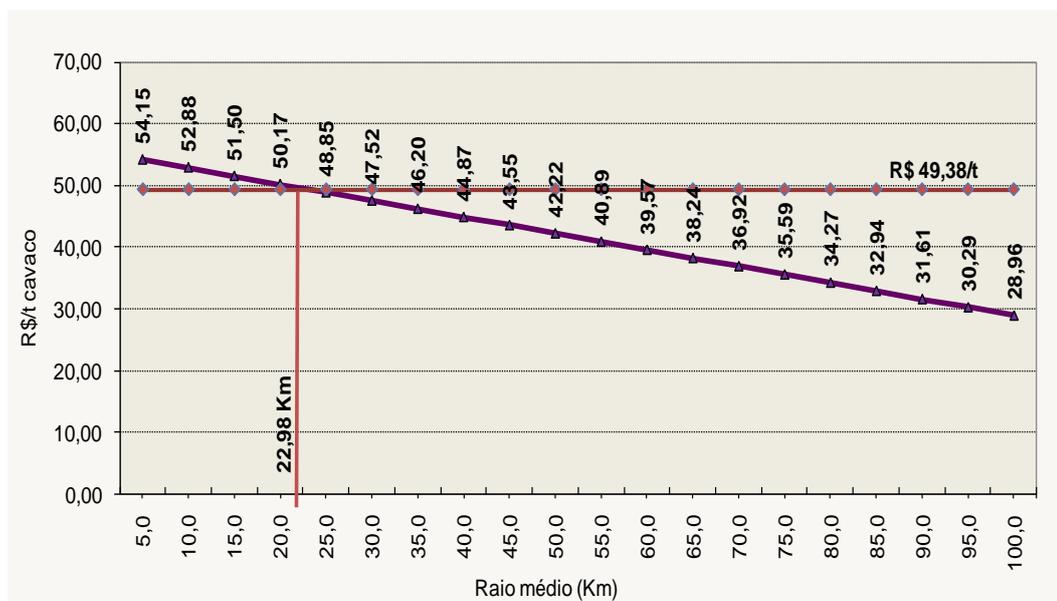


Gráfico 16. Preços possíveis de serem pagos pela biomassa adquirida de terceiros, em função da distância no transporte até a UTE-STP, com o projeto de inovação incremental.

Fonte: Elaborado pelo autor, com base no projeto da inovação incremental da UTE-STP e Paraná (2010b).

Note-se, não obstante, no apontamento contido no Gráfico 6.10., que o limite de distância viável para a compra da matéria-prima florestal de terceiros, o qual estabelece o preço competitivo em relação ao mercado, é de 22,98 km, distância que, praticamente, equivale ao raio médio de distância das áreas cultivadas com a cana-de-açúcar que são dedicadas à usina.

Assim sendo, presume-se que abaixo deste raio seria possível estabelecer um *link* viável entre as cadeias de produção florestal e a cadeia de agroenergia, por conta da adoção do projeto de inovação incremental pela usina estudada; contudo, *ceteris paribus*, verificou-se que além dos 22,98 km não seria viável adquirir a matéria-prima combustível de terceiros, embora seja viável a produção própria da matéria-prima combustível até 117,77 km; porém o limite representado pelo raio máximo de 22,98 km é suscetível a variações, pois, se por um lado os preços pagos pela lenha aos produtores pode se elevar por conta de um possível aumento na

demanda local, por outro, a matéria-prima produzida nos 20% das áreas remanescentes de arrendamento, relativas ao pagamento pelo uso da terra, pode provocar um aumento na oferta local, causando efeito inverso.

Além disso, qualquer efeito que seja provocado pela redução de custos - em consequência do aperfeiçoamento tecnológico e dos processos envolvidos, além dos efeitos de escala - ou pela elevação dos preços da energia elétrica no mercado, pode melhorar a competitividade da UTE-STP e dilatar o raio médio econômico, viabilizando a aquisição de biomassa florestal de terceiros e, assim pode proporcionar maior amplitude na ligação entre as duas cadeias produtivas.

De qualquer forma, a adoção do projeto de inovação incremental pode motivar inovações complementares e possibilitar outros encadeamentos na economia local, em decorrência do aumento da oferta de matéria-prima florestal própria para usos múltiplos dentro desta área delimitada pelo raio econômico de produção, pela disponibilidade de capacidade restante do conjunto dos equipamentos de corte, arraste, carregamento e processamento da biomassa florestal, o que pode envolver agricultores familiares proprietários de terras, dependendo da estratégia adotada no estabelecimento das parcerias para a produção e aquisição da matéria-prima florestal.

7 CONCLUSÃO

As análises econômicas realizadas permitiram constatar que a TIR encontrada para o atual *design* de projeto da UTE-STP pode não despertar o interesse do empresário, caso seja exigida uma taxa equivalente ao estabelecido para a TMA do projeto incremental – de 13,75% a.a., uma vez que esta TIR foi calculada em 10,72% a.a.

Por outro lado, com o projeto de inovação incremental na maneira como foi elaborado, será possível obter a TIR de 18,62% a.a. para o investimento se as áreas de cultivo florestal estiverem localizadas dentro de um raio médio de distância da usina de 30,0 km; no entanto pode-se obter uma TIR equivalente à TMA de 13,75% a.a. se as lavouras estiverem localizadas em um raio médio de distância de 117,7 km da UTE-STP.

Os resultados das análises indicaram que o efeito da redução do raio médio das áreas destinadas ao cultivo é inversamente proporcional ao desempenho da TIR, de forma que, caso as áreas dedicadas ao cultivo florestal se localizem dentro de um raio inferior a 30 km da UTE-STP, o resultado com o projeto da inovação incremental pode ser ainda melhor, com a TIR superando a taxa de 18,63%. Neste caso, o custo total da biomassa carregada na esteira alimentadora das caldeiras da UTE-STP pode ser inferior a R\$ 48,86 por tonelada de cavaco.

Assim sendo, com a adoção do projeto de inovação incremental, o *payback* da UTE-STP poderia ser reduzido de 13,1 anos para 10,5 anos, desde que se considere, para energia elétrica, o preço básico de R\$ 140,00/MWh, para o bagaço da cana-de-açúcar o custo de oportunidade de R\$ 17,00/t e para o cavaco de biomassa posto nas caldeiras o custo total de R\$ 48,86/t.

De acordo com as projeções realizadas, para um período de análise de 18 anos, foi constatado que o resultado líquido nominal do projeto com a inovação incremental é de R\$ 48.756.357,27, resultando no VPL de R\$ 10.489.586,13, desde que as áreas de cultivo florestal se localizem dentro de um raio médio de 30 km.

Por outro lado, foi constatado que existe uma quantidade considerável de terras disponíveis para o cultivo florestal ao redor da usina em foco. Por exemplo, entre o raio médio atual das áreas cultivadas com cana-de-açúcar, de 23 km, e o raio de 30 km, existe uma área de 166.553,10 ha, o que representa 32,9 vezes a

área necessária de cultivo para o projeto da inovação incremental, a qual foi projetada para 5.059,80 ha.

Assim, a hipótese central testada neste trabalho foi confirmada, pois, do ponto de vista técnico, econômico e financeiro se concluiu que o projeto de inovação incremental é viável.

A análise de sensibilidade, por sua vez, permitiu constatar que os efeitos da variação nos preços de energia elétrica sobre a TIR são proporcionais, contudo, são os mais sensíveis entre os parâmetros analisados.

Por outro lado, constatou-se que os efeitos provocados pela variação nos demais parâmetros são inversamente proporcionais à variação dos seus preços, que são, em ordem de importância, o custo de oportunidade do bagaço da cana-de-açúcar, o custo do cavaco da biomassa e o valor total do investimento.

Ademais, foi possível constatar a elevada sensibilidade do projeto às variações no preço da energia elétrica. Nesse sentido, uma redução de apenas 5,0% do preço médio de base utilizado nas análises, *ceteris paribus*, tornaria a proposta inviável, caso se mantivesse o patamar da TMA em 13,75% a.a.; no entanto, mantido um raio médio de 30km para as áreas destinadas ao cultivo florestal, seria suportada uma variação negativa de até 5,69% no preço base do MWh da energia elétrica comercializada, ou seja, este valor poderia chegar a R\$ 132,04/MWh.

Por outro lado, caso fosse adotado como critério equiparar o valor da TMA à TIR do atual *design* de projeto – de 10,72% a.a. –, no ponto de *breakeven*, seria possível utilizar biomassa florestal produzida em áreas situadas dentro de um raio médio de 162,8 km de distância.

A análise dos aspectos ambientais, legais e institucionais também permite concluir pela viabilidade do projeto de inovação incremental, pois a UTE-STP possui todos os equipamentos necessários para o controle de emissões de gases e partículas poluentes, podendo operar em plena capacidade com o combustível alternativo. Além do mais, a usina se encontra devidamente licenciada e o projeto proposto não infringe as leis em vigor, podendo ainda ser útil para equalizar uma questão de ordem legal e ambiental histórica, caso os proprietários das áreas arrendadas optem por reconstituir a reserva legal na sua cota-parte de 20%. Isto, ademais, não impede que os proprietários das áreas localizados dentro da zona delimitada (até R\$ 22,98 Km), onde o preço competitivo para a usina equivale ao

preço de mercado – R\$ 49,38/t – possam produzir e vender diretamente a produção para fins energéticos à UTE-STP.

Ainda, à luz da teoria da inovação originária de Schumpeter e dos autores neoschumpeterianos, constatou-se que a inovação é do tipo incremental, de processo, no seu sentido para a firma; todavia, caso seja adotada, pode desencadear inovações ulteriores, por exemplo, se os proprietários das terras - que recebem 20% do total da área plantada a título de pagamento pelo arrendamento – destinarem esta parcela à produção florestal com outras finalidades além da recomposição das suas áreas de reserva legal.

Note-se que, de acordo com a literatura consultada, o sistema de produção tradicional como foi proposto permite flexibilizar a sua finalidade, originando matérias-primas para usos múltiplos, ao contrário do sistema de *short-rotation*, que restringe o uso à produção de biomassa energética.

Desta maneira, pressupõe-se que seria viável desenvolver um *link* entre as cadeias de produção florestal e a cadeia de agroenergia dentro do raio médio de 22,98km, que seria motivado pela adoção do projeto de inovação incremental na UTE-STP, podendo envolver os agricultores familiares e demais proprietários de terras com parcerias para a produção e aquisição da matéria-prima florestal.

Por outro lado, qualquer efeito que seja provocado pela redução de custos em consequência do aperfeiçoamento tecnológico e dos processos envolvidos, além dos ganhos que podem ser proporcionados pela escala do projeto, ou pela elevação dos preços da energia elétrica no mercado, pode melhorar a competitividade da UTE-STP.

Assim sendo, a dilatação do raio médio econômico dentro do qual é possível adquirir a biomassa florestal de terceiros, proporcionaria uma maior robustez e amplitude à ligação entre estas duas cadeias produtivas.

Além disso, do ponto de vista social, foi apurado que o projeto de inovação incremental da UTE-STP pode gerar tributos ao fisco, recolhidos via IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, cujo total nominal acumulado é de R\$ 143.874.302,28 para o horizonte de análise com 18 anos, considerando-se, no caso, um raio médio de 30km para as áreas destinadas ao cultivo florestal. Também se apurou que, adicionalmente, podem ser gerados 43 empregos diretos com os investimentos nas atividades de produção e processamento da biomassa florestal.

Não obstante, do ponto de vista político institucional, é importante que seja aperfeiçoada a política de produção científica para produzir novos conhecimentos, indicadores técnicos, a partir de dados que sirvam para a referência regional sobre o potencial produtivo dos novos híbridos clonais de *Eucalyptus sp.* e seus atributos para o uso como fonte básica de energia na Região Noroeste do Estado do Paraná.

Estas referências, atualmente escassas, podem ser úteis na calibragem de futuros projetos e novos estudos; porém é essencial que se consolidem as políticas públicas de apoio à produção de energia renovável com relação a esta modalidade de empreendimento, pois se verificou que desde 2008 não ocorre um leilão oficial para compra de energia elétrica das fontes de biomassa no Ambiente de Contratação Regulada – ACR. Este fato se constitui em mais um fator de falta de estímulo ao mercado, podendo aumentar a instabilidade institucional, contribuir para a elevação nos fatores de risco deste tipo de negócio e desestimular os empresários.

Por outro lado, o produto deste trabalho pode ser apropriado na elaboração de projetos para as agroindústrias da cana-de-açúcar, especialmente aquelas que já produzem excedentes de energia elétrica destinados à comercialização e se utilizam dos sistemas turbogeradores do tipo de extração e condensação, cuja subutilização é típica na contrassafra da cana-de-açúcar e no período de entressafra.

Como último - mas não menos importante – resultado deste trabalho, espera-se que ele possam servir, em consonância com a teoria da inovação, como referência para o desenvolvimento de novos empreendimentos e como estímulo para novos estudos acadêmicos quanto às relações entre estas duas importantes cadeias produtivas e para a formulação de novas políticas de inclusão dos agricultores nesses processos produtivos.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS PÚBLICOS DELEGADOS DO ESTADO DE MATO GROSSO. **Agência aprova mudanças na metodologia de cálculo da TUSDg**. Cuiabá, 2009. [Notícia]. Disponível em: <http://www.ager.mt.gov.br/html/noticia.php?codigoNoticia=477&f_assunto=0&f_grupo=&f_data=>>. Acesso em: 1 fev. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Autoriza a empresa Cocal Comércio Indústria Canaã Açúcar e Alcool Ltda**: a estabelecer-se como produtor independente de energia elétrica. Brasília, DF, 4 maio 2004. [Relatório de processo n. 48500.001130/03-07]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/area2005056.pdf>>. Acesso em: 30 ago. 2009.

_____. **Tarifas de fornecimento de energia elétrica**. Brasília, DF, abr. 2005a. 30 p. [Cadernos Temáticos da ANEEL n. 4]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>>. Acesso em: 27 dez. 2009.

_____. **Acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição**. Brasília, DF, 2005b. 58 p. [Cadernos Temáticos da ANEEL n. 5.]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno5capa.pdf>>. Acesso em: 27 dez. 2009.

_____. Superintendência de Regulação Econômica. **Metodologia e cálculo da taxa de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica**. Brasília, DF, 2006. [Nota Técnica SRE/ANEEL n. 302/2006]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/008/resultado/nota_tecnica_n%C2%BA_302_2006_wacc.pdf>. Acesso em: 30 jul. 2009.

_____. SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA. **Metodologia e cálculo da taxa de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica**. Brasília, DF, 2007a. [Nota Técnica SRE/ANEEL n. 068/2007]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2007259.pdf>>. Acesso em: 30 jul. 2009.

_____. SUPERINTENDENCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO. **Acesso às redes de serviço público de transmissão e distribuição e tarifas de uso correspondentes**. Brasília, DF, 2007b. Nota Técnica SRT/ANEEL n. 053/2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh2007497_1.pdf>. Acesso em: 3 jan. 2010.

_____. SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA. **Metodologia de cálculo do custo do capital a ser utilizado na definição da receita teto das licitações a serem realizadas em 2008**: para contratação das concessões para a prestação do serviço público de transmissão, na modalidade de leilão público. Brasília, DF, 2008. Nota Técnica SER/ANEEL n. 044/2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2008301.pdf>>. Acesso em: 30 ago. 2009.

_____. **Informações técnicas:** tarifas: agentes do setor elétrico: Programa Nodal. Brasília, DF, 2010a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=94&idPerfil=2>>. Acesso em: 13 jan. 2010.

_____. **Informações técnicas:** tarifas: agentes do setor elétrico: tarifas de uso do sistema de distribuição. Brasília, DF, 2010b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=96&idPerfil=2>>. Acesso em: 13 jan. 2010.

_____. **Banco de Informações sobre Geração - BIG:** matriz de energia elétrica. Brasília, DF, 2010c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>>. Acesso em: 14 jul. 2010.

AGRÍCOLA RIO CLARO. Colheita mecanizada de cana crua, manejo da palha e aplicação de resíduo. In: WORKSHOP CANA CRUA & LIMPEZA DE CANA: experiência acumulada, 4., 2010, Botucatu. **Anais eletrônicos...** Botucatu: STAB: UNESP/Butucatu: Canaoeste, 11-13 maio 2010. 1 CD-ROM.

ALCÂNTARA, A. S. Biocombustíveis têm espaço para crescer. **Agência FAPESP**, 26 maio 2010. [Especiais]. Disponível em: <<http://www.agencia.fapesp.br/materia/12236/especiais/biocombustiveis-tem-espaço-para-crescer.htm>>. Acesso em: 20 set. 2010.

ALEXANDER, I.; MAYER, C.; WEEDS, H. **Regulatory structure and risk and infrastructure firms:** an international comparison. World Bank: Private Sector Development Department, Washington, D. C., 1996. 60 p. [Policy Research Working Paper, n°. 1698]. Disponível em: <http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/1999/08/15/00009265_3970625091351/Rendered/PDF/multi_page.pdf>. Acesso em: 20 out. 2009.

ALMEIDA, O. L. de. **Linhas de crédito de apoio disponíveis no BNDES:** destinadas ao financiamento de projetos florestais e, a aquisição de máquinas de fabricação nacional. Maringá: Superintendência do Banco do Brasil S. A. [Mensagem Pessoal]. Mensagem recebida por: <orlando_lisboa@terra.com.br> em: 27 jul. 2009.

ALVES-MAZZOTTI, A. J. Usos e abusos dos estudos de caso. **Cadernos de Pesquisa**, São Paulo, v. 36, n. 129, p. 637-651, set./dez. 2006. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/cp/v36n129/a0736129.pdf>>. Acesso em: 15 out. 2009.

ANÁLISE crítica da metodologia de taxa de custo de capital para o segundo ciclo de revisão tarifária: contribuição à audiência pública 008/2006. [Empresa de consultoria especializada em regulação de serviços públicos]. Belo Horizonte: Quantum., 26 jun. 2006. 15 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/008/contribuicao/contr_t_ristan_garcia_e_carlos_morosoli_-_quantum_taxa_wacc.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2009.

ARANTES, M. D. C. **Variação das características da madeira e do carvão de um clone de *Eucalyptus grandis* W. Hill ex Maiden x *Eucalyptus urophylla* S. T. Blake**. 2009. 137 f. Tese (Doutorado)-Programa de Pós-Graduação em Ciência e Tecnologia da Madeira, Universidade Federal de Lavras – UFLA, Lavras, 2009. Disponível em: <http://btdt.ufla.br/tde_busca/arquivo.php?codArquivo=2829>. Acesso em: 25 jun. 2010.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PRODUTORES DE FLORSTAS PLANTADAS. **Anuário estatístico da ABRAF 2010**: ano base 2009. Brasília, DF: ABRAF, 2010. 140 p. Disponível em: <<http://www.abraflor.org.br/estatisticas/ABRAF10-BR.pdf>>. Acesso em: 15 jul. 2010.

AWERBUCH, S. **Valuing Renewable and Conventional Generating Assets in an Environment of Uncertainty and Technological Change**. Environmental Audit Committee, House of Commons New Enquiry: Keeping the Lights on: Nuclear, Renewables and Climate Change. Brighton: University of Sussex: SPRU Energy Group. 2005. Disponível em: <<http://www.awerbuch.com/shimonpages/shimondocs/Commons-Sep23-05.doc>>. Acesso em: 20 nov. 2009.

AZEVEDO, C. E.; SATO, E. M. de. Créditos de carbono no contexto da comercialização de energia elétrica. **Revista Brasileira de Energia**, Rio de Janeiro, v. 14, n. 2, p. 9-25, 2 sem. 2008. Disponível em: <<http://www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=226>>. Acesso em: 7 mar 2010.

BAJAY, S. V.; NOGUEIRA, L. A. H.; SOUZA; F. J. R. de. O etanol da matriz energética brasileira. In: SOUZA, E. L. L. de; MACEDO, I. de C. (Coord.). **Etanol e bioeletricidade**: a cana-de-açúcar no futuro da matriz energética. São Paulo: Luc Projetos de Comunicação, 2010. p. 230-308. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/downloads/estudosmatrizenergetica/pdf/livro-etanol-bioeletricidade.pdf>>. Acesso em: 10 jul. 2010.

BALESTIERI, J. A. P. **Cogeração**: geração combinada de eletricidade e calor. Florianópolis: Ed. da UFSC, 2002. 279 p.

BARREIROS, M. B.; GONÇALVES, J. L. de M.; SANGÍGOLO, C. A.; POGGIANI, F. Modificações na produtividade e nas características físicas e químicas da madeira de *Eucalyptus grandis* causadas pela adubação com lodo de esgoto tratado. **Revista Árvore**, Viçosa, MG, v. 31, n. 1, p. 103-111, 2007. Disponível em: <<http://redalyc.uaemex.mx/pdf/488/48831112.pdf>>. Acesso em: 15 jun. 2010.

BARRETTO, V. C. de M. **Resíduos de indústria de celulose e papel na fertilidade do solo e no desenvolvimento de eucalipto**. 2008. 64 f. Tese (Doutorado)-Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Ciências Agrárias e Veterinárias de Jaboticabal, Jaboticabal, 2008. Disponível em: <<http://www.fcav.unesp.br/download/pgtrabs/pv/d/1973.pdf>>. Acesso em: 15 jun. 2010.

BARJA, G. de J. A. **A coogeração e sua inserção ao sistema elétrico**. 2006. 157 f. Dissertação (Mestrado)-Programa de Pós-Graduação em Ciências Mecânicas, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2006. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Dissertacao_Gabriel_de_Jesus.pdf>. Acesso em: 23 jun. 2008.

BAPTISTA, E. I. **Resumo do Projeto de Cogeração de Energia Elétrica e Aumento de Produção da Unidade de Paranacity**. Paranacity: Usaçucar, 2009. 61 p. [Mensagem Pessoal]. Mensagem recebida por: <ebaptista@usacucar.com.br>, em: 27 jun. 2009.

_____. **Coeficientes técnicos aplicáveis às caldeiras instaladas na Unidade do Grupo USAÇUCAR de Paranacity**. São Tomé, 19 jun. 2010. Dados coletados em visita técnica à Usina Santa Terezinha de São Tomé/PR.

BATISTA, E. R.; RAMOS, N. P.; LUCHIARI JÚNIOR, A. **Bioeletricidade no setor sucroalcooleiro paulista: participação no mercado de carbono, perspectivas e sustentabilidade**. Jaguariúna, SP: Embrapa Meio Ambiente, jul. 2009. Série Documentos n. 78. Disponível em: <<http://www.cnpma.embrapa.br/public/conta.php3?flag=149>>. Acesso em: 5 mar. 2010.

BERNARDES, M. S. O futuro da colheita da cana: novas tecnologias. In: CONGRESSO DE TECNOLOGIA NA CADEIA PRODUTIVA DA CANA-DE-AÇÚCAR EM MATO GROSSO DO SUL, 2008, Campo Grande. **Anais eletrônicos...** Campo Grande: OPEC, 22-23 ago. 2008 Disponível em: <<http://www.opec-eventos.com.br/canasul/download/marcosbernardes.pdf>>. Acesso em: 11 jul. 2010.

BIEZMA, M. V.; SAN CRISTOBAL, J. R. Investment criteria for the selection of cogeneration plants: a state of the art review. **Applied Thermal Engineering**, La Rioja, v. 26, no. 5, p. 583-588, Apr. 2006. Disponível em: <linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1359431105002243>. Acesso em: 12 set. 2009.

BLANK, L.; TARQUIN, A. **Engenharia econômica**. Tradução José Carlos Barbosa dos Santos. 6. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 2008. 756 p.

BOLSA DE VALORES, MERCADORIAS E FUTUROS. **O mercado de carbono**. São Paulo: BM&FBOVESPA, [2007a]. Disponível em: <<http://www.bmf.com.br/bmfbovespa/pages/MBRE/conheca.asp>>. Acesso em: 10 mar. 2010.

_____. **Mercado de carbono: o mercado de carbono na BM&FBOVESPA**. São Paulo: BM&FBOVESPA. abr. 2007b. Disponível em: <http://www.bmf.com.br/bmfbovespa/pages/mbre/download/Carbono_100407_pt.pdf?Idioma=pt-br>. Acesso em: 31 maio 2010.

_____. **BM&FBOVESPA sedia segundo leilão de créditos de carbono. São Paulo: BM&FBOVESPA, 2008.** Disponível em: <http://www.acionista.com.br/bovespa/230908_leilao_creditos_carbono.htm>. Acesso em: 16 mar. 2010.

_____. **Mecanismo de desenvolvimento limpo.** São Paulo: BM&FBOVESPA, 2009. Disponível em: <<http://www.bmf.com.br/bmfbovespa/pages/MBRE/mecanismo.asp>>. Acesso em: 4 mar. 2010.

_____. **BM&FBOVESPA realiza leilão de créditos de carbono voltado ao mercado voluntário.** São Paulo: BM&FBOVESPA, 2010a. Disponível em: <<http://www.bmfbovespa.com.br/pt-br/download/LeilaoCarbono.pdf>>. Acesso em: 31 maio 2010.

_____. **Leilão de créditos de carbono termina sem negócio.** São Paulo: BM&FBOVESPA. 8 abr. 2010b. Disponível em: <<http://www.bmfbovespa.com.br/pt-br/noticias/2010/Leilao-de-creditos-de-carbono-termina-sem-negocio-2010-04-08.aspx?idioma=pt-br&tipoNoticia=1>>. Acesso em: 30 jun. 2010.

BORTOLO, L. de. **O gênero Eucalyptus como alternativa para recomposição florestal em áreas vinculadas à Cooperativa Cooperval na Região Norte Central do Paraná.** 2007. 75 f. Dissertação (Mestrado)-Programa de Pós-Graduação em Agronomia, Universidade Estadual de Maringá, Maringá, 2007. Disponível em: <http://www.pga.uem.br/up/teses_3881_dluciano.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2010.

BRANDALISE, I. **Projeto e Orçamento de equipamentos de colheita mecanizada, arraste, processamento e carga de biomassa a campo:** fabricado pelas Empresas Veermer e Caterpillar. [Mensagem pessoal]. Mensagem recebida por: <brandalise_isael@pesa.com.br>, em: 26 jul. 2010.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. **Modelo institucional do setor elétrico:** MME. Brasília, DF, 2003. 60 p. Disponível em: <http://ucel.eln.gov.br/gse_doc/Modelo_Energia.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2009.

_____. Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República. Biocombustíveis. **Cadernos NAE**, Brasília, DF, n. 2, jul. 2004. 233 p. Disponível em: <http://www.biodiesel.gov.br/docs/Cadernos_NAE_v.2.pdf>. Acesso em: 23 ago. 2008.

_____. Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República. Mudança do Clima: Caderno II: Créditos de Carbono. **Cadernos NAE**, Brasília, DF, n. 4, abr. 2005a. Disponível em: <<http://www.sae.gov.br/site/?p=2777>>. Acesso em: 4 mar. 2010.

_____. Ministério das Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Leilão de energia nova A-5 – 2005**: primeiro leilão de energia elétrica de novos empreendimentos. Rio de Janeiro, 16 ago. 2005b. [Informe à Imprensa]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 13 mar. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Leilão de energia nova A-3 – 2006**: leilão de energia atual atrai interesse de 157 empreendimentos. Rio de Janeiro, 19 abr. 2006a. [Informe à Imprensa]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 13 mar. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. Empresa de Planejamento Energético. **Garantia Física dos Empreendimentos do Leilão Compra de Energia Nova de A-3 de 29 de junho de 2006**. Brasília, DF: EPE, 19 jun. 2006b. [Estudos para licitação da expansão da geração - Nota Técnica EPE-DEE-RE n. 051/2006-R0/2006]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-3%202006/LeilaoA-32006_12.aspx?CategorialD=45>. Acesso em: 26 set. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. **Leilão de energia nova A-5 – 2006**: leilão de energia nova A-5 – 2006 contrata 99,6% da demanda para 2011. Rio de Janeiro, 10 out. 2006c. [Informe à Imprensa]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 13 mar. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030**. Rio de Janeiro: EPE, 2007a. 408 p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/20080111_1.pdf>. Acesso em: 25 set. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Índice de custo benefício (ICB) de empreendimentos de geração termelétrica**: metodologia de cálculo: leilão de fontes alternativas – maio de 2007. Rio de Janeiro: EPE, 20 abr. 2007b. [Nota Técnica EPE-DEE-RE n. 031/2007-r0/2007]. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/1_leilao_fontes_alternativas/Anexo_XV_Metodologia_ICB.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Leilão de fontes alternativas**: 1º Leilão de energia de fontes alternativas agrega 638,64 MW ao SIN. Rio de Janeiro: EPE, 18 jun. 2007c. [Informe à Imprensa]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 13 mar. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. Secretaria de Política Energética. Portaria no. 135, de 25 de Junho de 2007: Anexos III e V. definem os montantes de garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica dos Leilões de Energia Nova A-3 e A-5 de 2007. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 26 jun. 2007d.

Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoA32007_37/Portaria%20135.pdf>.

Acesso em: 26 set. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos para licitação da expansão da geração**: índice de classificação dos empreendimentos de energia de reserva. Rio de Janeiro: EPE, 23 abr. 2008a. [Nota Técnica n. EPE-DEE/RE – 064/2008-r1/2008]. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoER2008_16/NT%20EPE-DEE-RE-064-2008-r2.pdf>. Acesso em: 13 mar. 2009.

_____. Ministério da Ciência e Tecnologia. Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima. **Manual para Submissão de Atividades de Projeto no âmbito do MDL**: à Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, visando à obtenção da Carta de Aprovação do Governo Brasileiro. 2. ed. Brasília, DF:

MCT/CIMGC, 1 jul. 2008b. 2 v. 36 p. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/clima>>.

Acesso em: 15 jan. 2010.

_____. Ministério das Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética.

Metodologia de cálculo da garantia física das usinas. Rio de Janeiro: EPE, 2 jul. 2008c. [Nota Técnica n. EPE-DEE-RE – 099/2008-r0/2008]. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_26/NT%20-%20metodologia%20de%20c%C3%A1lculo%20da%20GF%20para%20novas%20usinas.pdf>.

Acesso em: 13 nov. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **1º Leilão de energia de reserva - 2008**: definição do preço inicial. Rio de Janeiro: EPE, 15 jul. 2008d. [Nota Técnica n. EPE-DEE/DEN – 067/2008-r4/2008]. Disponível em:

<[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Anexo%2011%20-%20Apendice%202%20EPE-DEE-DEN-067_2008-r4%20\(24-7\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Anexo%2011%20-%20Apendice%202%20EPE-DEE-DEN-067_2008-r4%20(24-7).pdf)>. Acesso em: 13 mar. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Portaria n. 21, de 16 de julho de 2008: Trata da garantia física dos empreendimentos de geração termelétrica a biomassa para o Leilão de Energia de Reserva de 2008. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 17 jul. 2008e. Seção 1, v. 145, n. 136, p. 63. Disponível em:

<http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/Reserva/portaria_21-2008.pdf>. Acesso em: 14 mar. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE. Portaria n. 25, de 1º de agosto de 2008. Trata da garantia física dos empreendimentos de geração termelétrica a biomassa para o Leilão de Energia de Reserva de 2008. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 4 ago. 2008f. Disponível em: <www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/Reserva/portaria_25-2008.pdf>. Acesso em: 14 mar. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Leilão de energia de reserva**: leilão de energia de reserva negocia 2.379 MW de térmicas à biomassa. Rio de Janeiro, 14 ago. 2008g. [Informe à Imprensa]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20080814_1.pdf>. Acesso em: 13 mar. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Leilão de energia nova A-5/2008**: leilão A-5/2008 contrata 5.566 MW para atender o mercado nacional em 2013. Rio de Janeiro, 30 set. 2008h. [Informe à Imprensa]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20080930_1.pdf>. Acesso em: 13 mar. 2009.

_____. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2009 – Ano base 2008**: resultados preliminares. Rio de Janeiro: EPE, 2009a. 48 p. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENResultadosPreliminares2009.aspx>>. Acesso em: 25 set. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Índice de custo benefício (ICB) de empreendimentos de geração termelétrica**: metodologia de cálculo: leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração: A-3 e A-4. Rio de Janeiro: EPE, 17 jul. 2009b. [Nota Técnica n. EPE-DEE-RE – 102/2008-r2/2009]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/022009-ANEXO%207%20-%20NT-%20EPE-DEE-RE-102-2008-r2%20-%20Metodologia%20ICB_LEN%20A-3_A-5.pdf>. Acesso em: 15 dez. 2009.

_____. Ministério das Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e de Desenvolvimento Energético - SPE. Portaria n. 10, de 11 de agosto de 2009: ANEXO II. Dispõe sobre as Garantias Físicas de Energia e Dados Energéticos das Usinas Termelétricas Inflexíveis movidas à Biomassa para o Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração denominado A-3, de 2009. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, 12 ago. 2009c. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%20A-1_A-3_A-5%202009/Portaria%20MME%20n%C2%B0%2010-09.pdf>. Acesso em: 26 set. 2009.

_____. Ministério da Ciência e Tecnologia. **Fatores de Emissão de CO₂ de acordo com a ferramenta metodológica**: Tool to Calculate the Emission Factor for an Electricity System, Versions 1, 1.1 and 2. Brasília, DF: MCT: Conselho Executivo do MDL, 2010. Disponível em:
<www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>. Acesso em: 20 jun. 2010.

BRAUNBECK, O. A.; MAGALHÃES, P. S. G.; GARCIA, M. O. Colheita e recuperação da biomassa. In: CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. S.; GÓMES, E. O. (Coord.). **Biomassa para energia**. Campinas, SP: Unicamp, 2008. p. 63-91.

BRESSAN, F. O método de estudos de caso. **Administração on line**, São Paulo, v. 1, n. 1, jan./mar. 2000. Disponível em:
<http://www.fecap.br/adm_online/art11/flavio.htm>. Acesso em: 15 out. 2009.

BRITO, J. O. Usos energéticos do *Eucalyptus grandis*. In: JORNADAS FLORESTALES DE ENTRE RIOS, 9., 1994, Concórdia, AR. **Anais Eletrônicos...** Concórdia: INTA, out. 1994. p. IV-1 – IV-14. Disponível em:
<<http://www.inta.gov.ar/concordia/info/Forestales/contenido/pdf/1994/50-1994-04.pdf>>. Acesso em: 10 jan. 2010.

_____. O uso energético da madeira. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 21, n. 59, 2007. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40142007000100015&script=sci_arttext&tlng=en%5D>. Acesso em: 20 jul. 2009.

BRITO, J. O.; CINTRA, T. C. Madeira para energia no Brasil: realidade, visão estratégica e demanda de ações. **Biomassa & Energia**, Viçosa, MG, v. 1, n. 2, p. 157-163, 2004. Disponível em:
<http://www.renabio.org.br/arquivos/p_madeira_acoes_32541.pdf>. Acesso em: 15 set. 2009.

BREALEY, R. A.; MYERS, S. C. **Princípios de finanças empresariais**. Tradução H. Caldeira Menezes e J. C. Rodrigues da Costa. 3rd ed. Lisboa: McGraw-Hill, 1992, 924 p.

BROEK, R. van den; WIJK, A. van; TURKENBURG, W. W. Electricity generation from eucalyptus and bagasse by sugar mills in Nicaragua: a comparison with fuel oil electricity generation on the basis of costs, macro-economic impacts and environmental emissions. **Biomass and Energy**, Oxford, v. 19, no. 5, p. 311-335, Nov. 2000. Disponível em:
<http://www.sciencedirect.com/science?_ob=MIimg&_imagekey=B6V22-41P17W5-4-B0&_cdi=5690&_user=686210&_pii=S0961953400000349&_orig=search&_coverDate=11%2F30%2F2000&_sk=999809994&view=c&wchp=dGLzVlz-zSkWA&md5=06a0eb4d7b2e98813a811c2063d1a71e&ie=/sdarticle.pdf>. Acesso em: 5 jan. 2010.

BRUNI, A. L.; FONSECA, Y. D. da. Técnicas de Avaliação de Investimentos: uma breve revisão da literatura. **Cadernos de Análise Regional**, São Paulo, v. 1, p. 40-54, 2003. Disponível em:

<http://desenbahia2007.nitro71.com.br/recursos/news/video/%7B1FB86F7F-2888-482A-B9AA-D9525E1AF7A2%7D_Artigo_05.pdf>. Acesso em: 12 abr. 2009.

BUAINNAIN, A. M.; BATALHA, M. O. (Coord.). **Cadeia produtiva da agroenergia**.

Brasília, DF: IICA: MAPA/SPA, 2007a. 112 p. [Agronegócios v. 3]. Disponível em:

<<http://www.iica.org.br/Docs/CadeiasProdutivas/Cadeia%20Produtiva%20da%20Agroenergia.pdf>>. Acesso em: 15 set. 2009.

_____. **Cadeia produtiva de madeira**. Brasília, DF: IICA: MAPA/SPA, 2007b. 84 p. [Agronegócios v. 6]. Disponível em:

<<http://www.iica.org.br/Docs/CadeiasProdutivas/Cadeia%20Produtiva%20de%20Florestas%20Plantadas%20e%20Madeira.pdf>>. Acesso em: 15 set. 2009.

CANUTO, O.; SANTOS, P. F. P. dos. **Risco soberano e prêmios de risco em economia emergentes**. Brasília, DF: Ministério da Fazenda. Secretaria de Assuntos Internacionais, out, 2003. 43 p. [Temas de Economia Internacional n. 1]. Disponível em:

<http://www.ie.ufrj.br/hpp/intranet/pdfs/canuto_o._e_santos_p._risco_soberano_e_prêmios_de_risco_2003.pdf>. Acesso em: 19 out. 2009.

CANZIANI, J. R. F.; GUIMARÃES, V. di. A.; GUIMARÃES, F. C. **Elaboração e Análise de Projetos**. Curitiba: Iesde-Brasil, 2004. 150 p.

CALDEIRA FILHO, A. **Informações sobre o projeto florestal da UTE Rondon II**.

[mensagem pessoal]. [Setor de Engenharia e Fomento Florestal da UTE Rondon II].

Mensagem recebida por: <albertocfilho@gmail.com>, em: 23 mar. 2010.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Visão geral das operações na CCEE**. São Paulo: CCEE, [2009]. Disponível em:

<http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Treinamento/Visao_Geral_Operacoes_CCEE_final.pdf>. Acesso em: 10 out. 2009.

_____. **Comercialização de energia**: preços: Histórico de preços semanais. São Paulo: CCEE, 2010. Disponível em:

<http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Treinamento/Visao_Geral_Operacoes_CCEE_final.pdf>. Acesso em: 4 jan. 2010.

CANNELL, M. G. R. Carbon sequestration and biomass energy offset: theoretical, potential and achievable capacities globally, in Europe and the UK. **Biomass and Bioenergy**, Oxford, v. 24, no. 2, p. 97-116, Feb. 2003. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science?_ob=MIimg&_imagekey=B6V22-47CPM5M-1-CW&_cdi=5690&_user=686210&_pii=S0961953402001034&_orig=search&_coverDate=02%2F28%2F2003&_sk=999759997&view=c&wchp=dGLbVlz-zSkWb&md5=df28a32fde00360e8ff6f601860def28&ie=/sdarticle.pdf>. Acesso em: 31 maio 2010.

CASTANHO FILHO, E. P. et al. (Coord.). **Um plano estadual para florestas energéticas**. São Paulo: Instituto de Economia Agrícola. jan. 2009. 43 p. [Textos para discussão n. 1]. Disponível em: <<ftp://ftp.sp.gov.br/ftpiea/td/td-012009.pdf>>. Acesso em: 22 set. 2009.

CARPIO, R. C. **Avaliação técnico-econômica de sistemas avançados de cogeração com altos parâmetros de vapor no setor sucro-alcooleiro brasileiro**. 2000. 145 f. Dissertação (Mestrado)-Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI, Itajubá, MG, 2000.

CARPIO, R. C.; LORA, E. S. Estudo abrangente da cogeração no setor sucroalcooleiro. In: AGRENER 2002 - Encontro de Energia no Meio Rural, 4., 2002, Campinas, SP. **Anais...** Campinas, SP: NIPE/Unicamp, out. 2002. Disponível em: <<http://www.nipeunicamp.org.br/agrener/anais/2002/0060.pdf?3bc2dbeb0a7bf779fe39c865b70b3b3f=874f4d94a1a6d02689ed38812b475d50>>. Acesso 15 set. 2009.

CARVALHO, J. F. Biomassas utilizáveis industrialmente como fonte de energia primária. In: CHACEL, J. (Coord.). **Biomassa coadjuvante na oferta total de energia**. São Paulo: Confederação Nacional da Indústria: Conselho para Assuntos de Energia, 1983. p. 11-27.

COELHO, S. T.; ZYLBERSZTAJN, D. Barreiras e mecanismos de implementação à cogeração de eletricidade a partir de biomassa. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 3., 1998, São Paulo. **Anais...** São Paulo: SEESP/SBPE/USP/UNICAMP/COPEE-UFRJ, 1998. p.159-161. Disponível em: <<http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/1998/trabalho/barrei~1.pdf>>. Acesso em: 27 jul. 2008.

CONSELHO REGIONAL DE ENGENHARIA, ARQUITETURA E AGRONOMIA DO PARANÁ. **SISLEG**: sistema de manutenção, recuperação e proteção da reserva legal. Curitiba: CREA/PR: IAP, [2009]. 54 p. [Série de publicações temáticas do CREA/PR n. 2]. Disponível em: <http://www.crea-pr.org.br/crea3/html3_site/doc/guia/cartilhaSISLEG_baixa.pdf>. Acesso em: 14 jun. 2010.

CORREA 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. 194 f. Dissertação (Mestrado)-Programa de Pós-Graduação de Engenharia - COPPE/UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

CORTEZ, L.; VELÁZQUEZ, S. M. S. G.; COELHO, S. T.; MOREIRA, J. R.; AMENDOLA, F. C. B.; GAVIOLI, F.; LIMA, C. Análise do processo produtivo do eucalipto no sistema *short rotation* para uso como combustível em uma usina termoelétrica. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DE BIOENERGIA, 4., 2009, Curitiba. **Anais...** Curitiba: Fundação de Pesquisas Florestais do Paraná – Fupef: Universidade Federal do Paraná – UFPR: Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL: ITAIPÚ Binacional, 18-21 ago. 2009, 7 p. Disponível em: <http://cenbio.iee.usp.br/download/publicacoes/congbioen_cortez.pdf>. Acesso em: 12 mar. 2010.

CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. S.; GÓMES, E. O. (Coord.). **Biomassa para energia**. Campinas, SP: Unicamp, 2008. 732 p.

COUTO, L.; MÜLLER, M. D. **Avaliação de densidade de plantio e rotação de plantações de rápido crescimento para produção de biomassa**. Viçosa, MG: RENABIO, 2006. 58 p. [Documento técnico RENABIO n. 002/2006]. Disponível em: <http://renabio.net/arquivos/p_avaliacao_biomassa_22149.pdf>http://renabio.net/arquivos/p_avaliacao_biomassa_22149.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2010.

COUTO, L.; MÜLLER, M. D. Florestas energéticas no Brasil. In: CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. S.; GÓMES, E. O. (Coord.). **Biomassa para energia**. Campinas, SP: Ed. da Unicamp, 2008. p. 93-111.

COSTA, R. C. da; PIEROBON, E. C. Leilão de energia nova: análise da sistemática e dos resultados. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n. 27, p. 39-58, mar. 2008. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set2703.pdf>. Acesso em: 19 mar. 2009.

DALBEN, P. R. Desintegrador de impurezas vegetais. In: WORKSHOP CANA CRUA & LIMPEZA DE CANA: experiência acumulada, 4., 2010, Botucatu. **Anais eletrônicos...** Botucatu: STAB: UNESP; Botucatu: Canaoeste, 11-13 maio 2010. 1 CDROM.

DAMODARAN, Aswath. **Avaliação de Investimentos**. Tradução Carlos Henrique Trieschmann e Ronaldo de Almeida Rego. 1. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1997, 630 p.

DEDINI monta complexo termoelétrico. **Jornal de Piracicaba**, Piracicaba, 4 abr. 2007. [Economia: Negócios]. Disponível em: <http://www.jornaldepiracicaba.com.br/news.php?news_id=48445>. Acesso em: 15 jan. 2009.

DEL QUIQUI, E. M.; MARTINS, S. S.; SHIMIZU, J. Y.; Avaliação de espécies e procedências de Eucalyptus para o Noroeste do Estado do Paraná. **Acta Scientiarum**, Maringá, v. 5, p. 1173-1177, 2001.

DEMATTE, J. L. I. **Racionalização do uso de fertilizantes e corretivos na cultura da cana-de-açúcar**: uma importante alternativa de redução de custo agrícola. Piracicaba: International Plant Nutrition Institute, 2009. [Informações Agronômicas, n. 17].

DOSI, G. **Mudança técnica e transformação industrial**: a teoria e uma aplicação na indústria dos semi-condutores. Tradução Carlos D. Szlak. Campinas, SP: Ed. da Unicamp, 2006. 460 p. [Clássicos da inovação].

EMPRAL ENGENHARIA INDUSTRIAL; PETERSEN ENGENHARIA; SUCRAL ENGENHARIA. Sistemas de limpeza de cana na indústria. In: WORKSHOP CANA CRUA & LIMPEZA DE CANA: experiência acumulada, 4., 2010, Botucatu. **Anais eletrônicos**...Botucatu: STAB: UNESP/Butucatu: Canaoeste, 11-13 maio 2010. 1 CD-ROM.

ERENO, D. Aproveitamento total. **Biocombustíveis em foco**, Brasília, DF: Instituto Interamericano de Cooperação para a Agricultura, Brasília, DF, ano 1, n. 8, p. 20-22, ago. 2009. Disponível em: <http://www.iica.org.br/Docs/Publicacoes/Agronegocio/2009/Biocombustiveis_em_FOCO-Anol-N008.pdf>. Acesso em: 29 set. 2009.

EXPERIÊNCIA com eucaliptos. **Globo Rural**, São Paulo, 19 fev. 2009. Edição eletrônica diária. Disponível em: <http://globoruraltv.globo.com/TVGlobo/Jornalismo/Telejornais/globorural/CDA/tvg_cmp_globorural_noticia_imprimir/0,28073,333719,00.html>. Acesso em: 16 set. 2009.

FERLING, F. F. **Gestão de bacias aéreas como instrumento de gestão ambiental**: estudo de caso em projetos de energia no Estado de São Paulo. 2008. 127 f. Dissertação (Mestrado)-Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-17062008-080040/>>. Acesso em: 4 jun. 2010.

FERREIRA da SILVA, E.; SILVA, L. F. C. A.; MADEIRA, F. G.; YAMAMOTO, S. K.; PEREIRA, C. A. G.; MARSCHAL, B. M. Contratos de novos empreendimentos de fonte termelétrica no mercado brasileiro. In: ENCONTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DO CIGRÉ, 13., 2009, Puerto Iguazú, AR. **Trabajos Técnicos Aprobados...** Buenos Aires: Centro de Investigación de Grandes Redes Eléctricas - CIGRÉ, 2009. Disponível em: <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C5/C5-101.pdf>>. Acesso em: 20 dez. 2009.

FIALHO, J. T. **As pequenas propriedades rurais e sua inclusão na cadeia produtiva da madeira**: uma percepção dos atores florestais paranaenses. 2007. 280 f. Tese (Doutorado)-Programa de Pós-Graduação em Engenharia Florestal, da Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2007. Disponível em: <http://www.floresta.ufpr.br/pos-graduacao/defesas/pdf_dr/2007/t224_0282-D.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2009.

FINGUERUT, J.; MEIRELES, A. J. A.; GUIRARDELLO, R.; COSTA, A. C. Fermentação, hidrólise e destilação. In: CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. S.; GÓMES, E. O. (Coord.). **Biomassa para energia**. Campinas, SP: Unicamp, 2008. p.

FUNDAÇÃO INSTITUTO DE PESQUISAS CONTÁBEIS, ATUARIAIS E FINANCEIRAS. **Manual de contabilidade das sociedades por ações**: aplicável também as demais sociedades. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2007. 650 p. FRANCO, H. C. J.; VITTI, A. C.; FARONI, C. E.; CANTAREIRA, H.; TRIVELIN, P. C. Estoque de nutrientes em resíduos culturais incorporados ao solo na reforma das áreas de cana de açúcar. **STAB**, Piracicaba, v. 25. n. 6, p. 32-36, jul./ago. 2007.

FREDERICO, P. G. U. **Efeito da região e da madeira de Eucalipto nas propriedades do carvão vegetal**. 2009. 73 f. Dissertação (Mestrado)-Programa de Pós-Graduação em Ciência Florestal, Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2009. Disponível em: <<http://www.dominiopublico.gov.br/download/texto/cp112563.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2010.

FREEMAN, C.; SOETE, L. **A economia da inovação industrial**. Tradução André Luiz Sica e Janaina Oliveira Pamplona da Costa. Campinas, SP: Ed. da Unicamp, 2008. 813 p. [Clássicos da inovação].

FREITAS, J. B.; SEVERIANO FILHO, C. Apreciação dos custos ocultos do processo sucroalcooleiro em uma usina de álcool na Paraíba. **Gestão Industrial**, Ponta Grossa, v. 3, n. 1, p. 52-63, 2007. Disponível em: <<http://www.pg.utfpr.edu.br/depog/periodicos/index.php/revistagi/article/view/80/77>>. Acesso em: 3 out. 2009.

FRONDIZI, I. R. de M. L. (Coord.). **O mecanismo de desenvolvimento limpo**: guia de orientação 2009. Rio de Janeiro: Imperial Novo Milênio: FIDES, 2008, 136p. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0205/205947.pdf>. Acesso em: 4 mar. 2010.

GALTIERI, W. G.; PETTINATI, P.; OKANO, M. **Informações sobre o regime operacional e os coeficientes técnicos do sistema de produção de vapor para o conjunto termogerador de Condensação & Extração da UTE Santa Terezinha de Paranacity - PR**, com o atual design de projeto para 2012 e a capacidade de uso destes sistema para o projeto da inovação incremental. Paranacity: USAÇUCAR. 2010. [Mensagem Pessoal]. Mensagem recebida por: <gualtieri@usacucar.com.br>, em: 17 jul. 2010.

GARCIA, M.; OLIVARES, G. O Prêmio de Risco da Taxa de Câmbio no Brasil durante o Plano Real. **Revista Brasileira de Economia**, Rio, Rio de Janeiro, 2001. Disponível em: <http://www.econ.puc-rio.br/mgarcia/Papers/Mgarcia_Gino_rbe_010105.PDF>. Acesso em: 17 nov. 2009.

GIOMO, R. Eucalipto será matéria-prima para Usina Rio Pardo cogearar. **Agência UDOP**, Araçatuba, 20 abr. 2010. Disponível em: <<http://www.portaludop.com.br/index.php?item=noticias&cod=1065952#>>. Acesso em: 27 ago. 2010.

GOLDENBERG, J.; PRADO, L. T. S. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. **Tempo Social**, São Paulo, v.15, n. 2, p. 219-235, nov. 2003. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_pdf&pid=S0103-20702003000200009&lng=en&nrm=iso&tlng=pt>. Acesso em: 20 set. 2009.

GOLDENBERG, J.; NIGRO, F. E. B.; COELHO, S. T. **Bioenergia no estado de São Paulo**: situação atual, perspectivas, barreiras e propostas São Paulo: Imprensa Oficial do Estado de São Paulo, 2008. 152 p. Disponível em: <http://www.desenvolvimento.sp.gov.br/noticias//files/livro_bioenergia.pdf>. Acesso em: 17 set. 2009.

GOMES, S. I. **Análise de viabilidade de cultivos florestais para fins de produção de energia elétrica**. 2007. 120 f. Dissertação (Mestrado)-Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Estadual de Maringá, Maringá, 2007.

GOMIDE, J. L.; COLODETTE, J. L.; OLIVEIRA, R. C. de; SILVA, C. M. Caracterização tecnológica, para produção de celulose, da nova geração de clones de *Eucalyptus grandis* no Brasil. **Revista Árvore**, Viçosa, MG, v. 29, n. 1, p. 129-137, 2005. Disponível em: <<http://redalyc.uaemex.mx/pdf/488/48829114.pdf>>. Acesso em: 22 jun. 2010.

HAKAMADA, R. E. **Condução de brotação de eucalipto**: condução de brotação na International Paper. In: SIMPÓSIO TÉCNICAS DE PLANTIO E MANEJO DE EUCALIPTO PARA USOS MÚLTIPLOS, 4., 2009, Piracicaba: ESALQ/USP: FEALQ: IPEF, 25-27 nov. 2009. 67 p. Apresentação em MS-Power Point.

HAMILTON, K. U.; SJARDIN, M.; SHAPIRO, A.; MARCELO, T. **Fortifying the foundation**: state of the voluntary carbon markets 2009. New York; Washington, DC: Ecosystem Marketplace & New Carbon Finance, 20 may 2009. 108 p. [Report]. Disponível em:
<http://ecosystemmarketplace.com/documents/cms_documents/StateOfTheVoluntaryCarbon>. Acesso em: 10 mar. 2010.

HAMILTON, K. U.; CHOKKALINGAM, M. B. **State of the Carbon Markets 2009**: taking root & branching out. New York, NY: Ecosystem Marketplace, 14 jan. 2010. 108 p. [Report]. Disponível em:
<http://moderncms.ecosystemmarketplace.com/repository/moderncms_documents/SFCM.pdf>. Acesso em: 10 mar. 2010.

HASSUANI, S. J. LEAL, M. R. L V.; MACEDO, I. de C. (Org.). **Biomass power generation**: sugar cane bagasse and trash. 1. ed. Piracicaba: PNUD;CTC , 2005. 217 p. [Série Caminhos para Sustentabilidade n. 1]. Disponível em:
<http://www.ctcanavieira.com.br/media/Seminario_Alternativas_/00%20-%20Livro_BRA96G31.PDF>. Acesso em: 14 jun. 2010.

HASSUANI, S. J. (Coord.). **Bagaço e palha de cana para fins energéticos**: caracterização, manuseio e armazenagem. Piracicaba: Centro de Tecnologia Canavieira. 2010a. Disponível em:
<http://www.ctcanavieira.com.br/site/index.php?option=com_content&view=article&id=431&Itemid=1380>. Acesso em: 13 jun. 2010. [Website da Organização].

_____. Limpeza a seco da cana: tecnologia CTC. In.: In: WORKSHOP CANA CRUA & LIMPEZA DE CANA: experiência acumulada, 4, 2010b, Botucatu. **Anais eletrônicos...** Botucatu: STAB: UNESP; Butucatu: Canaoeste, 11-13 maio 2010. 1 CD ROM.

HUGOT, E. **Handbook of cane sugar engineering**. New York: Elsevier, 1972.

_____. **Manual da engenharia açucareira**. Tradução: Irmtrud Miocque. 1. ed. rev. port. São Paulo: Mestre Jou, 1977, v. 2.

INSTITUTO DE PESQUISAS TECNOLÓGICAS DO ESTADO DE SÃO PAULO. **A madeira como combustível**. São Paulo, 1937. p. 165-171. [Boletim n. 17].

EGGLESTON, H. S.; BUENDIA, L.; MIWA, K.; NGARA, T.; TANABE, K. **2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. Hayama, Japan: Institute for Global Environmental Strategies – IGES, 2006. [Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme]. Disponível em: <<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>>. Acesso em: 1 jun. 2010.

JAPÃO. Ministério do Meio Ambiente. **Manual do MDL**: para desenvolvedores de projeto e formuladores de políticas. Tradução: Anexandra de Ávila Ribeiro. Tóquio: JICA, 2006. 117 p. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24662.pdf>. Acesso em: 2 mar. 2010.

_____. Ministério do Meio Ambiente. **MDL ilustrado**: atualizado até os resultados da 48ª reunião do Conselho Executivo. Tradução: Anexandra de Ávila Ribeiro. Tóquio: JICA/IGES, jul. 2009. 101 p. [Versão 8.0]. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0204/204967.pdf>. Acesso em: 2 mar. 2010.

JARA, E. R. P. **O poder calorífico de algumas madeiras que ocorrem no Brasil**. São Paulo: Instituto de Pesquisas Tecnológicas, 1989. 6 p. (Comunicação Técnica, n. 1797).

JENKINS, B. M. **Fuel properties for biomass materials**. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON APPLICATION NA MANAGEMENT OF ENERGY IN AGRICULTURE: the role of biomass fuels, New Delhi: Punjab Agricultural University, 21-23 may. 1990.

JONSSON, J. **Automation of pulp wood measing**: an economical analysis. 2009. 41 f. (Master Thesis)-Advanced D-level Business Administration, Department of Forest Products, Faculty of Forest Sciences, Swedish University of Agricultural Sciences, Upsala, Swedish, 2009. Disponível em: <http://stud.epsilon.slu.se/390/1/Exjobb_36.pdf>. Acesso em: 15 set. 2009.

KERR, R. B.; PEREIRA, L. C. J.; KIMURA, H.; LIMA, F. G. Investing in Clean Development Mechanism - CDM Projects. In: INTERNATIONAL WORKSHOP ADVANVES IN CLEAR PRODUCTION: Key Elements for a Sustainable World: Energy, Water and Cimate Change, 2, 2009, São Paulo, SP. **Trabalhos Apresentados...** São Paulo: PPGE-UNIP, 2009, Disponível em: <<http://www.advancesincleanerproduction.net/second/files/sexoes/4b/5/L.%20C.%20J.%20Perera%20-%20Resumo%20Exp.pdf>>. Acesso em: 12 mar. 2010.

KINPARA, D. I.; ROCHA, M. G. da. **Biodiesel e segurança alimentar**. Brasília, DF: Embrapa Informação Tecnológica. 10 mar. 2008. [Portal Agrosoft Brasil]. Disponível em: <<http://www.agrosoft.org.br/agropag/100195.htm>>. Acesso em: 21 maio 2008.

LAMÔNICA, H. M. Geração de energia elétrica a partir da biomassa de cana. In: SEMINÁRIO BIOELETRICIDADE, nov. 2005, Rio de Janeiro: Instituto Nacional de Eficiência Energética. **Relatório Executivo...** Rio de Janeiro: INEE, nov. 2005, 85 p. Disponível em:

<<http://www.inee.org.br/downloads/biomassa/Relatorio%20Final%20-%20Rev%2013%2002%2003.pdf>>. Acesso em: 5 out. 2009.

_____. **Determinação da eficiência elétrica das usinas brasileiras para produção exclusiva de açúcar e/ou etanol.** Piracicaba: Centro de Tecnologia Canavieira, 2010. Disponível em:

<http://www.ctcanavieira.com.br/site/media/Usina_Referencia_MDL_r0a.pdf>. Acesso: 2 jul. 2010.

LEITE, A. D. **A energia do Brasil.** 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007. 658 p.

LIMA, E. A. de; ABDALA, E. M.; WENZEL, A. A. **Influência da umidade no poder calorífico superior da madeira.** Colombo: Embrapa Florestas, dez. 2008.

[Comunicado Técnico, n. 220]. Disponível em:

<http://www.infoteca.cnptia.embrapa.br/bitstream/CNPF-2009-09/44878/1/com_tec220.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2010.

LOPES, I. V. (Coord.). **O mecanismo de desenvolvimento limpo – MDL:** guia de orientação. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 2002. 90 p.

MACEDO, I. de C.; NOGUEIRA, L. A. H. **Avaliação da expansão da produção de etanol no Brasil.** Brasília, DF: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGEE, jul. 2004. 71 p. [Série Prospecção tecnológica: biocombustíveis]. Disponível em: <<http://www.apta.sp.gov.br/cana/anexos/bc18.pdf>>. Acesso em: 30 set. 2009.

MACIEL, T. de S.; CABAÑAS, L. A. Aplicabilidade do mercado de carbono na coogeração de energia no setor sucro-alcooleiro. In: ENGEMA - ENCONTRO NACIONAL SOBRE GESTÃO EMPRESARIAL E MEIO AMBIENTE, 9., 2007, Curitiba: Universidade Positivo. **Anais...** São Paulo: FEA/USP; FGV/EAESP, 2007. Disponível em: <<http://engema.up.edu.br/arquivos/engema/pdf/PAP0279.pdf>>. Acesso em: 22 mar. 2010.

MAGALHÃES, P. S. G.; MILAN, M.; MOLIN, J. P.; SOUZA, Z. M. de; VOLPATO, C. E.; SIMÕES, J. In: WORKSHOP DE COLHEITA DE CANA-DE-AÇÚCAR E PALHA PARA A PRODUÇÃO DE ETANOL, 2., 2006, Campinas, SP. **Relatório do Workshop...** Campinas, SP: Unicamp, 29 nov. 2006. 20 p. Disponível em: <http://www.apta.sp.gov.br/cana/anexos/Relatorio_workshop_Colheita_de_cana.pdf>. Acesso em: 17 jan. 2009.

MALAVOLTA, E. **Manual de química agrícola adubos e adubação.** São Paulo: Ed. Agronômica Ceres, 1981.

MARQUES, H. Usinas podem gerar 3 mil empregos em 2 cidades de MS. **Campo Grande News**, Campo Grande, 10 abr. 2008. Economia. Disponível em: <<http://www.campograndenews.com.br/canais/view/?canal=6&id=224581>>. Acesso em: 10 ago. 2010.

MARTIN, A. Food Report Criticizes Biofuel Policies. **The New York Times**, New York, 30 May 2008. Disponível em: <http://www.nytimes.com/2008/05/30/business/worldbusiness/30food.html?_r=1&sq=DIOUF%20Jacques%20Congress%20Roma%202008%20september%2016&st=cse&scp=2&pagewanted=print>. Acesso em: 3 jun. 2008.

MEADE-CHEN. **Cane sugar handbook**. New York: John Wiley & Sons, 1977.

MELLO, A. O. P. B. **Os investimentos no setor elétrico**. 2008. 134 f. Dissertação (Mestrado)-Programa de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MELLO, J. C. de O. (Coord.). **Geração de eletricidade a partir de biomassa e biogás**. São Paulo: Governo do Estado de São Paulo. 2007. 75 p. [Termo de Referência n. 8]. Disponível em: <<http://www.saneamento.sp.gov.br/noticias/set-07/TR8%20Relat%C3%B3rio%20-%20Minuta.pdf>>. Acesso em: 23 fev. 2008.

_____. **Impactos da reforma tributária para o setor elétrico**. In: FÓRUM CANAL DA ENERGIA: impactos da reforma tributária para o setor elétrico. Rio de Janeiro: Centro de Treinamento e Estudos em Energia, 2008. [Apresentação em MS Power Point]. Disponível em: <http://www.zonaeletrica.com.br/downloads/ctee/forumce_reforma/P1_0900_Joao-Carlos-Melo_Impac-Ref-Tribut-Set-Elet.pdf>. Acesso em: 3 jan. 2010.

MENARIM FILHO, A. **Projeto técnico para cultivo florestal: Gema Florestal – Icaraíma/PR: análise de resultados e indicadores técnicos do empreendimento**. [Projeto técnico em arquivo de MS-WORD, de jul. 2006]. Mensagem recebida por: <menarin@emater.pr.gov.br>, em: 9 jul. 2010.

MENEGUETTI, A. **Resumo das condições nas quais se estabeleceu o contrato de venda dos excedentes atuais de energia elétrica da Usina Santa Terezinha de Paranacity/PR com a compradora paulista**. [Mensagem pessoal]. Mensagem recebida por: <alvaro@usacucar.com.br>, em: 22 ago. 2009.

_____. **Capacidade atual instalada para colheita mecânica na Usina Santa Terezinha e informações sobre o funcionamento da Unidade Termoelétrica**. [Mensagem pessoal]. Mensagem recebida por: <alvaro@usacucar.com.br>, em: 5 abr. 2010.

MICHAELOWA, A.; STRONZIK, M. **Transaction Costs of the Kyoto Mechanisms**. Hamburg, Germany: Hamburg Institute of International Economics, 2002. 35 p. [HWWA Discussion Paper nº 175]. Disponível em: <<http://www.econstor.eu/bitstream/10419/19337/1/175.pdf>>. Acesso em: 4 fev. 2010.

MICHELLON, E.; SACOMAN, A.; JESUS L. S. de. **A cultura do eucalipto**: estimativa do custo de produção de eucalipto: atualizado para fevereiro de 2010. [Resultados de projeto PIBIC]. [mensagem pessoal]. Mensagem pessoal recebida em: 10 jul. 2010. [planilha eletrônica em MS-Excel]. Não publicado.

MÜLLER, M. D. **Produção de madeira para geração de energia elétrica numa plantação clonal de eucalipto em Itamarandiba, MG**. 2005. 108 f. Tese (Doutorado)-Programa de Pós-Graduação em Ciência Florestal, Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2005. Disponível em: <<http://www.ipef.br/servicos/teses/arquivos/muller.md.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2009.

NAGAOKA, M. P. T.; ESPERANCINI, M. S. T.; VIRGENS FILHO, J. S.; MAGALHÃES, A. M.; NAGAOKA, M. E.; GUERRA, S. P. S. Análise econômica de viabilidade de coogeração de energia elétrica. **Revista Científica Eletrônica de Engenharia Florestal**, Garça, ano 5, n. 9, fev. 2007. Disponível em: <http://www.revista.inf.br/florestal09/pages/artigos/ARTIGO_10.pdf>. Acesso em: 7 out. 2009.

NEGRI, J. C. **Levantamento e diagnóstico dos sistemas de geração existentes em usinas sucroalcooleiras no Estado de São Paulo**. In: WORKSHOP REGULAÇÃO TERMELÉTRICA DO SETOR SUCROALCOOLEIRO NO ESTADO DE SÃO PAULO, 1., 2 abr. 2008, São Paulo: Secretaria de Saneamento e Energia, 2008. [Apresentação em MS Power Point]. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/downloads/secoes/eventos/workshop/Apresenta%C3%A7%C3%A3o-Jean%20Cesare%20Negri.pdf>>. Acesso em: 20 jul. 2008.

NELSON, R. R.; WINTER, S. G. **Uma teoria evolucionária da mudança econômica**. Tradução Claudia Heller. Campinas, SP: Ed. da Unicamp, 2005. 631 p. [Clássicos da Inovação].

NOGUEIRA, L. A. H.; LORA, E. E. S.; TROSSERO, M. Á.; FRISK, T. **Dendroenergia**: fundamentos e aplicações. Brasília, DF: ANEEL. 2000. 144 p.

NOGUEIRA, L. A. H.; LORA, E. E. S. **Dendroenergia**: fundamentos e aplicações. Brasília, DF: Interciência, 2003. 199 p.

NOGUEIRA, L. A. H; WALTER, C da S. **Experiências de geração de energia elétrica a partir de biomassa no Brasil**: aspectos técnicos e econômicos. Montes, Chile, Jul. 1996: Santiago, 1996. [Estudio FAO: Série Florestal n. 7]. Disponível em: <<http://www.fao.org/docrep/T2363S/t2363s0c.htm#experi%C3%A4ncias%20de%20gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20energia%20el%C3%A9trica%20a%20partir>>. Acesso em: 30 ago. 2009.

ORGANIZAÇÃO PARA COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. Gabinete Estatístico das Comunidades Europeias. **Manual de Oslo**: diretrizes para coleta e interpretação de dados sobre inovação tecnológica. Tradução Flávia Gouveia. 3. ed. Rio de Janeiro: Financiadora de Estudos e Projetos, 2005. 184 p. Disponível em: <<http://www.oei.es/salactsi/oslo2.pdf>>. Acesso em: 30 set. 2009.

OLIVA, L. **Influencia de la forma de corte de la cana sobre el valor calórico del bagazo**. Santiago de Cuba: Instituto Superior Politécnico Julio Antônio Mella – ISPJAM, 1980. [Informe Técnico].

OLIVEIRA, A. (Coord.). **Software SisEucalipto**: simulador para manejo de *Eucalyptus grandis*. Colombo: Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária: Centro Nacional de Pesquisas Florestais. 18 fev. 2010.

OLIVEIRA, J. G. **Perspectivas para a cogeração com bagaço de cana-de-açúcar**: potencial do mercado de carbono para o setor sucro alcooleiro paulista. 2007. 160 f. Dissertação (Mestrado)-Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007. Disponível em: <http://www.udop.com.br/ebiblio/pagina/arquivos/perspectivas_cogeraçao_bagaco_cana_acucar.pdf>. Acesso em: 17 mar. 2010.

OLIVEIRA, M. S. de. **Orçamento de Equipamentos e Implementos de uso agrícola e florestal da marca Floagri de Telemaco Borba/Pr**. [Mensagem pessoal]. Mensagem recebida por: <floagri2@br10.com.br>, em: 28 jul 2010.

PARANÁ. Secretaria de Estado do Meio Ambiente. Resolução SEMA/PR n. 054/2006, de 22/12/2006. Define critérios para o controle da qualidade do ar. **Diário Oficial Paraná**, Curitiba, n. 7377, p. 32-37, 27 dez. 2006. Disponível em: <http://www.meioambiente.pr.gov.br/arquivos/File/meioambiente/res_054_06.pdf>. 11 fev. 2010.

_____. Secretaria de Estado da Fazenda. **Regulamento do ICMS aprovado pelo Decreto n. 1980, de 21/12/2007, atualizado até o Decreto n. 7.393, de 08/06/2010**. Curitiba: SEFA, 2010. Disponível em <<http://www.sefanet.pr.gov.br/SEFADocumento/Arquivos/6200701980.pdf>>. Acesso em: 25 jul. 2010.

_____. Secretaria de Estado da Agricultura e do Abastecimento. Departamento de Economia Rural. **Pesquisa de preços pagos pelos produtores**. Curitiba: SEAB/DERAL, 2010a. [Banco de dados em Planilha do MS Excel]. Disponível em: <<http://www.seab.pr.gov.br/arquivos/File/deral/ppp.xls>>. Acesso em: 10 jul. 2010.

_____. Secretaria de Estado da Agricultura e do Abastecimento. **Pesquisa Semestral de Preços de Produtos Florestais**: valores nominais relativos a abril de 2010b: Lenha de eucalipto no carreador em m³. Curitiba: SEAB, 2010. [Banco de dados em Planilha do MS Excel]. Disponível em: <http://www.seab.pr.gov.br/arquivos/File/Florestais/Prec_Prod/Flor2010abr.xls>. Acesso em: 17. jul. 2010.

PALOMINO, J. M. G. **Formação do preço de energia elétrica gerada por biomassa no ambiente de contratação livre brasileiro**: uma abordagem computacional baseada em agentes. 2009. 118 f. Dissertação(Mestrado)-Programa de Pós-Graduação em Economia Aplicada, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto. Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2009. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/96/96131/tde-29042009-100742/>>. Acesso em: 4 jan. 2010.

PALUDZYSYN FILHO, E. Melhoramento do eucalipto para a produção de energia. **Revista Opiniões**, Ribeirão Preto, v. 19, n. 12, jun./ago. 2008. Disponível em: <<http://www.revistaopinioes.com.br/cp/materia.php?id=246>>. Acesso em: 20 jun. 2010.

PELEGRINI, M. C. **Inserção de centrais coogadoras a bagaço de cana no parque energético do Estado de São Paulo**: exemplo de aplicação de metodologia para a análise dos aspectos locacionais e de integração energética. 2002. 187 f. Dissertação (Mestrado)-Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2002/Teses/Disserta_MCP.pdf>. Acesso em: 12 mar. 2010.

PEREIRA, J. C. D.; STURION, J. A.; HIGA, A. R.; HIGA, R. C. V.; SHIMIZU, J. Y. **Características da madeira de algumas espécies de eucalipto plantadas no Brasil**. Colombo: Embrapa Florestas, 2000. 113 p. [Documentos, n. 38].

PEREIRA, O. S.; REIS, T. M.; COELHO, S. T.; LESSA NETO, M. da G.; MARTINS, O. S.; LORA, B. **Project Design Document Form – CDM-PDD**: Thermoelectric Power Plant of 20MW driven by biomass originating from recently-planted energy forest dedicated to the project – UTE RONDON II. Bonn: UNFCCC, 2008. 57 p. Disponível em: <http://www.netinform.net/KE/files/pdf/CDM_PDD_PROJETO_DEFINITIVO_140708.pdf>. Acesso em: 8 mar. 2010.

PEZZATO W. A.; MENARIM FILHO, A. **Análise e simulação dos resultados e indicadores técnicos do empreendimento**. [Simulação com uso do software SisEucalpto/EMBRAPA, para híbrido clonal de *E. grandis* x *E. urophylla*, com resultados do Projeto Técnico para Cultivo Florestal Gema Florestal – Icaraíma/PR] Mensagem recebida por: <pezzatto@emater.pr.gov.br>, em: 17 jul. 2010.

PIRES, A. Mercado de energia elétrica retrospectiva 2008 e perspectivas. **Energia em Foco**, Rio de Janeiro, n. 68, 6 jan. 2009. Disponível em: <<http://mercadoee.blogspot.com/2009/02/mercado-de-energia-eletrica.html>>. Acesso em: 14 mar. 2009.

POGGIANI, F. Ciclagem e exportação de nutrientes em florestas para fins energéticos. **Série Técnica IPEF**, Piracicaba, n. 27, p.17-30, ago.1984. Disponível em: <<http://www.ipef.br/publicacoes/scientia/nr27/cap02.pd>>. Acesso em: 20 dez. 2009.

_____. Monitoramento ambiental de plantações florestais e áreas naturais adjacentes. **Série Técnica IPEF**, Piracicaba, v.10, n. 29, p. 22-35, nov.1996. Disponível em: <<http://www.ipef.br/publicacoes/stecnica/nr29/cap04.pdf>>. Acesso em: 20 dez. 2009.

PRADO, T. G. F. **Externalidades no ciclo produtivo da cana-de-açúcar com ênfase na geração de energia elétrica**. 2007. 254 f. Dissertação (Mestrado)- Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/infosucro/biblioteca/bim_Prado_ExternalidadesCana.pdf>. Acesso em: 8 out. 2009.

QUIRINO, W. F.; VALE, A. T. do; ANDRADE, A. P. A de; ABREU, V. L. S.; AZEVEDO, A. C. dos S. Poder calorífico da madeira e resíduos lignocelulósicos. **Biomassa e Energia**, Viçosa, MG, v. 1, n. 2, p. 173-182, 2004. Disponível em: <http://www.renabio.org.br/arquivos/p_poder_lignocelulosicos_11107.pdf>. Acesso em: 22 jun. 2010.

RAMALHO, A. Ceronia investe em etanol no MS. **Energia Hoje**, Rio de Janeiro, 29 jan. 2010. [Biocombustíveis: Etanol]. [Portal de notícias da Ed. Brasil Energia]. Disponível em: <<http://www.energiahoje.com/online/biocombustiveis/alcool/2010/01/29/403091/cerona-investe-em-etanol-no-ms.html>>. Acesso em: 10 ago. 2010.

RIBEIRO, A. P. Mercuria vence leilão de crédito de carbono na BM&F. **Exame**, São Paulo, 25 set. 2008. Disponível em: <<http://portalexame.abril.com.br/ae/financas/m0168298.html>>. Acesso em: 15 mar. 2010.

RIPOLI, M. L. C.; GAMERO, C. A. Palhiço de cana-de-açúcar: ensaio padronizado de recolhimento por enfardamento cilíndrico. **Energia na Agricultura**, Botucatu, v. 22, n. 1, p. 75-93. Disponível em: <http://www.fca.unesp.br/cd_revista_energia_vol9/vol22n12007/artigos/Marco%20Lorenzozzo%20Cunali%20Ripoli.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2010.

RODRIGUES, W. Eucalipto, potencial pouco explorado: pesquisa comprova amplo potencial de fermentação e produção de biomassa: Cultura é opção para complementar produção de etanol. **Canal – Jornal da Bioenergia**, Goiânia, ano 8, n. 2, p. 16-18, fev. 2009. Disponível em: <<http://www.canalbioenergia.com.br/files/revista/bgmoeuxmiregaexvyajwytgdhrwmux.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2009.

ROMANELLI, F. **Dedini fecha contrato de complexo termoeletrico em Rondônia**: a central termoeletrica terá capacidade para gerar 24 MW. Piracicaba: Dedini - Indústrias de Base. 4 abr. 2007. [Assessoria de imprensa]. Disponível em: <<http://www.dedini.com.br/pt/realese/040707.pdf>>. Acesso em: 15 jan. 2009.

ROSENBERG, N. **Por dentro da caixa preta**: tecnologia e economia. Tradução José Emílio Maiorino. Campinas, SP: Ed. da Unicamp, 2006. 429 p. [Clássicos da inovação].

SACOMAN, A. **Gestão econômica das atividades agropecuárias**: custo de produção, análises de sensibilidade e de investimento. 2006. 509 f. Trabalho de conclusão de curso (Especialização em Solos, Nutrição de Plantas e Produção Vegetal)-Universidade Estadual de Maringá, Maringá, 2006.

SANCHES, C. G.; BIZZO, W. A. **Apostila tecnologia da combustão**: Combustíveis. Campinas, SP: DETF/FEM/UNICAMP, 1997. [Capítulo 2 – Disciplina de Tecnologia da Combustão]. Disponível em: <<http://images.engenhariagilberto.multiply.multiplycontent.com/attachment/0/Rbcw8A0KcrgAAEcLfZU1/Comb-Cap2.pdf?nmid=18675296>>. Acesso em: 26 jun. 2010.

SÃO PAULO. Secretaria do Meio Ambiente. Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental – CETESB. **Inventário de emissões das fontes estacionárias do Estado de São Paulo**: manual de preenchimento. São Paulo: CETESB, nov. 2009. 53 p. Disponível em: <http://sistemasinter.cetesb.sp.gov.br/inventariofontes/Manual_de_Preenchimento.pdf>. Acesso em: 1 jun. 2010.

_____. Secretaria do Meio Ambiente. Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental – CETESB. **Relatório de qualidade do ar do Estado de São Paulo 2008**. São Paulo: CETESB, 2009. 340 p. [Série Relatórios / CETESB]. Disponível em: <<http://www.cetesb.sp.gov.br/Ar/relatorios/RelatorioAr2008.zip>>. Acesso em: 4 jun. 2010.

SATO MARTINS, S. **Sistemas de produção de Eucaliptus para energia e as limitações para o uso de sistemas de curta duração** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <ssmartins@uem.br>, em: 8 maio 2010.

SCHAITZA, E. G. (Org.). **Implantação e Manejo de Florestas em Pequenas Propriedades no Estado do Paraná**: um modelo para a conservação ambiental, com inclusão social e viabilidade econômica. Colombo: Embrapa-Florestas, out. 2008. 49 p. [Documentos n. 167]. Disponível em: <http://www.forumclima.pr.gov.br/arquivos/File/EmbrapaPublicacaoProjetoCarbono_Doc167.pdf>. Acesso em: 23 mar. 2009.

SEABRA, J. E. A. **Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral da biomassa de cana no Brasil**. 2008. 274 f. Tese (Doutorado)-Programa de Pós-Graduação em Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas, SP, 2008. Disponível em: <<http://libdigi.unicamp.br/document/?down=vtls000446190>>. Acesso em: 22 dez. 2010.

SERATTO, C. D.; MICHELLON, E. A trajetória da política nacional de bioenergia e as oportunidades à agricultura familiar. In: CONGRESSO DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E SOCIOLOGIA RURAL, 47., 2009, Porto Alegre. **Anais Eletrônicos...** SOBER, 2009. Disponível em: <<http://www.sober.org.br/palestra/13/1075.pdf>>. Acesso em: 14 jun. 2010.

SHIMIDT, A. B.; MENEZES, C. F. S.; COIMBRA, N. C. **Legislação ambiental de interesse do setor elétrico**: nível federal. 3. ed. rev. atual. de Menezes, C. F. S.; Dios, C. B de. Rio de Janeiro: Eletrobrás/Departamento de Meio Ambiente/Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico – COMASE, 22 fev. 2007. Disponível em: <http://www.eletrobras.gov.br/downloads/EM_MeioAmbiente/LAISE_22_02_2007.pdf>. Acesso em: 14 jan. 2010.

SCHUMPETER, J. A. **A teoria do desenvolvimento econômico**: uma investigação sobre lucros, capital, crédito, juro e o ciclo econômico. 3. ed. Tradução Maria Sílvia Possas. São Paulo: Nova Cultural, 1988. 169 p. [Série Os Economistas].

SIMÕES, J. Diretrizes de Políticas Públicas para a Agroindústria Canavieira do Estado de São Paulo. **Inovação**, Campinas, SP, 11 dez. 2006. [Notícias]. Disponível em: <http://www.inovacao.unicamp.br/etanol/report/news-IIworkshop_cana.php>. Acesso em: 24 jul. 2008.

SOARES, L. B. **Seleção de projetos de investimento em geração de energia elétrica**. 2008. 111 f. Dissertação (Mestrado)-Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

SOCIEDADE DE INVESTIGAÇÕES FLORESTAIS. **Planilha para cálculo da viabilidade econômica de reflorestamento**. Viçosa, MG: Universidade Federal de Viçosa: Departamento de Engenharia Florestal, 2010. Disponível em: <http://www.sif.org.br/arquivos_internos/downloads/PlanilCustoSimulacReflorTalhadi a.xls>. Acesso em: 15 maio 2010. [Planilha eletrônica de domínio público].

SORDI, A.; SOUZA, S. N. M.; GALDINO, A. P. M.; OLIVA, C. A. Planta de cogeração num frigorífico de frangos com cavaco de *Pinnus* como fonte primária. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 4., 2002, Campinas, SP. **Anais...** Campinas, SP: UNICAMP/NIPE, 2002. Disponível em: <<http://www.nipeunicamp.org.br/agrener/anais/2002/0018.pdf> >. Acesso em: 30 ago. 2009.

SOUZA, Z. J. de. **Geração de energia elétrica excedente no setor sucroalcooleiro**: entraves estruturais e custos de transação. 2003. 278 f. Tese (Doutorado)-Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2003.

SOUZA, Z. J de; AZEVEDO, P. F de. Geração de energia elétrica excedente no setor sucroalcooleiro: um estudo de caso a partir das usinas paulistas. **Revista de Economia e Sociologia Rural**, Brasília, DF, v. 44, n. 2, p. 179-199, abr./jun. 2006. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-20032006000200002&script=sci_arttext>. Acesso em: 20 jul. 2008.

STAKE, R. E. Case studies. In: DENZIN, N. K.; LINCOLN, Y. S. (Ed.). **Handbook of qualitative research**. London: Sage, 2000. p. 435-454.

STUPIELLO, J. P. Sistemas de limpeza de cana na indústria. In: WORKSHOP CANA CRUA & LIMPEZA DE CANA: experiência acumulada, 4, 2010, Botucatu. **Anais eletrônicos...** Botucatu: STAB: UNESP/Butucatu: Canaoeste, 11-13 maio 2010. 1 CDROM.

TAMBELINI, C. A. Como incrementar o ganho energético industrial utilizando o sistema de limpeza de cana a seco. In: WORKSHOP CANA CRUA & LIMPEZA DE CANA: experiência acumulada, 4, 2010, Botucatu. **Anais eletrônicos...** Botucatu: STAB: UNESP; Butucatu: Canaoeste, 11-13 maio 2010. 1 CDROM.

TEIXEIRA, F. N.; ALVES, L. M.; SANTOS, S. T. Biomassa e o mecanismo de desenvolvimento limpo. In: CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. S.; GÓMES, E. O. (Coord.). **Biomassa para energia**. Campinas, SP: Unicamp, 2008. p. 673-698.

TEIXEIRA, F. N.; PRIMO, K. R.; LORA, E. S. Impacto ambiental do uso energético da biomassa e tecnologias para controle de emissões. In: CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. S.; GÓMES, E. O. (Coord.). **Biomassa para energia**. Campinas, SP: Unicamp, 2008. p. 645-672.

TSUKAMOTO FILHO, A. de A.; COUTO, L.; NEVES, J. C. L.; PASSOS, C. A. M.; RIBEIRO, C. A. Á. S.; SILVA, M. L. da; MÜLLER, M. D. **Fixação de carbono e produção de biomassa em um sistema agroflorestal com Eucalipto na Região do Cerrado de Minas Gerais**. Viçosa, MG: RENABIO, 2006. 81 p. [Documento Técnico RENABIO n. 001/2006]. Disponível em: <http://renabio.net/arquivos/p_fixacao_gerais_24572.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2010.

TUFAILE NETO, M. A. Characterization of sugar cane trash and bagasse. Cap. 2, In: HASSUANI, S. J.; LEAL, M. R. L V.; MACEDO, I. de C. (Org.). **Biomass power generation: sugar cane bagasse and trash**. 1. ed. Piracicaba: PNUD;CTC , 2005. p. 24-26 [Série Caminhos para Sustentabilidade n. 1, Capítulo 2]. Disponível em: <http://www.ctcanavieira.com.br/media/Seminario_Alternativas_/00%20-%20Livro_BRA96G31.PDF>. Acesso em: 14 jun. 2010.

TETTO, A. F. **Análise da conjuntura agropecuária safra 2009/2010: produtos florestais**. Curitiba: SEAB, 2009. Disponível em: <http://www.seab.pr.gov.br/arquivos/File/Florestais/Textos_tecnicos/produtosflorestais_2009_10.pdf>. Acesso em: 15 jul. 2010.

TRUGILHO, F. P. BIANCHI, M. L.; GOMIDE, J. L.; TARCÍSIO, J. L.; MARIN, L. M.; AKIRA, F. M.; FERREIRA, D, de G. F. Clones de eucalypts versus a produção de polpa celulósica. **Ciência Florestal**, Santa Maria, v. 15, n. 2, p. 145-155, 2005. Disponível em: <<http://redalyc.uaemex.mx/pdf/534/53415204.pdf>>. Acesso em: 10 jun. 2010.

UNITED NATIONS. DEPARTMENT OF INTERNATIONAL ECONOMICS AND SOCIAL AFFAIRS. **Energy statistics: definitions, units, of measure and conversion factors**. New York: UN, 1987 [Studies in Methods Séries n°. 44].

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. **Kyoto protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC**. United Nations, 1998. 21 p. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>>. Acesso em: 12 fev. 2010.

_____. **Kyoto protocol reference manual: on accounting of emissions and assigned amount**. Bonn: UNFCCC, 2008a. 130 p. Disponível em: <http://unfccc.int/resource/docs/publications/08_unfccc_kp_ref_manual.pdf>. Acesso em: 6 mar. 2010.

_____. **Cost of implementing methodologies and monitoring systems relating to estimates of emissions from deforestation and forest degradation: the assessment of carbon stocks and greenhouse gas emissions from changes in forest cover, and the enhancement of forest carbon stocks**. Bonn: UNFCCC, 31 maio 2009. 44 p. [Technical Paper n°. 2009/1]. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/2009/tp/01.pdf>>. Acesso em: 5 mar. 2010.

_____. **Parties & Observers**. Bonn, Germany: UNFCCC, 3 May 2010a. Disponível em: <http://unfccc.int/parties_and_observers/items/2704.php>. Acesso em: 3 maio 2010.

_____. **Approved baseline and monitoring methodology AM0042**: Grid-connected electricity generation using biomass from newly developed dedicated plantations 2nd version. Bonn: UNFCCC, 3 mar. 2010b. Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/6IN615EENAIGXWBL50FGNZ206BA058/view.html>>. Acesso em: 3 mar. 2010.

UNITED STATES OF AMERICA. Environmental Protection Agency. **Compilation of air pollutant emissions factors**: stationary point and area sources. 5th ed. v. 1. Research Triangle Park, North Carolina: Environmental Protection Agency – EPA, Jan. 1995. [rev. 14 Oct. 2009]. Disponível em: <<http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42/>>. Acesso em: 1 jun. 2010.

USINA SANTA TEREZINHA LTDA. **Resumo do projeto de cogeração de energia elétrica e aumento de produção**. Paranacity: Usaçúcar, 2007. [Versão do projeto aprovado pelo BNDES em maio de 2008].

_____. **Santa Terezinha Cogeneration Project**: Paranacity. Bonn: UNFCCC, 2008. Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/1V9HIMSUBJF7EDXOR63W5LKNPG8Z4Y>>. Acesso em: 15 out. 2009.

VIAN, C. E.; GONÇALVES, D. B.; HANASHIRO, M. M.; OLIVEIRA, D. R. M. dos S.; SOUZA, M. I. F. Progresso técnico, organização do trabalho e questões ambientais na expansão atual da agroindústria canavieira no centro-sul do Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ECONOMIA E SOCIOLOGIA RURAL, XLV., 2007, Londrina. **Anais...** Brasília, DF: SOBER, 2007. Disponível em: <<http://www.sober.org.br/palestra/6/764.pdf>>. Acesso em: 8 set. 2009.

WALTER, A. Relatório final. In: WORKSHOP POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE BIOMASSA RESIDUAL DA CANA: oportunidades, desafios e ações necessárias, 10., 2008, Campinas, SP. **Anais Eletrônicos...** Campinas, SP: Ed. da Unicamp, 23 jan. 2008. 11 p. Disponível em: <http://www.apta.sp.gov.br/cana/anexos/Arnaldo_Walter_wks_cogeraçao.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2009.

WALTER, A.; NOGUEIRA, L. A. H. Sistemas de produção de eletricidade a partir da biomassa. In: CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. S.; GÓMES, E. O. (Coord.). **Biomassa para energia**. Campinas, SP: Ed. da Unicamp, 2008. p. 573-607.

WOLFF, C. C. P. Forward foreign exchange rates, expected spot rates, and premia: a signal-extraction approach. **The Journal of Finance**, [S.l.], v. 42, no. 2, p. 395-406, jun. 1987. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/pdfplus/2328258.pdf>>. Acesso em: 18 nov. 2009.

_____. Measuring the exchange risk premium: multi-country evidence from unobserved components models. **Journal International Financial Markets, Institutions and Money**, [S.l.], no. 10, p. 1-8, 2000. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science?_ob=MIimg&_imagekey=B6VGT-3XX6BC5-1-6&_cdi=6047&_user=686210&_orig=search&_coverDate=01%2F31%2F2000&_sk=998999998&view=c&wchp=dGLbVzW-zSkWA&md5=eda8f41a4484f4580061d9b7da7f8d0d&ie=/sdarticle.pdf>. Acesso em: 18 nov. 2009.

WORLD BANK. **Global development finance**: building coalitions for effective development finance: analysis and summary tables 2001. Washington D.C.: The World Bank, 2001. Disponível em: <http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2001/06/23/000094946_01060804102194/Rendered/PDF/multi0page.pdf>. Acesso em: 22 jan. 2010.

YIN, R. K. **Estudo de caso**: planejamento e métodos. Tradução Daniel Grassi. 3. ed. Porto Alegre: Bookman, 2005. 212 p.

APÊNDICES

APÊNDICE A – DETERMINAÇÃO DA TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CAPITAL [E(r_i)] PARA FINS DE ORDENAÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS TERMELÉTRICOS NOS LEILÕES OFICIAIS

Os novos investimentos no setor de geração no Brasil podem ter sua rentabilidade determinada com o uso do modelo CAPM, tomando-se por base a adaptação metodológica proposta pela ANEEL. Esclarece-se que esta adaptação foi originalmente construída para calcular o custo do capital das concessionárias de distribuição no país, no entanto, conforme consta nas Notas Técnicas da ANEEL n. 302/2006, n. 068/2007 e n. 044/2008, ela tem sido utilizada pela Agência para a avaliação das taxas de retorno dos empreendimentos geradores de energia elétrica de biomassa, sendo empregada para classificar os empreendimentos por ordem de mérito nos leilões oficiais realizados para abastecer o mercado regulado brasileiro (ANEEL, 2006; 2007a; 2008).

Esclarece-se, não obstante, que, do ponto de vista conceitual, para uso do modelo CAPM seria necessário estimar os parâmetros taxa livre de risco, prêmio de mercado e um β aplicável ao mercado acionário local (DAMODARAM, 1997); todavia se reconhece que existem dificuldades para encontrar este tipo de parâmetro no país, visto que a economia brasileira ainda não possui um ativo livre de risco para determiná-lo, o que inviabiliza utilizar os dados locais para o seu cálculo. Na prática, não existem empresas consideradas maduras, com ações negociadas no mercado nacional de capitais, devido à inconsistência existente nas informações disponíveis para o mercado local (ANEEL, 2006; 2007a; 2008).

Mello (2008) também reconhece que esta opção metodológica é plenamente justificada, por não existirem condições para sua determinação precisa na indústria específica de geração de energia no país.

Desta maneira, a ANEEL sugere que o retorno que pode ser esperado de um ativo pode ser construído a começar pela estimativa do prêmio de liquidez - representado pela taxa livre de risco e, depois, com a adição das estimativas para os demais prêmios: relativos ao risco associado no negócio e financeiro; incorporando os prêmios de risco relativos às especificidades do mercado local; juntando-se em seguida o prêmio de risco Brasil (r_B); o prêmio de risco cambial (r_x) e, por fim, acrescentando-se um prêmio pelo risco de regime regulatório (r_R) (ANEEL, 2006; 2007a; 2008). Assim, para calcular o custo do capital, poderia ser utilizada a seguinte expressão:

$$E(r_i) = r_f + \beta (r_m - r_f) + r_B + r_X + r_R \quad (4)$$

Onde:

$E(r_i)$ é o retorno esperado para o ativo i ou custo do capital;

r_f é a taxa de retorno do ativo livre de risco;

β é o coeficiente relativo ao prêmio que se espera em relação aos títulos de risco e seguro, utilizados como referência para o ativo i em questão;

r_m é o retorno médio esperado para a carteira de mercado ou título de base;

$(r_m - r_f)$ é a diferença de remuneração entre títulos seguros de mercado e títulos em questão ou de risco tomados como referencia, ou seja, é o ágil ou prêmio pago sobre da taxa de títulos seguros ou sem risco;

r_B é o prêmio de risco Brasil;

r_X é o prêmio de risco cambial;

r_R é o risco de regime regulatório.

Assim sendo, na sequencia são esmiuçados os conceitos teóricos relativos a cada um dos componentes do método conforme o adotado, neste caso pela ANEEL (2006; 2007a; 2008).

A TAXA DE RETORNO DO ATIVO LIVRE DE RISCO – r_f

A taxa de retorno do ativo livre de risco (r_f) está relacionada à remuneração pelo custo do tempo, qual seja, o que o investidor exige por trocar um ativo de liquidez imediata por outro cuja liquidez só ocorrerá no futuro (DAMODARAN, 1997). A Aneel tem utilizado como parâmetro para este tipo de prêmio os bônus pagos pelos títulos do governo norte-americano cujo vencimento corresponda ao período de maturação deste tipo de investimento no país. Estes títulos de referência apresentaram, de acordo com a Aneel, uma rentabilidade média (r_f) de 5,32%, entre 1995 e 2006 (ANEEL, 2008).

A ESTIMATIVA DO COEFICIENTE β – REPRESENTANDO OS PRÊMIOS DE RISCO DO NEGÓCIO E FINANCEIRO

O coeficiente β reflete os diversos tipos de risco sistemático inerentes ao negócio e o risco financeiro. O primeiro é definido de acordo com o grau de incerteza sobre a projeção de retorno que o ativo total pode proporcionar, considerando-se

que este tipo de risco não é diversificável; e o segundo é o risco relativo ao crédito quando ocorre a necessidade de alavancagem financeira, o qual é adicionado devido ao uso de capital de terceiros para o financiamento de um projeto.

Quando não se dispõe de dados para calcular o β para a empresa individualmente, ou mesmo similares de um mesmo setor no país, para calculá-lo são utilizados parâmetros de empresas do mesmo setor de outros países; porém isto constitui um problema de representatividade, pois são encontradas dificuldades em identificar uma amostra com empresas que sejam similares àquela sob avaliação e, até mesmo, que operem em um mesmo setor exclusivamente (ANEEL, 2008).

Isso levou a Aneel a utilizar como proxy, alternativamente, os parâmetros médios dos β de uma carteira de vinte empresas americanas que possuíam pelo menos 50% de seu capital ligados a atividades de distribuição e transmissão a partir dos dados sobre o preço semanal de fechamento das suas ações, no período de julho de 2001 a junho de 2006, para o qual obteve um valor médio do β igual a 0,27, alavancado (ANEEL, 2006; 2007a; 2008).

Assim, esta Agência utilizou-se de dados do mercado americano para estimar estes parâmetros e o β , mas para isso efetuou alguns ajustes para incorporar os riscos adicionais, os quais serão descritos a seguir.

Os fatores de risco relativos ao negócio de geração de energia elétrica

Os fatores de risco inerentes ao negócio de geração de energia elétrica podem ser classificados em cinco grupos: a) o risco financeiro; b) o risco de crédito; c) risco ambiental; d) risco de construção; e e) risco de entrega da energia contratada.

O risco financeiro está associado à incerteza sobre a tendência dos índices de inflação (IGPM, IPCA, PPI americano), câmbio e juros (SELIC e TJLP), os quais influenciam diferentes itens de contas dos projetos e, conseqüentemente, a sua rentabilidade, dependendo dos cenários que se estabeleçam.

Nesse sentido, o IPCA é o índice utilizado para reajustar a receita e a TJLP é a taxa de juro cobrada pelo BNDES nos financiamentos, sendo seu descasamento considerado um dos mais importantes fatores que impactam a rentabilidade do negócio. Diante de um cenário otimista, quando as taxas de inflação encontram-se

mais baixas (ao redor de 5,5 % a.a.), é praxe considerar para a TJLP uma taxa de 4,0% a.a., e diante de um cenário mais pessimista, determina-se o valor da TJLP em 6,5% a.a. (MELLO, 2008).

O risco de crédito está associado à inadimplência na venda de energia, a qual é maior no caso de a venda se efetivar no mercado *spot* ou livre, também denominado Ambiente de Contratação Livre – ACL. Quando a venda ocorre no mercado regulado de energia, ou Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o produto normalmente é vendido para concessionárias distribuidoras de energia, o que permite mitigar parte do risco de crédito, visto que a metodologia de cálculo institucionalizada considera que a energia comprada por uma concessionária constitui uma despesa não gerenciável por essa empresa.

Por outro lado, uma elevação dos preços de energia em longo prazo, provocada pela elevação no custo de geração nos novos empreendimentos, pode levar ao aumento do risco de inadimplência entre as concessionárias. Isto, no caso em estudo, vai ocorrer a partir de 2012, quando a energia contratada de muitos empreendimentos antigos deverá ser novamente recontratada, sendo o seu custo repassado aos consumidores, o que poderá reduzir o consumo momentaneamente e prejudicar a situação financeira - neste caso, das distribuidoras.

O risco de construção dos empreendimentos está presente quando os prazos de conclusão das obras, por conta de eventuais atrasos na execução do componente de engenharia civil ou do fornecimento em tempo fortuito dos equipamentos por parte de fornecedores. Não obstante, este componente de risco pode ser mitigado por meio da aquisição dos prêmios de seguro e de garantias para a conformidade - *compliance bond* - e desempenho - *performance bond*.

O componente de risco referente à disponibilidade para a geração e a atrasos na entrega da energia firme dentro dos prazos contratados pelas unidades termelétricas movidas a biomassa estaria relacionado, no caso específico deste trabalho, à possibilidade de ocorrer algum déficit no abastecimento da matéria-prima florestal ou bagaço da cana, pode ser, de forma equivalente, aqui considerado.

Assim, este componente pode ser julgado com um paralelo ao risco hidrológico, a que estão sujeitas as unidades hidrelétricas, que surge nos períodos de baixa disponibilidade de água, e, da mesma maneira, um risco para as unidades termelétricas movidas a gás, quando sofrem com o desabastecimento desta matéria-prima. Nestes casos, os empreendimentos são obrigados a contratar a energia não

gerada, para completar o montante de energia firme contratado, adquirindo o produto no mercado de curto prazo, em que os preços são considerados muito voláteis, o que implica em riscos de aumento dos custos.

Nesse sentido, Costa e Pierobom (2009) consideram que o risco de abastecimento de combustíveis é muito pequeno quando se trata de *commodities*, mas não pode ser negligenciado em relação aos combustíveis cujo mercado apresente baixa liquidez, como é o caso do gás natural no Brasil. Por outro lado, esse tipo de risco pode ser considerado baixo quando se detém o domínio sobre a produção do combustível da maneira como propõe este estudo.

O risco ambiental, por sua vez, está relacionado ao atraso nos prazos de licenciamento decorrente da possibilidade de precariedade na elaboração dos estudos ambientais, por insuficiência dos dados necessários aos processos de licenciamento, pela deficiência de infraestrutura e mão-de-obra dos órgãos ambientais competentes e pelos conflitos de competência nas esferas envolvidas no processo operacional de licenciamento (obtenção das licenças prévia, de instalação e operação). Estes fatores podem afetar o cronograma das obras e prejudicar os prazos para o abastecimento estabelecido nos contratos, o que implica em risco de aumento dos custos diante da necessidade de contratação dos montantes no mercado de curto prazo (MELLO, 2008).

Não obstante, segundo Awerbuch (2005), numa perspectiva ampla e à semelhança do que recomendaram Brealey e Myers (2003), a própria diversificação das modalidades de negócios que podem ser proporcionadas pela possibilidade de flexibilização no tipo da matéria-prima utilizada para o abastecimento como combustível constitui, em si, uma medida eficaz de mitigação dos riscos.

O ajuste para estimar o β desalavancado

De acordo com a ANEEL (2008), para estimar o coeficiente β , associado ao risco do negócio, deve-se calcular o coeficiente β desalavancado, que, por sua vez, é obtido eliminando-se o efeito da estrutura de capital das empresas e da alíquota de impostos a que estão sujeitas as empresas americanas tomadas como referência – cuja alavancagem é estimada em 40%. Desta maneira, com o uso da equação abaixo, foi encontrado valor para o β médio desalavancado igual a 0,296.

$$\beta_{i,u}^{\text{desalavancado}} = \beta_i^{\text{alavancado}} \{ P_i / [P_i + D_i (1 - T')] \} \quad (5)$$

Onde:

$\beta_{i,u}$ = corresponde ao β desalavancado estimado para a empresa americana “i”;

β_i = corresponde ao β alavancado ou *equite*, estimado para a mesma “i”;

T' = taxa efetiva média do imposto de renda no EUA

P_i = valor de mercado do capital próprio da empresa americana “i”;

D_i = valor de mercado do capital de terceiros da empresa americana “i”;

O passo seguinte consiste em calcular o β total relativo ao padrão de estrutura de alavancagem das empresas brasileiras considerando-se as alíquotas de impostos diretos incidentes, representados pelo Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e pela Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), o que é obtido através da equação:

$$\beta^{\text{alavancado}} = [P + D (1 - T)] / P . \beta^{\text{desalavancado}} \quad (6)$$

Onde:

$\beta^{\text{alavancado}}$ é o β estimado para esta indústria no Brasil;

T é a taxa efetiva média do imposto para a indústria no Brasil;

P é a média do valor da proporção do capital próprio na indústria local;

D é a média do valor da participação do capital de terceiros na mesma;

Desta forma, quando o valor do coeficiente β total é multiplicado pelo prêmio de risco de mercado, obtém-se o risco total do setor regulado de interesse, e isso reflete os diversos tipos de risco sistemático, ou seja, o do negócio e o financeiro, conforme abaixo:

$$Risco_{\text{Negócio}} + Risco_{\text{Financeiro}} = \beta^{\text{alavancado}} . (r_m - r_f) \quad (7)$$

O prêmio de risco do mercado

O prêmio de risco do mercado ($r_m - r_f$) também pode ser interpretado como a diferença de retorno que pode ser proporcionada pelo investimento em títulos considerados livres de risco no mercado (r_m) e a rentabilidade esperada com a carteira formada por ações ou investimentos em empresas similares tomadas como referência (r_f).

Para calcular o prêmio de risco do mercado (r_m) a Aneel (2007a; 2008) tem tomado por base a série histórica de retornos proporcionada pelo *portfolio* de ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova York, para o período de 1926 a 2006, conhecido como S&P500, cuja média aritmética anual encontrada foi de 6,09%.

A estimativa para o prêmio para o risco país

O risco país, por sua vez, é entendido como o risco adicional a que um projeto se sujeita quando é empreendido em um determinado país de economia emergente e não em país de economia considerada estável. Este prêmio pode ser entendido como uma espécie de recompensa aos investidores, pelo risco de não reembolso dos recebíveis conforme planejado quando estes aplicam em papéis que apresentam possibilidade de *default* em relação às aplicações em papéis existentes em um país considerado seguro, no caso, os E.U.A. (CANUTO; SANTOS, 2003).

Não obstante, a ANEEL (2007a) expôs que não considerava razoável tratar uma empresa individualmente ou um setor de uma economia como se estivessem expostos a prêmios equivalentes ao risco país. Assim justificou que, enquanto a maioria dos setores da economia está exposta ao risco macroeconômico ou sistêmico, o setor de distribuição de energia elétrica possui uma espécie de *hedge*, em virtude da cláusula de equilíbrio econômico-financeiro que se encontra inclusa nos contratos de concessão. Nestas condições, o mais relevante para o investidor é o risco de *default* da empresa em que ele investiu o capital, e não o risco de *default* do país onde essa empresa se localiza¹¹³.

Deste modo, o prêmio de risco país pode ser definido como a diferença entre o prêmio de risco soberano do país e o prêmio de risco de crédito do mesmo país.

¹¹³ Claessens e Embrechts (2002) apud Canuto e Santos (2003) explicaram que o risco país diz respeito a todos os ativos financeiros do país. Este é um conceito mais abrangente e, reporta-se além do risco soberano, ao risco de inadimplência dos demais credores residentes no país. Desta maneira, se encontra associado a fatores que podem estar sob o controle do governo, mas não estão sob o controle das empresas privadas ou dos indivíduos. Este seria o caso das empresas privadas que tem que liquidar compromissos com credores externos e se defrontam com os riscos de conversibilidade ou transferência de divisas, operações as quais estariam sujeitas aos controles estabelecidos pelo Estado. Para Canuto e Santos (2003), é comum identificar uma relação de parentesco entre estes indicadores, pois uma moratória na dívida soberana tenderia a impactar negativamente os demais fluxos de capital para o país, o que por sua vez afetaria as dívidas externas privadas. E, no sentido inverso, o Estado soberano, sem disponibilidade de divisas, tornar-se-ia incapaz de cumprir seus compromissos devidos em moeda estrangeira.

O risco soberano, por seu turno, é o *spread* sobre um título de renda fixa que um determinado governo paga em dólares, sobre a taxa considerada livre de risco, neste caso, sobre os títulos com prazos de vencimento equivalentes aos do governo americano. Assim, o prêmio de risco de crédito do país – no caso, o Brasil - é determinado de acordo com a relação (CANUTO; SANTOS, 2003):

$$r_B = r_S - r_C^B \quad (8)$$

Onde:

r_B é o prêmio de risco Brasil;

r_S é o prêmio de risco soberano; e

r_C^B é o prêmio de risco de crédito Brasil.

Para o cálculo do prêmio de risco soberano, a ANEEL (2007a) utilizou o índice *Emerging Markets Bond Index* calculado pela JP Morgan especialmente para o Brasil – EMBI+BR, sendo utilizada sua série histórica diária, entre abril de 1994 e junho de 2006, a qual resultou no valor médio de 7,87%.

Deste modo, o cômputo do prêmio de risco de crédito Brasil foi realizado utilizando-se como referência as empresas que apresentaram classificação de risco similar à do país, de acordo com a Moody's, ou seja, classificação Ba2, e que dispunham títulos de longo prazo com liquidez no período entre abril de 1994 e junho de 2006, sendo assim, foi obtido um *spread* médio de 2,96% ao longo da série. E, ao se aplicar a equação (Av) foi obtido o valor nominal de 4,91% para o prêmio de risco Brasil.

Para Mello (2008), outros dois aspectos importantes deveriam ser observados na relação entre o prêmio pelo risco país e a determinação do custo do capital dos investimentos privados. O primeiro diz respeito ao fato de que no setor de geração não estão previstas revisões tarifárias e, deste modo as tarifas não estão sujeitas a ajustes caso o custo de capital diminua por conta da redução do risco país. O segundo aspecto está relacionado à disparidade que pode ocorrer quando se tomam como base as séries históricas de indicadores para se calcular o risco país e, ao mesmo tempo, configura-se um cenário de melhoria nos fundamentos macroeconômicos. Neste contexto, estes fatores díspares proporcionariam o cômputo de um prêmio pelo risco país, impactando a taxa de retorno a mais, em relação àquela que era esperada pelos investidores. Por outro lado, este efeito resguarda os investidores das taxas mais baixas de retorno dos projetos.

O prêmio de risco cambial

A estimativa do prêmio de risco cambial é outro parâmetro relevante para o cálculo da taxa de retorno de um investimento, especialmente quando o país adota um regime de câmbio flutuante. Como a movimentação de recursos envolve movimentações financeiras com troca de moeda, é possível surgir uma taxa de câmbio que não reflita uma situação esperada de equilíbrio, dada pela condição de paridade estabelecida pelas taxas de juros (CANUTO; SANTOS, 2003).

Para calcular o prêmio de risco cambial (r_x), a Aneel (2006; 2007a) adotou a metodologia desenvolvida por Wolff (1997; 2000), a qual foi aplicada pela primeira vez para os dados brasileiros por Garcia e Olivares (2000). Esta metodologia é constituída de três passos: primeiramente se define o prêmio de risco cambial mediante a diferença entre o *spread* do câmbio no mercado futuro e a expectativa de desvalorização cambial; em seguida se decompõe a expectativa de desvalorização cambial e o ruído branco; e por fim, aplica-se um procedimento estatístico conhecido como Filtro de Kalman, para atualizar a série de informações passadas do banco de dados como o uso do modelo ARMA (1,1), para eliminar o ruído branco¹¹⁴. Assim, o risco cambial pode ser dividido em dois componentes:

$$(f - s) = E(s_T - s_t) + r_x \quad (9)$$

Onde:

s_T é a taxa de câmbio do dólar à vista no futuro;

s_t é a taxa de câmbio do dólar à vista hoje, espera-se que seja menor que s_T ;

r_x corresponde ao prêmio pelo risco cambial, a ser analisado.

O termo $E(s_T - s_t)$ corresponde à depreciação esperada hoje, qual seja, a diferença entre o valor à vista do dólar no presente (s_t) e o valor do dólar no período seguinte (s_T). Desta maneira a média da série mensal de risco cambial foi calculada pela Annel (2007) com base nos dados médios mensais da taxa de câmbio dos contratos futuros (da BMF) entre junho de 1999 e junho de 2006. Para tanto, foi considerado o primeiro dia útil de seu lançamento e a taxa de câmbio PTAX do dia anterior à data do vencimento calculada pelo BACEN, o que resultou em 1,78% (ANNEL, 2008).

¹¹⁴ Para maiores informações sobre o conceito de ruído branco e conhecer em maior detalhe o procedimento para sua equalização, verifique: Aneel (2007, p. 24-25); Garcia e Olivares (2001); Wolff (1997; 2000).

A taxa doméstica de juros pode então ser representada de acordo com a paridade coberta da taxa de juros acrescida do risco país, conforme demonstra a fórmula:

$$i = i^* + (f - s) + r_B \quad (10)$$

Onde:

i é a taxa de juros doméstica;

i^* é a taxa de juros externa;

f é o valor futuro do dólar;

s é o valor do dólar no presente;

r_B é o prêmio de risco Brasil.

O termo $(f - s)$ na equação anterior é também chamado *Forward Premium*, o qual é observável no mercado futuro de câmbio e representa a expectativa dos agentes pela desvalorização da taxa de câmbio no período estabelecido nos contratos. Suponha-se que o preço acertado num contrato futuro de câmbio represente uma boa estimativa para o comportamento do mercado do valor do dólar na data de seu vencimento: isto representa uma espécie de *hedge* (seguro) para os investidores contra as incertezas da economia local. As incertezas com esse tipo de operação são incorporadas em um prêmio de seguro destinado à compensação pelo risco cambial envolvido (GARCIA; OLIVARES, 2001).

A estimativa para o prêmio de risco do regime regulatório

Outro ajuste recomendado para a modelagem do custo de capital proposta pela Aneel (2008) refere-se ao cômputo do risco do regime regulatório que se produz devido ao esquema de regulação aplicado ao país em questão.

Segundo Alexander, Mayer e Weeds (2006), alguns mercados estabelecem como padrão uma regulação pelo regime de preços máximos (*price caps*), o qual impõe às empresas um risco superior àqueles encontrados nos mercados regulados sob o regime de custo do serviço (*cost plus*) ou com a taxa de retorno garantida (*rate of return*).

Estes autores constataram que é comum existir um diferencial entre 20 e 60% entre os β desalavancados para os setores de energia de diversos países onde o regime é do tipo *rate of return*, como é o caso dos Estados Unidos, ou quando são

comparados aos coeficientes para os mesmos setores dos países com o mercado de capitais desenvolvido e regido pelo sistema de regulação do tipo *price cap*, como é o caso do Reino Unido, da Austrália e do Brasil, embora este último ainda não apresente um mercado de capital desenvolvido.

A Aneel (2008) destacou que o modo de se estimar a diferença entre os riscos regulatórios existentes entre mercados distintos seria justamente obtido pela diferença entre os *betas* que ocorre entre ambos, adicionando-se o disco derivado do regime regulatório brasileiro.

Destarte, a agência brasileira utilizou o parâmetro *beta* desalavancado obtido para as empresas britânicas de energia elétrica, que estão submetidas a um sistema de regulação similar ao mercado brasileiro, o qual, por sua vez, foi subtraindo o parâmetro calculado para o mesmo setor da indústria americana:

$$\Delta\beta = (\beta_{PC} - \beta_{RR})^{\text{desalavancado}} \quad (11)$$

Onde:

$\Delta\beta$ é a diferença de risco entre ambientes regulatórios distintos;

β_{PC} é o *beta* no regime regulatório *price cap*;

β_{RR} é o *beta* no regime regulatório *rate of return*.

Assim, foi encontrada uma diferença no valor de *beta* igual a 0,218 (ANEEL, 2006; 2007a; 2008).

O retorno esperado $E(r_i)$ nos investimentos em ativos de geração de energia elétrica no país

De acordo com a metodologia proposta pela Aneel (2008) para calcular o β – que representa o prêmio pelo risco total do negócio financeiro e regulatório, a ser utilizado no cálculo do retorno esperado $E(r_i)$ para os investimentos em ativos de geração de energia elétrica no Brasil, é necessário considerar o diferencial aplicado a este coeficiente por conta da diferença no regime regulatório do mercado de energia utilizado como referência e, somá-lo ao prêmio total aplicável às empresas brasileiras, levando-se em conta a sua alavancagem na estrutura de financiamento típica encontrada neste setor, conforme se apresenta:

$$\beta = \beta_R^{\text{alavancado}} + \Delta\beta \quad (12)$$

Onde:

$\beta_R^{\text{alavancado}}$ é o beta do mercado de referência considerando o regime de *rate of return* e a alavancagem encontrada na estrutura de capital típica do setor;

$\Delta\beta$ é o componente de ajuste para o risco regulatório diferencial encontrado.

Assim, considerando-se que a estrutura de alavancagem encontrada nos dados das empresas brasileiras pela Aneel (2007a) é da ordem de 56,95% e que as alíquotas de impostos incidentes sobre o setor é calculada em 35%¹¹⁵, obtém-se um beta alavancado ($\beta_R^{\text{alavancado}}$) igual a 0,554 – o que, de acordo com a equação (Ax), resulta no β final [$\beta (r_m - r_f)$] equivalendo a 0,772.

A Tabela 22 apresenta um resumo contendo os valores dos parâmetros calculados para definir $E(r_i)$ na estimativa desenvolvida pela Aneel (2006; 2007a; 2008).

Tabela 22. Valores estimados pela Aneel para os prêmios de risco utilizados para o cálculo $E(r_i)$ pelo método do CAPM.

Parâmetro	Prêmio nominal
Taxa livre de risco (r_f)	5,32%
Premio de risco do negócio, financeiro e regulatório [$\beta (r_m - r_f)$]	4,70%
Prêmio de risco Brasil (r_B)	4,91%
Prêmio de risco cambial (r_X)	1,78%

Fonte: ANEEL (2006; 2007a; 2008).

Desta maneira, com a simplificação proposta pela Aneel para o uso do método CAPM, a taxa de retorno esperada (Er) para o caso dos investimentos nos ativos geradores de energia elétrica é reduzida à equação:

$$Er_{CAPM} = r_f + \beta (r_m - r_f) + r_B + r_X \quad (13)$$

¹¹⁵ Para o Brasil, calculou-se como referência para comparação uma estrutura ótima de capital 56,97% de capital próprio – ações ordinárias e preferenciais - e 43,03% de alavancagem com o capital de terceiros – obrigações e dívidas. A alíquota de impostos e contribuições incidente, composta pelo IRPJ, a qual praticamente se aproxima da taxa de 25%, e da CSLL, que soma outros 9% sobre a receita das empresas, totalizando uma taxa de 34% (ANEEL, 2008). Isto decorre da Lei n. 9.249/1995, que estabelece, para efeito de apuração do lucro real a partir de 01/01/1996 - sobre o qual incidem o IRPJ e a CSLL -, que observado o regime de competência, poderão ser deduzidos os juros pagos ou creditados, a título de remuneração do capital próprio para os titulares, sócios ou acionistas, os quais são calculados sobre as contas do patrimônio líquido ajustado, sendo limitados à variação *pró-rata* dia - taxa de juros de longo prazo, a TJLP. Esta lei considera ainda duas alíquotas de IRPJ, a primeira de 15% incidindo sobre a parcela do lucro real, presumido ou arbitrado, de até R\$ 240.000,00, e a adicional de 10% incidente sobre a parcela excedente a este valor; mas como os negócios no setor de geração e distribuição apresentam valores muito aquém da primeira faixa, a alíquota resultante de IPRJ se aproxima de 25%. A CSLL, por sua vez, é determinada pela Medida Provisória n. 2.158-34 de 27/07/2001, que nos artigos 6º e 7º, estabelece uma alíquota incidente de 8% sobre os fatos geradores ocorridos a partir de 01/01/1999, considerados um adicional contábil de 1%, totaliza 9%.

Por tanto, o resultado para o custo do capital nominal - $E(r_i)_{Nominal}$ - adotado pela ANEEL é de 16,75%.

Não obstante, é também necessário converter a taxa nominal obtida no cálculo para a taxa real. Para isso, deve-se deduzir a taxa de inflação americana (π) - apurada em 2,60%¹¹⁶ para o período equivalente ao analisado pela Aneel, da seguinte maneira:

$$E(r_i)_{Real} = (1 + r_{Nominal}) / (1 + \pi) \quad (14)$$

Por conseguinte, o resultado obtido para o $E(r_i)_{Real}$ foi de 13,75%, que será o valor aproveitado como referência na avaliação do retorno dos investimentos propostos no projeto de inovação incremental na UTE-STP, sendo equiparado à T.M.A., da mesma maneira como propõe o método defendido por Blank e Tarquin (2008).

¹¹⁶ A inflação americana (π) foi apurada pela variação anual média do índice de preços mensais ao consumidor americano calculado pelo *Bureau of Labor Statistic*, para o período compreendido entre janeiro de 1995 a junho de 2006 (ANEEL, 2008).

APÊNDICE B - A PRODUÇÃO DA BIOMASSA FLORESTAL, A SUA CARACTERIZAÇÃO E O DIMENSIONAMENTO DA DEMANDA INDUSTRIAL

As caldeiras destinadas à produção de vapor na indústria da cana-de-açúcar podem utilizar cavacos de madeira como combustível, seja de maneira exclusiva seja combinada com o bagaço. Este procedimento já foi inclusive testado na usina em estudo por conta de uma eventualidade com a disponibilidade da biomassa florestal (BAPTISTA, 2009; CARVALHO, 1983; COUTO; MÜLLER, 2008; MENEGUETTI, 2010; NOGUEIRA; LORA, 2003; WALTER; NOGUEIRA, 2008).

Neste sentido, segundo Brito (1994), Couto e Muller (2008) o gênero *Eucalyptus sp.* tem sido apontado, de maneira geral, como uma das melhores opções para a produção de energia, pois suas espécies têm demonstrado ampla plasticidade, adaptando-se aos mais diversos ambientes, podendo, portanto, ser cultivadas nas mais diversas condições edafoclimáticas, proporcionando elevadas produtividades por área.

Para uso específico como matéria-prima energética têm sido recomendados alguns clones da espécie *Eucalyptus grandis*, além de clones obtidos do cruzamento desta espécie com outras duas: *Eucalyptus grandis* W. Hill ex Maiden x *Eucalyptus urophylla* S. T. Blake, denominado popularmente de Urograndis e, *Eucalyptus grandis* W. Hill ex Maiden x *Eucalyptus camaldulensis*. Dehnh, conhecido como Grancam (COUTO; MÜLLER, 2008, FREDERICO, 2009; MÜLLER, 2005; PALUDZYSYN FILHO, 2008).

Assim, para os sistemas de produção de energia, segundo Brito (1994), Couto e Muller (2008) e Hakamada (2009), recomenda-se utilizar uma área útil entre 3 e 9 m² por planta, com o manejo de colheita realizado entre 4 e 7 anos.

Cortez et al. (2009), Müller (2005) e Couto e Müller (2005), por sua vez, defendem o uso de sistemas intensivos, os denominados *short-rotation*, nos quais cada planta ocupa entre 1,5 e 3,0 m², sendo elas colhidas entre 2 e 3 anos após o plantio; mas nesse sistema todas as brotações remanescentes após o corte devem ser eliminadas, o que impede o seu aproveitamento para um próximo ciclo de cultivo, exigindo um novo plantio das árvores. Por outro lado, não obstante a maior produtividade de biomassa relatada pelos autores, em seus trabalhos avaliaram apenas o investimento no horizonte de exploração de um ciclo de cultivo, o que pode produzir resultados incertos.

As divergências estariam relacionadas com o horizonte da análise, quando se avalia só o curtíssimo prazo e apenas a produtividade da biomassa por um ciclo. Além disso, são relatadas divergências relacionadas ao custo benefício econômico deste sistema o qual não aproveita a condução da rebrota após o primeiro corte, o que barateia o custo de produção (HAKAMADA, 2009); e à sustentabilidade deste princípio de produção, pois a retirada intensiva e integral de toda a biomassa produzida poderia comprometer a produtividade dos ciclos subsequentes (BRITO, 1994; HAKAMADA 2009; POGGIANI, 1984; 1996).

Isto representaria o aumento dos riscos na produção para o longo prazo, sobretudo nas condições em que as lavouras de eucalipto são implantadas em solos considerados menos férteis, como pode ser o caso do arenito da Região Noroeste do Paraná, onde está localizada a usina estudada. Cumpre, não obstante, ressaltar que não foram encontrados trabalhos técnicos com o cultivo do eucalipto em sistemas de curta duração nem para a região nem para o Estado do Paraná.

Assim, deve-se considerar que o risco do negócio aumenta quando se utiliza o sistema de produção do eucalipto para a finalidade exclusiva de produção de energia, em princípio.

Por outro lado, o uso de sistemas de produção tradicionais, em que são adotadas áreas úteis entre 5,0 e 7,0 m² por planta, pode permitir a flexibilização para o uso da matéria-prima em outras finalidades além da energética, como, por exemplo, a venda de madeira para escoras, mourões, palanques e serrarias (BRITO, 1994). Os próprios autores também admitiram que a colheita, quando realizada aos dois anos, apesar de possibilitar altas taxas de retorno do investimento, não permite um aproveitamento integral de todo o potencial de produção das plantas, pois nessa idade a biomassa é considerada subestocada (COUTO; MULLER, 2005; FREDERICO, 2008).

Neste sentido, Hakamada (2009) vai um pouco adiante. Ele chamou a atenção para o aspecto de ordem econômica quando se faz a análise no médio e longo prazo, pois quando se adota a técnica de condução dos brotos originários do primeiro corte existe a tendência de reduzir os custos que seriam necessários para um novo plantio. Além disso, para esse autor, é importante considerar o aspecto da sustentabilidade do sistema de produção florestal, o que é fundamental na avaliação de sua rentabilidade ao se ampliar o horizonte da análise. Hakamada (2009), com base na sua experiência com o cultivo de mais de dois milhões de ha de eucalipto

na *Cia. International Paper* no Brasil, apresentou como argumento que é mais econômico reservar espaçamentos entre cinco a sete metros quadrados para as plantas e realizar o primeiro corte entre os 5,5 e 6,5 anos, aproveitando a rebrota com a sua condução por mais um ciclo de cultivo. Neste caso é possível obter uma maior rentabilidade proporcionada pelo investimento na produção, por conta da redução dos gastos com alguns insumos e serviços, os quais são dispensados do processo de produção no segundo ciclo de produção, com a condução da rebrota.

Brito (1994), na mesma direção de Hakamada (2009), alertou que o sistema de produção do tipo *short-rotation* já fora testado na década de oitenta e, apesar de proporcionar produtividades mais elevadas no curto prazo, apresentava problemas com a ciclagem de nutrientes, o que indicava o problema da sustentabilidade. Além disso, foram observadas taxas de sobrevivência das plantas consideradas baixas, devido à elevada competitividade interespecífica, que inviabilizava a condução das brotações para o ciclo subsequente¹¹⁷.

Segundo Sato Martins (2010), os problemas apontados por Brito (1994) e por Hakamada (2009) ainda não teriam sido equacionados, especialmente para os efeitos de ordem econômica, além de outros de ordem técnica apontados pelos autores. Assim, de acordo com o que apontou Brito (1994), para os sistemas de cultivo em solos de baixa fertilidade, o que tem sido típico para o caso das espécies do gênero *Eucalyptus sp*, a adoção de uma área útil por planta inferior a 3,0 m² exigiria cautela. Por isso foram adotados como *Proxy* para uso no projeto de inovação incremental os parâmetros obtidos na literatura sobre o sistema de cultivo tradicional, com espaçamento de 3,0 m entre as linhas e de 2,0 metros entre as plantas (área útil por planta de 6 m²), prevendo-se o uso de clones obtidos com o cruzamento de *E. grandis* W. Hill ex Maiden, com a *E. urophylla* S. T. Blake e a *E. camaldulensis* Dehnh, as quais, segundo Sato Martins (2010), encontram-se disponíveis no mercado local. Assim, o sistema de produção foi projetado para a colheita ser realizada aos 6 anos após o plantio, com a condução da rebrota por mais um ciclo de produção.

Além disso, o pacote tecnológico de produção florestal estipulado no projeto encontra-se descrito em detalhes no Apêndice E. Ele foi elaborado com base em outros pacotes recomendados em estudos acadêmicos e a partir de sistemas de

¹¹⁷ Contudo naquela época não eram utilizados os materiais clonais mais recentes, que têm apresentado maior uniformidade no desenvolvimento das plantas nos talhões (COUTO; MÜLLER, 2008; FREDERICO, 2009).

produção em uso na Região Noroeste do Estado. Nesse apêndice são encontrados os parâmetros e recomendações técnicas preconizados, bem como os índices de produtividade que foram adotados no projeto da inovação incremental (BARONI, 2010; BORTOLO, 2007; HAKAMADA, 2009; MENARIN FILHO, 2006; MICHELLON; SACOMAN, 2006; SACOMAN, 2010; SATO MARTINS, 2010; SOCIEDADE DE INVESTIGAÇÕES FLORESTAIS, 2010).

Assim, os relatos obtidos na literatura sobre o parâmetro de produtividade em sistemas de produção e pacotes tecnológicos parecidos apontam para o Índice de Incremento Médio Anual - I.M.A.¹¹⁸, para o primeiro ciclo de produção, entre 40,0 e 50,0 m³/ha/ano (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PRODUTORES DE FLORESTAS PLANTADAS, 2010, p. 69, BORTOLO, 2007, p. 37; CASTANHO FILHO, E.P. et al., 2009, p. 20; HAKAMADA, 2009, p. 12; PEZZATTO; MENARIN FILHO, 2010; SACOMAN, 2006, p. 344; MICHELLON; SACOMAN; JESUS, 2010, p. 22; SATO MARTINS, 2010; SOCIEDADE DE INVESTIGAÇÕES FLORESTAIS, 2010, p. 5).

No caso do segundo ciclo de produção – a condução da rebrota –, foram encontrados valores entre 38,3 e 45,0 m³/ha/ano (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PRODUTORES DE FLORESTAS PLANTADAS, 2010, p. 69, BORTOLO, 2007, p. 37; CASTANHO FILHO, E.P. et al., 2009, p. 20; HAKAMADA, 2009, p. 12; PEZZATTO; MENARIN FILHO, 2010; SACOMAN, 2006, p. 345; MICHELLON; SACOMAN; JESUS, 2010, p. 23; SATO MARTINS, 2010; SOCIEDADE DE INVESTIGAÇÕES FLORESTAIS, 2010, p. 5).

Por isso decidiu-se adotar como Proxy para o parâmetro da produtividade o valor de 41,5 m³/ha/ano para os dois ciclos de cultivo – corte após o plantio e corte após a condução da rebrota¹¹⁹. Isto se justifica pelo valor do I.M.A. encontrado nos trabalhos de Pezzatto e Menarin Filho (2010) para o primeiro ciclo de cultivo e de Hakamada (2009) para o primeiro e segundo ciclos de produção com o uso do

¹¹⁸ O Índice de Incremento Médio Anual – I.M.A expressa a produtividade florestal em média anual de um sistema de produção, assim, é medido em m³ produzidos de material verde por hectare ano, com umidade ao redor de 50% (b.u.). Desta maneira, quando se multiplica este índice pelo número de anos correspondentes ao ciclo, se obtém o volume de biomassa a ser colhida por unidade de área ao final do ciclo de produção.

¹¹⁹ Para que se possa obter o valor do parâmetro de I.M.A., conforme se projetou neste estudo para a inovação incremental, serão necessários que sejam alcançados os valores médios para o índice de sobrevivência, de 96% ao final do primeiro ciclo e, de 82% no final do segundo ciclo de cultivo.

sistema de produção adotado pela *Cia. International Paper*, com o uso dos mesmos clones preconizados no projeto da inovação incremental^{120, 121}.

Assim, com base no I.M.A. médio de 41,5 m³/ha/ano, obtém-se, ao final do sexto ano da cada ciclo de cultivo, um volume de 249,0 m³/há, o que, acordo com a pesquisa realizada na literatura citada acima, pode até ser considerado conservador, mas é também mais seguro¹²².

A seguir será apresentada uma breve discussão sobre os atributos e características intrínsecas da biomassa florestal que são importantes para o dimensionamento da produção para suprir a demanda industrial, em atendimento ao projeto da inovação incremental.

Segundo Brito (1994), as características mais importantes das espécies florestais a serem apreciadas para o uso na finalidade energética são o seu poder calorífico, a umidade e a densidade básica da biomassa. Estes atributos influem diretamente no dimensionamento de um projeto de abastecimento da indústria como combustível e, por conseguinte, determinam o tamanho das áreas necessárias para o cultivo, condicionando o *design* final do projeto e, assim, importando em efeitos no seu resultado econômico-financeiro.

O poder calorífico da matéria-prima florestal é determinado pela sua composição química elementar e o seu teor de umidade, nas condições em que o

¹²⁰ Hakamada (2009, p. 5-12) demonstrou que o valor médio obtido para o segundo ciclo de cultivo, pela *Cia. International Paper* em 2009 no país, foi de 45,0 m³/ha/ano. Estes dados se referem à média deste Índice de todas as áreas cultivadas com este sistema de produção pela Empresa e representam a média de uma área de milhão de hectares cultivados no sistema de talhadia em lavouras instaladas no interior do Estado de São Paulo, Minas Gerais e Mato Grosso do Sul.

¹²¹ Os dados obtidos de Pezzatto e Menarin Filho (2010) foram utilizados para a simulação com o uso do Software SisEucalipto disponibilizado pela Embrapa – Centro Nacional de Pesquisas Florestais, desenvolvido originalmente para previsões para *E. grandis* (OLIVEIRA, A., 2010). Os resultados obtidos desses autores tratam de uma avaliação em condições reais, com dados obtidos a campo, com o uso do híbrido clonal de *E. grandis* x *E. urophylla*, no espaçamento de 3,0 x 2,0 m, plantados no município de Icaraíma/PR em julho de 2007. As plantas foram avaliadas em 2010, aos três anos de idade. Porém, deve-se lembrar que o plantio avaliado enfrentou uma condição climática adversa, com ocorrência de estresse hídrico nos dois primeiros anos de implantação. Isto provocou a diminuição do índice de sobrevivência, o qual foi projetado em 93% para o final do primeiro ciclo de colheita, quando as plantas terão 6 anos de idade. Este episódio exerce efeito no índice de sobrevivência subsequente, para o segundo ciclo, o qual foi projetado em, apenas, 78% de sobrevivência. Desse modo, o corte no segundo ciclo de cultivo proporcionaria um I.M.A. de 38,3 m³/ha/ano (MENARIN FILHO, 2006).

¹²² O pacote tecnológico adotado para produção florestal, o qual foi desenvolvido especialmente para o projeto da inovação incremental em estudo, previu um esforço adicional além de investimentos de maior monta, especialmente para que se pudessem aumentar as taxas de sobrevivência ao final de primeiro ciclo, conforme recomendado por Hakamada (2009), tais como, o replantio das falhas ainda no primeiro ano de implantação e a aplicação de gel hidratante junto ao plantio para minimizar os efeitos dos períodos de estiagens durante o estabelecimento inicial das plantas. De acordo este autor e Sato Martins (2010), isto exercem efeito no índice de sobrevivência, no momento das colheitas, no final do primeiro e, por conseguinte, ao final do segundo ciclo de cultivo.

material é utilizado¹²³. De acordo com a pesquisa realizada na literatura, as variações na composição química elementar, dentro uma espécie ou determinado híbrido clonal de eucaliptos, *ceteris paribus*, são consideradas pouco significativas¹²⁴ (BARREIROS et al, 2007; BRITO, 1994; CARVALHO, 1983; FREDERICO, 2009; QUIRINO et al, 2000; NOGUEIRA et al., 2000; NOGUEIRA; LORA, 2003).

O teor de umidade é determinado pela água presente na matéria-prima, podendo ser mensurado pela diferença entre os pesos de uma amostra antes e depois de seca. Assim, o valor deste parâmetro pode ser expresso em valores relativos a seu peso seco ou a seu peso úmido (NOGUEIRA et al., 2000, p, 51):

$$W_S = (P_U - P_S) / P_S, e \quad (15)$$

$$W_U = (P_U - P_S) / P_U \quad (16)$$

Onde :

W_S – Teor de umidade base seca, avaliada em Kg de água / Kg de material seco;

W_U – Teor de umidade base úmida, em Kg de água / Kg de material,

P_U – Massa, avaliada em Kg de material seco

P_S – Massa, avaliada em Kg de material nas condições naturais.

Destarte, racionalizando-se as fórmulas (15) e (16) a partir da umidade em base seca ou úmida, em base decimal, são encontradas as relações úteis entre os pesos seco e úmido da biomassa:

$$P_S = P_U / (W_S + 1), \quad (17)$$

$$P_S = P_U \times (1 - W_U), \quad (18)$$

$$P_U = P_S \times (W_S + 1) \quad (19)$$

$$P_U = P_S / (1 - W_U) \quad (20)$$

Ocorre, não obstante, que os dados sobre o teor de umidade dos combustíveis são geralmente apresentados em base seca, enquanto os dados de produção são comumente expressos em base úmida. Assim sendo, quando for necessário converter os valores de referência de uma base à outra durante a análise

¹²³ A umidade constituinte das matérias-primas concorre de maneira inversamente proporcional, para a perda da sua eficiência energética, visto que, durante as fases preliminares do processo de combustão da biomassa se gasta energia para a evaporação de toda a água existente (NOGUEIRA et. al., 2000; LIMA; ABDALA; WENZEL, 2008).

¹²⁴ A composição química elementar corresponde ao percentual, em massa, dos principais elementos tais qual o Carbono - C, o Hidrogênio - H, o Enxofre - S, o Oxigênio - O, o Nitrogênio - N e as cinzas - A. Estes são os elementos e componentes considerados os mais relevantes na quantificação da energia disponível desta matéria-prima. As relações entre a composição química elementar e conteúdo energético podem ser verificadas em Hugot (1977, p. 953-970) e Jenkins (1990 apud Nogueira; Lora; Gomes, 2008, p. 47-55; SANCHES; BIZZO, P. 23-30).

de sistemas de combustão de biomassa, podem ser utilizadas as equações (21) e (22) (CORTEZ; LORA; GÓMES, 2008, p, 49):

$$W_s = 1 - W_u \quad (21)$$

$$W_u = 1 - W_s \quad (22)$$

Sabe-se que os processos de perda da umidade por efeito da secagem natural da biomassa são importantes no dimensionamento de um projeto de abastecimento para o uso energético, por isso se esclarece que a água contida é classificada em dois tipos.

O primeiro tipo se refere à água de capilaridade, também chamada livre, a qual se localiza nos vasos, meatos, canais e lúmen das células, podendo ser facilmente retirada na secagem natural. Vale lembrar que no momento do corte da árvore, quando é tratada pela denominação de madeira verde, a sua umidade, em base úmida, situa-se entre 50 e 60%, mas comumente se aproxima do valor inferior (CARVALHO, 1983, p. 22; LIMA; ADBALA; WENZEL, 2008, p. 1).

Ao ponto de secagem em que toda a água livre é retirada se dá o nome de *ponto de saturação das fibras*, que normalmente ocorre quando a umidade, em base úmida, atinge entre 22 e 30% (b.u.) (LIMA; ABDALA; WENZEL, 2008, p. 1).

O segundo tipo de umidade a ser considerado é daquela remanescente da água livre, chamada de higroscópica ou de adesão. Este tipo encontra-se fortemente ligado às fibras da madeira, portanto é mais difícil de ser retirada por meios naturais, demandando a aplicação de energia externa.

Outros dois conceitos relacionados ao poder calorífico¹²⁵ devem ser discutidos para que se possa compreender a disponibilidade de energia destes tipos de combustível, a saber, o poder calorífico superior – PCS e o poder calorífico inferior - PCI (BRITO, 1994; HUGOT, 1977; NOGUEIRA et al., 2000).

O PCS expressa toda a quantidade de energia liberada durante o processo de combustão, inclusive aquela energia demandada para evaporar a água higroscópica e a água formada no processo de combustão do hidrogênio contido na matéria-prima combustível.

¹²⁵ O poder calorífico é definido em unidade de energia por unidade de massa ou volume, expressa em Kilojoules por Kilograma - KJ/kg ou em Kilojoules por metro cúbico- KJ/m³. O poder calorífico superior é auferido em aparelho denominado calorímetro ou bomba calorimétrica de Mahler, o qual expressa toda a energia pela quantidade de gases condensados depois do processo de combustão, nas condições à temperatura de zero °C e pressão de 760 mm Hg (HUGOT, 1977, p. 953-954).

O PCI, por sua vez, é determinado a partir do PCS e despreza toda aquela energia equivalente à encontrada na condensação dos gases vaporizados no processo de combustão, os quais são perdidos na prática, pois são considerados tecnicamente irrecuperáveis. Assim, pode-se dizer que o PCI é uma medida do calor efetivamente possível de ser utilizado como matéria-prima combustível.

Os tipos de poder calorífico das matérias-primas, como se observou, podem ser determinados de maneira empírica¹²⁶ ou, então, ser estimados a partir de dados estatísticos relacionando à sua composição química imediata¹²⁷ e à sua composição química elementar¹²⁸. Além disso, podem ser calculados teoricamente a partir de sua composição elementar. Não obstante, uma maior precisão é obtida quando se fazem os testes empíricos no laboratório, para determinada matéria-prima, embora o mais comum seja recorrer às estimativas, as quais resultam em certo grau de imprecisões, mas, por outro lado, podem constituir a melhor alternativa viável quando não se dispõe destes recursos.

A Tabela 23 ilustra, a título de comparação, os valores estimados para o PCS e o PCI de algumas fontes de biomassa para fins energéticos.

Tabela 23. Estimativas para o poder calorífico inferior – PCI, das principais fontes combustíveis a partir da biomassa, de acordo com o teor de umidade.

Biomassa	Umidade em base seca (%)	Umidade em base úmida (%)	Poder Calorífico Inferior (MJ/Kg)	Poder Calorífico Inferior (kcal/Kg)	Poder Calorífico Inferior (KJ/kg)
Lenha verde	160	62	5,7 ^a	1.361	5.700
	100	50	8,2 ^a	1.959	8.200
Lenha seca ao ar	60	38	10,8 ^a	2.580	10.800
	30	23	13,8 ^a	3.296	13.800
Lenha seca em estufa	20	17	15,2 ^a	3.630	15.200
	0	0	18,7 ^a	4.466	18.700
Palha e casca de arroz	15	13	13,4 ^a	3.201	13.400
Carvão Vegetal	5	5	30,8 ^a	7.356	30.800
Bagaço de cana	50	33	8,4 ^a	2.006	8.400
Eucalipto ^d	0	0	19,4 ^b	4.634	19.400
Bagaço de cana – corte manual	0	0	17,3 ^c	4.132	17.300
Bagaço de cana – submetido a limpeza	0	0	17,0 ^c	4.060	17.000
Bagaço de cana – corte mecanizado	0	0	16,7 ^c	3.989	16.700

Fonte: Adaptado pelo autor. Fontes: ¹ *United Nations - UN* (1987 apud NOGUEIRA et. al. 2000, p. 53; NOGUEIRA; LORA, 2003, p. 47); ² de Jenkins (1990 apud CORTEZ; LORA; GÓMES, 2008, p. 56); e ³ de Oliva (1980 apud CORTEZ; LORA; GÓMES, 2008, p. 56); ^d referem ao caso da lenha e do Eucalipto, de maneira generalizada e, apenas ao lenho da madeira, sem as cascas.

¹²⁶ Determinado pelo Método ASTM D 2015-77 (SANCHES; BIZZO, 1997, p. 2.27).

¹²⁷ Conf. Método ASTM D 3172 a D3175, ASTM D 1102 e ASTM E 870 a 872 (Ibidem, p. 2.24).

¹²⁸ Conf. Método ASTM D 3176 e ASTM E 777, E 775, e E 778 (Ibidem, p. 2.24).

A seguir são apresentadas as referências encontradas na literatura e se prossegue com a discussão para determinar os valores do PCI da biomassa florestal a ser utilizada, os quais foram adotados como *Proxy* para o dimensionamento do projeto da inovação incremental.

O plano de uso da biomassa florestal como combustível prevê o aproveitamento quase integral das árvores, ou seja, é possível recuperar todo o material disponível na parte superior da copa das árvores; no entanto se recomenda manter parte do material produzido, durante e após o ciclo de cultivo, além daquele resultante do processo de colheita, depositado sobre o solo. Isto se deve à necessidade de manter a sustentabilidade do sistema de produção, tendo-se em vista a manutenção da cobertura do solo para fins de controle de erosão e para repor parte dos nutrientes extraídos com a exportação da biomassa pela colheita (BARRETO, 2008; BRITO, 1994; MÜLER, 2005).

Nesse contexto, no escopo deste trabalho foi considerado como biomassa recuperável todo o fuste das árvores, o qual possui mais de 6 cm de diâmetro – o que é classificado como de padrão comercial e inclui o lenho e as cascas. Por conseguinte, a parte não recuperável é composta por todo o material restante: o fuste com diâmetro inferior ao padrão comercial, galhos, folhas e demais resíduos a serem deixados no local do cultivo¹²⁹.

Desta maneira, para calcular adequadamente o poder calorífico do combustível e, então, poder-se dimensionar a demanda da biomassa e o projeto florestal, é necessário que se tenha conhecimento da densidade básica destes constituintes – casca e lenho, além da sua proporção.

A densidade básica (Db) dessa biomassa é determinada pela unidade de peso dividida pela unidade básica de volume – g/cm^3 e seus múltiplos¹³⁰.

Outro parâmetro importante para uso no dimensionamento da logística de transporte é o da *densidade aparente* (Da), que pode ser em g/cm^3 ou em t/m^3 . Ele

¹²⁹ A parte do fuste com diâmetro abaixo de 6 cm representa 2,73% da biomassa recuperável e, como seu aproveitamento não é previsto, pode se constituir de uma reserva técnica a ser utilizada, cobrindo o abastecimento no caso de ocorrer um eventual imprevisto com a produção ou perdas adicionais no processo como um todo.

¹³⁰ Este atributo da biomassa é considerado um dos mais importantes, pela sua qualidade para o uso energético, pois se relaciona de forma positiva com a energia disponível por peso. As espécies que apresentam maior densidade e produtividade por unidade de área, também apresentam a maior produtividade energética. E, além disso, podem propiciar a redução dos custos na colheita e transporte (BRITO, 1994; PALUDZYSYN FILHO, 2008). Para calcular a densidade básica se desconta todo e qualquer tipo de vazio existente no material, considerando apenas o seu volume efetivo. Este parâmetro pode ser expresso em base seca, o que é mais comum ou, alternativamente, base úmida. No caso das matérias-primas florestais é comum o seu uso em t/m^3 na base seca.

considera a totalidade da massa sobre a totalidade do volume, incluindo-se os espaços vazios existentes entre as peças e partículas do material, quando a biomassa se encontra empilhada na forma de madeira ou de cavaco.

A esse respeito cumpre observar que os dados encontrados na literatura sobre a proporção entre o fuste e as cascas e, ainda, sobre a densidade básica desta biomassa, são os mais diversos e, normalmente, referem-se somente à porção do lenho. Além disto, variam com a idade das plantas, com o tipo de sistema de cultivo utilizado e com o material genético adotado. Contudo, estes atributos também podem ser influenciados pelos níveis de fertilidade do solo, pelo clima e pela adubação realizada. (BARRETO, 2008; BARREIROS, 2007; FREDERICO, 2008; MÜLLER, 2005; PEREIRA, 2000; TRUGILHO et al., 2005).

Em vista disto, com a finalidade de calcular a energia disponível da biomassa foram adotados os valores dos parâmetros encontrados em Barreiros (2007, p. 107), Brito, (1994, p.7) e Müller (2005, p. 59-64), pois são os que mais se aproximam da realidade e dos parâmetros estabelecidos para o estudo. Portanto, adiante também serão tratados como *Proxies*:

- a. Densidade básica da biomassa – cascas + cerne¹³¹ = 0,500 t/m³ em base seca;
- b. proporção das cascas na biomassa seca¹³² = 13,84%;
- c. proporção do lenho na biomassa seca^{idem} = 86,16%;
- d. poder calorífico superior da casca seca^{idem} = 3.773 kcal/kg ou 15.803 kJ/kg;
- e. poder calorífico superior do lenho seco (madeira) – PCS^s = 4.600 kcal/kg ou 19.259 kJ/kg¹³³.

Diante disso, para se estimar o PCS^s da biomassa como um todo a ser utilizada no dimensionamento do projeto o parâmetro partiu de uma ponderação simples, levando em conta as proporções da casca e do lenho em questão, cujos valores e parâmetros encontram-se na Tabela 24.

¹³¹ Conforme Barreiros (2007, p. 107).

¹³² Conf. Muller (2005, p. 59, 64).

¹³³ Conf. Brito (1994, p. 7).

Tabela 24. Parâmetros utilizados no cálculo do PCS^s da biomassa recuperável para o projeto da inovação incremental.

Componente	Proporção na biomassa comercial	PCS ^s (kcal/kg)	PCS ^s resultante (kcal/kg)	PCS ^s resultante (kJ/kg)
Casca	13,8%	3.773	521	2.180
Lenho	86,2%	4.600	3.965	16.601
Total	100,0%		4.486	18.781

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Barreiros (2007, p. 107), Brito, (1994, p.7) e Müller (2005, p. 59-64), do qual se originou a proporção entre os constituintes da biomassa, da avaliação de um híbrido clonal de *Eucalyptus grandis* W. Hill ex Maiden x *E. camaldulensis*. Obs.: considerou-se por biomassa comercial recuperável todo o fuste com mais de 6 cm de diâmetro.

Não obstante, deve-se observar que estes dados encontrados em Müller (2005, p. 59-64) foram auferidos por amostragens a campo, em plantas com dois e três anos após o plantio, o que se deve ao fato de que não foram encontrados dados sobre seu desempenho e características técnicas de amostras com idade de plantio mais avançada, tal qual se preconizou no projeto da inovação incremental para a UTE-STP. Desta maneira, a estimativa para o PCS^s da biomassa pode ser considerada conservadora, pois, de acordo com o Barreiros (2007) e Frederico (2008), é de esperar que este tipo de material expresse seu potencial produtivo entre os 6 e 7 anos, idade em que a relação entre o peso das cascas e o do lenho deve ser inferior.

A partir dos valores obtidos para o PCS^s se calcula o poder calorífico inferior para a condição de trabalho - PCI^t, o qual leva em conta as perdas de energia provocadas pela água chamada capilar, água livre e aquela formada no processo de combustão do Hidrogênio constituinte, ou seja, serve para quantificar a energia efetivamente disponível no ponto em que a biomassa abastece as caldeiras. A relação existente entre o PCI^t e o PCS^s e os cálculos para determinação do primeiro parâmetro a foi realizado adotando-se o método sugerido por Jenkins (1990 apud CORTEZ; LORA; GÓMES, 2008, p. 57-58; SANCHES; BIZZO, p. 28)¹³⁴, descrito em detalhes no APÊNDICE C – CÁLCULO DO PODER CALORÍFICO DA BIOMASSA FLORESTAL, DA ENERGIA ÚTIL DISPONÍVEL E, RESULTANTE DA CONVERSÃO EM ENERGIA ELÉTRICA, situação peculiar aos equipamentos da UTE-STP.

A Tabela 25 expõe os resultados das estimativas para o PCI^t, para diferentes teores de umidade da biomassa em questão¹³⁵.

¹³⁴ Todavia, devido ao fato de não terem sido encontrados valores de H^s para as cascas e o lenho em específico, foram considerados o mesmo valor de H^s para ambos os quais compõem a biomassa recuperada conceituada neste estudo, conforme o valor encontrado em Jenkins (1990).

¹³⁵ Destarte, é importante lembrar que os valores do PCI^t da biomassa – composta pelo fuste comercial e as cascas, que foram tomados como Proxy, correspondem a valores relativos ao teor de umidade de 35% (b.u.).

Tabela 25. Estimativa do poder calorífico Inferior - PCI^t, para a biomassa de espécies e híbridos clonais de espécies do gênero *Eucalyptus sp.* preconizadas no projeto da inovação incremental.

Teor de Umidade (Wt) em base úmida	PCS ^s		PCI ^s		PCI ^t	
	kcal/kg	KJ/kg	Kcal/kg	KJ/kg	kcal / kg	KJ / kg
50,0%	4.486,0	18.782,0	4.162,0	17.425,5	1.780,5	7.457,7
40,0%	4.486,0	18.782,0	4.162,0	17.425,5	2.256,4	9.451,3
35,0%	4.486,0	18.782,0	4.162,0	17.425,5	2.494,4	10.448,1
30,0%	4.486,0	18.782,0	4.162,0	17.425,5	2.732,4	11.444,8

Fonte: elaborado pelo autor com base Met. Jenkins (1990 apud CORTEZ; LORA; GÔMES, 2008), (Fviii) p PCS^s = 4.486, para Híbridos Clonais e, conforme parâmetros médios tomados como Proxy.

A biomassa no estágio de colheita, quando é denominada madeira verde, apresenta teores de umidade ao redor de 50% em base úmida, e o seu uso nesta condição é considerado inviável, porque produziria menos energia útil no processo industrial, por seu poder calorífico inferior ser ainda muito baixo, o que demandaria energia adicional para vaporizar a maior quantidade de água existente (CARVALHO, 1983, p. 22; CORTÊS et al., 2009, p. 3).

Assim, a biomassa florestal da maneira como é colhida no campo, para ser utilizada como matéria-prima combustível, necessita ser adequada para tal finalidade. Isso proporciona a melhoria da eficiência nos processos de conversão nas caldeiras, pois pode permitir um maior rendimento das máquinas de produção de vapor (caldeiras). Além disso, é possível reduzir os custos com a movimentação e o transporte do material do campo para a usina e com a movimentação no pátio da usina (estoque) para abastecer as caldeiras (BRITO, 1994; CORTEZ et al., 2009; LIMA; ABDALA; WENZEL, 2008, p. 1; NOGUEIRA et al., 2000).

Para tanto, se recomenda deixar a matéria-prima a campo, exposta ao ar nas condições naturais, por 30 a 60 dias, prazo previsto para que a umidade seja reduzida, naturalmente, ao redor de 30 a 35% em b.u. (CARVALHO, 1983, p. 22; LIMA; ABDALA; WENZEL, 2008, p. 1).

Assim sendo, com base na pesquisa da literatura, foi adotado como *Proxy* que o período de secagem dos fustes a campo seria de no mínimo 60 dias após o corte, condição na qual se prevê que o teor de umidade atinja 35% (b.u.)¹³⁶. Ressalte-se que este também foi o parâmetro de teor de umidade para os cálculos que envolvem as situações de processamento e de transporte, e as que ocorrem no

¹³⁶ Foi constatado na visita às áreas de produção de eucalipto da indústria da Klabin Florestal, em 10 de outubro de 2009 no município de Telêmaco Borba/Pr, que a operação de recuperação dos resíduos florestais para fins energéticos era realizada, no prazo de 30 a 40 dias após o corte da floresta e, segundo os técnicos da indústria, continha a umidade entre 30 a 35% (b.u.).

carregamento das esteiras no pátio da usina e no momento inicial da combustão do material nas caldeiras.

O tamanho das partículas da biomassa, considerado o mais adequado para o uso da biomassa nas caldeiras instaladas na usina em estudo é entre 50 e 100 mm. Para isso se exige que a matéria-prima seja picada a campo, com o uso de picadores móveis horizontais motomecanizados (NOGUEIRA et al., 2000, p. 71).

Desta maneira, para que se pudesse determinar o peso e o volume da biomassa no projeto, nos momentos do corte das árvores e do seu uso como combustível, nos quais os teores de umidade em base úmida equivalem, respectivamente, a 50% e a 35% (b.u.), foi utilizada a equação (17).

E, para converter o volume e o peso desta biomassa por unidade de área ao final de cada ciclo de produção, nas condições de trabalho da usina, foram utilizados como *Proxies* o I.M.A de 41,5 m³/ha/ano e a densidade aparente de 675 Kg/m³ (quando a umidade se encontra a 35% em b.u.). Estes resultados são apresentados na Tabela 26.

Tabela 26. Parâmetros de produtividade e produção estimados para a biomassa dos híbridos clonais de *E. grandis*, para o final do ciclo de cultivo de seis anos, nas condições do trabalho.

Umidade (W ^l) em base úmida	I.M.A. (m ³)	Volume ao final do ciclo (m ³)	Densidade básica (t/m ³)	Massa ao final do ciclo (t)
50,0%	41,5	249,0	0,717	178,5
35,0%	41,5	249,0	0,675	168,1

Fonte: elaborado pelo autor com base Met. Jenkins (1990 apud CORTEZ; LORA; GÓMES, 2008), (Fviii) p PCSs = 4.486, para os híbridos clonais de *E. grandis*, de acordo com os parâmetros médios definidos.

Assim, para que se pudesse determinar a demanda do combustível para a produção de energia elétrica, foi utilizado o parâmetro relativo ao consumo específico de combustível – CEC - expresso em kg/kWh ou em t/MWh, que foi calculado com base na metodologia proposta por Hugot (1977) e Balestieri (2000) e, com base os parâmetros técnicos dos equipamentos instalados na usina estudada (BAPTISTA, 2009). Para maiores detalhes sobre a metodologia e cálculos realizados consulte o Apêndice C.

Ressalta-se que o CEC foi calculado pelo autor para ambos os sistemas de produção de vapor da usina: o de contrapressão (cogeração) e o de extração e condensação (geração). Por outro lado, para fins do projeto da inovação incremental, foi feita a opção pelo uso exclusivo do sistema de geração nos períodos de contrassafra e entressafra, visto que desta forma se atende à melhor estratégia

comercial estudada para o caso e ainda se contingenciam os investimentos adicionais que seriam necessários para operar com o sistema de cogeração fora do período de safra¹³⁷. Esta estratégia é apresentada com maiores detalhes na Seção 5.2., dedicada ao projeto da inovação incremental.

Deste modo, o consumo específico de combustível (CEC) líquido do sistema de extração e condensação foi calculado em 1,9029 t de biomassa a 35% de umidade em b.u., para cada MWh produzido¹³⁸. Com esta opção de uso e o abastecimento extra de combustível originado na produção da biomassa florestal, será possível ampliar a produção dos excedentes de energia em 57.434,5 MWh no ano¹³⁹.

Assim sendo, para que se pudesse determinar a quantidade de biomassa demandada e a área efetivamente necessária a ser cultivada com o eucalipto, considerou-se: 1) a produção ao final de um ciclo de cultivo definida em 168,1 ton/ha; 2) a energia elétrica excedente, a ser gerada com o projeto incremental, de 57.434,5 MWh; 3) o CEC de 1,9029 t. para cada MWh; e 4) a biomassa nas condições do uso com a umidade de 35% em b.u.

O resultando obtido para a demanda de biomassa florestal foi de 112.509,33 toneladas a cada ano, o que exigiria cultivar uma área de 669,3 ha por ano com eucalipto; no entanto, com é necessário estocar a maior parte da produção de cavaco no pátio da usina, por conta da necessidade de compatibilizar o uso dos equipamentos e instalações existentes no período de entressafra (conjunto termogerador, as duas caldeiras – C.1 e C.2, além dos equipamentos agrícolas e de transporte pertencentes à usina), é preciso produzir um montante adicional de biomassa de 5%, para cobrir eventuais perdas com a movimentação e estocagem da matéria-prima (CORTEZ et al., 2009, p. 3).

Destarte, é necessário produzir um montante total de 118.134,8 toneladas de biomassa ao ano e, conseqüentemente, cultivar uma área de 702,8 ha com eucalipto, parâmetro que deve ser considerado para efeito de uso dos equipamentos

¹³⁷ O investimento adicional para operar com o sistema de contrapressão no período de entressafra foi estimado pelo próprio departamento técnico da usina em R\$ 4,469,730,00 e compreenderia a aquisição e instalação de equipamentos denominados de conjunto de pré-evaporador e condensador (BAPTISTA, 2010). Destaca-se que esta opção de *design* não foi estudada no presente trabalho, pois o investimento adicional na compra e instalação destes equipamentos produziria as mesmas quantidades de excedentes incrementais para o período de entressafra, os quais podem ser obtidos, apenas, com o sistema de extração e condensação já instalados.

¹³⁸ Para se informar sobre a metodologia utilizada no cálculo do CEC consulte o Apêndice C.

¹³⁹ A produção de excedentes de energia que foi projetada para o atual *design* de projeto é de 96.604,0 MWh ao ano, a partir de 2012, quando se estabilizará a produção (BAPTISTA, 2009; MENEGUETTI, 2010).

de colheita, de processamento e transporte da biomassa em cavacos, exceto nos cálculos para dimensionar a movimentação de cargas de biomassa nas esteiras transportadoras no pátio da usina, ocasião em que se adota a quantidade de 112.509,33 toneladas de biomassa.

Cabe, por outro lado, destacar que o modelo de negócio previsto no projeto da inovação incremental estabelece que as áreas de cultivo serão arrendadas da mesma maneira como se faz com a cana. Deste modo, considerou-se que o pagamento pelo arrendamento das terras destinadas ao plantio florestal será de 20% sobre a produção, ao final do ciclo de cultivo. Assim, para dimensionar as áreas necessárias de produção florestal no projeto, deve-se considerar o equivalente a 843,3 ha por ano.

Segundo Menegetti (2010) e Sato Martins (2010), este percentual é equivalente ao que se adota na atualidade como pagamento de aluguel pelo uso das áreas agrícolas para fins de produção de eucaliptos destinadas à recomposição da reserva legal na região.

Outro dado importante para o dimensionamento das operações envolvidas no abastecimento da biomassa combustível se refere à *densidade aparente* da matéria-prima processada - os cavacos de madeira. Neste sentido, foi possível inferir, através das informações coletadas na ocasião da visita à empresa Klabin Florestal, que a *densidade aparente* do cavaco da biomassa de *Eucalyptus sp.*, com partículas processados para o tamanho de 50 a 100 mm, aproximava-se de 0,467 t/m³ com teor de umidade por volta de 35% b.s., condições que são semelhantes às que foram estabelecidas para o uso no projeto de inovação incremental neste trabalho.

Estes dados foram confirmados por Siqueira (2009)¹⁴⁰, no entanto eles diferiram ligeiramente do valor de 0,497 t/m³, o qual foi calculado com base nas informações encontradas no trabalho de Coelho et al. (2004, p. 5). Isto, provavelmente, deve-se à conformação física diferente entre os dois materiais a qual não se pode aferir com precisão, pois pode ocorrer variações em consequência das diferenças nas condições de uso, da regulagem e modelo dos equipamentos, da densidade básica e do grau de umidade em que se encontra a biomassa e das

¹⁴⁰ Na ocasião da visita à empresa Klabin Florestal, em 06/10/2009, também foi visitada a Empresa Siqueira & Siqueira, a qual presta serviços de cavaqueamento e de transporte deste a empresa Klabin Florestal, entre outras indústrias daquela e de outras regiões.

características da madeira, das espécies e seus sistemas de cultivo (ALZATE, 2004).

Portanto, foi adotado como *Proxy* para a *densidade aparente*, o valor de 0,467 t/m³o qual foi auferido por ocasião da visita às duas empresas de Telêmaco Borba/PR, contando com o teor de umidade a 35% b.u.

APÊNDICE C – CÁLCULO DO PODER CALORÍFICO DA BIOMASSA FLORESTAL, DA ENERGIA ÚTIL DISPONÍVEL E, RESULTANTE DA CONVERSÃO EM ENERGIA ELÉTRICA

Para quantificar na prática a energia útil a qual está disponível na biomassa nos sistemas de combustão utiliza-se do conceito de Poder Calorífico Inferior nas condições de trabalho - o PCI^t, o qual originar-se da medida do poder calorífico superior – PCS^s, medido na condição em que a biomassa apresenta-se sem a água capilar e a água livre. Contudo, o cálculo do PCI^t desconta inclusive a energia perdida com a água que se forma no processo de combustão do Hidrogênio constituinte da biomassa.

Assim, para estimar o valor do PCI^t da biomassa florestal de eucalipto para o projeto da inovação incremental estudado neste trabalho foi utilizado o método desenvolvido por Jenkins (1990 apud CORTEZ; LORA; GÓMES, 2008, p. 51-52; SANCHES; BIZZO, 1997, P. 28), o qual fora criado originalmente pelo autor para estimar o PCI^t do gênero *Eucalyptus sp.* em geral. Este método foi concebido com base em dados e análises estatísticas de 62 diferentes tipos de biomassa; no entanto, esclarece-se que se exige os parâmetros obtidos a partir de uma análise química imediata.

Jenkins (1990 apud CORTEZ; LORA; GÓMES, 2008, p. 52; SANCHES; BIZZO, 1997, P. 28) relacionou o PCS^s da madeira a partir de informações sobre a composição química imediata¹⁴¹, com os teores de carbono fixados – (C^s) e, ainda, alternativamente, em relação aos teores das cinzas residuais dos materiais – (A^s), como exposto a seguir:

$$PCS^s = 2,3381 + 0,351 C^s, \text{ em MJ/kg, com } R^2 = 0,805 \quad (23); e$$

$$PCS^s = 20,180 - 0,203 A^s, \text{ em MJ/kg, com } R^2 = 0,498 \quad (24)$$

Onde:

C^s equivale ao teor de Carbono em base seca;

A^s refere-se ao teor de cinzas, em base seca.

Contudo, Cortez, Lora e Gomes (2008) testaram o método de Jenkins (1990) exposto nas fórmulas (23) e (24) e consideraram que sua relação com os teores de carbono fixo e cinzas se sujeita a erros estatísticos. Neste sentido, eles afirmaram

¹⁴¹ A composição química imediata constatada por Jenkins (1990) para o gênero *Eucalyptus sp.*, em geral, pode ser consultada em Sanches e Bizzo (1997, p. 27).

que no uso da equação (24) foi verificado um erro de até 3% em relação ao valor experimental, por isso desaconselharam o seu uso; mas, por outro lado, constataram que a equação (23) apresentava uma maior confiabilidade, apresentando um erro de apenas 0,6% em relação ao dado experimental.

Não obstante, caso já se possua o valor do PCS^s, Jenkins (1990) sugeriu que a estimativa do PCI^t pode ser realizada com o uso da seguinte formulação:

$$PCI^t = \{ [PCS^s - \lambda (m + 0,09 H^s)] (100 - W^t) \} / 100, \text{ em MJ/kg} \quad (25)$$

Onde:

λ equivale à entalpia de vaporização da água - igual a 2,31 MJ/kg a 25° C;

$m = W^t / (100 - W^t)$; e

H^s equivale ao Hidrogênio contido, determinado na base seca (%).

Deste modo, no contexto deste trabalho o PCI^t da biomassa foi estimado partindo-se do PCS^s específico encontrado para as espécies e híbridos clonais, com o uso da metodologia proposta por Jenkins (1990 apud CORTEZ; LORA; GÓMES, 2008, p. 52; SANCHES; BIZZO, 1997, P. 28). Para tanto, os dados sobre o PCS^s da biomassa das espécies e híbridos clonais do gênero *Eucalyptus sp.* que constam na Tabela 27 foram levantados nos trabalhos publicados por Frederico (2009), Müller (2005); Pereira (2000) e Quirino (2004).

Todavia, se observa que o valor médio do PCS^s encontrado nos materiais descritos por Brito (1994), Pereira (2000), Quirino (2004), equivalente a 4.585 Kcal/kg, se refere às espécies de *Eucalyptus sp.* em geral. Porém, este valor difere do valor médio encontrado para os híbridos clonais citados por Frederico (2009) e Muller (2005), os quais são o tipo preconizados no projeto da inovação incremental. Por outro lado, se esclarece que os dados de Muller (2005, p 59) são atribuídos a um híbrido clonal de *Eucalyptus grandis* W. Hill ex Maiden x *Eucalyptus camaldulensis* Dehnh, que não possui subidentificação específica e para o qual foi obtido o PCS^s médio de 4.478 Kcal/kg¹⁴². Enquanto os dados de Frederico (2009) se originam de um clone de *Eucalyptus grandis* W. Hill ex Maiden e a quatro híbridos clonais de *Eucalyptus grandis* W. Hill ex Maiden x *Eucalyptus urophylla* S. T. Blake,

¹⁴² O dado refere-se à média simples dos valores de PCS^s, sendo que as amostras foram colhidas aos 24 meses, em três repetições, para os tratamentos com espaçamentos que variavam entre 3,0 x 0,5 m a 3,0 x 3,0 m, com Desvio Padrão de 176,8.

os quais resultaram no PCS^s médio de 4.662 kcal/kg¹⁴³. Portanto, foi adotado o valor médio de 4.600 kcal/kg para o PCS^s, o qual gera o valor do PCS^s, uma opção conservadora.

Tabela 27. Poder calorífico superior de madeiras do gênero *Eucalyptus sp.*

Nome Científico	Nome Comum	PCS ^s (kcal/kg)	PCS ^s (kJ/kg)
<i>Eucalyptus camaldulensis</i> Dehnh.	Eucalipto Camaldulensis, cv. obtusa	5.085 ^(a)	21.290
<i>Eucalyptus grandis</i> W. Hill ex Maiden	Eucalipto	4.501 ^(d)	18.845
<i>Eucalyptus grandis</i> W. Hill ex Maiden	Eucalipto	4.629 ^(b)	19.381
<i>Eucalyptus grandis</i> W. Hill ex Maiden	Eucalipto	4.682 ^(b)	19.603
<i>Eucalyptus grandis</i> W. Hill ex Maiden	Eucalipto	4.790 ^(b)	20.055
<i>Eucalyptus grandis</i> W. Hill ex Maiden	Eucalipto	4.340 ^(a)	18.171
<i>Eucalyptus grandis</i> W. Hill ex Maiden	Eucalipto	4.600 ^(c)	19.259
<i>Eucalyptus urophylla</i> S. T. Blake	Eucalipto	4.422 ^(c)	18.514
<i>Eucalyptus urophylla</i> S. T. Blake	Eucalipto	4.480 ^(c)	18.757
<i>Eucalyptus urophylla</i> S. T. Blake	Eucalipto	4.595 ^(c)	19.238
<i>Eucalyptus urophylla</i> S. T. Blake	Eucalipto	4.312 ^(a)	18.053
<i>Eucalyptus grandis</i> W. Hill ex Maiden x <i>Eucalyptus camaldulensis</i> Dehnh.	Eucalipto - Híbrido Clonal não identificado	4.739 ^(d.1)	19.841
idem	Idem ^(d)	4.197 ^(d.2)	17.572
idem	Idem ^(d)	4.512 ^(d.3)	18.891
idem	Idem ^(d)	4.466 ^(d.4)	18.698
<i>Eucalyptus grandis</i> W. Hill ex Maiden	Eucalipto - Clone – 57 ^(e)	4.629 ^(e)	19.381
<i>Eucalyptus grandis</i> W. Hill ex Maiden x <i>Eucalyptus urophylla</i> S. T. Blake	Eucalipto - Híbrido Clonal – 1046 ^(e)	4.603 ^(e)	19.272
idem	Eucalipto - Híbrido Clonal – 1213 ^(e)	4.692 ^(e)	19.644
idem	Eucalipto - Híbrido Clonal – 1215 ^(e)	4.693 ^(e)	19.649
idem	Eucalipto - Híbrido Clonal – 1274 ^(e)	4.692 ^(e)	19.644
Média simples das espécies ^{(a)(b)(c)}	Eucalipto - espécies/cultivares	4.585	19.197
Desvio padrão das espécies	idem	220,0	920,1
Média simples dos híb. Clonal ^(d)	Eucalipto – Híbrido clonal não identif.	4.478	18.751
Desvio padrão – híb. clonal	idem	222,0	931,0
Média simples – híbridos clonais ^(e)	Eucalipto, Híb. e clones identificados	4.662	19.518
Desvio padrão – híbridos clonais	idem	43,0	179,0

Fonte: ^(a) Pereira (2000, p 23-99), aos 10,5 anos de idade e espaçamento 3,0 x 2,0m; ^(b) Jara (1989), conforme foram citados por Quirino (2004, 179); ^(c) Brito (1994, p. 7), aos 6 anos de idade; ^(d) Muller (2005, p 59), aos 2 anos de idade e espaçamentos de: ^(d.1) 3,0 x 2,0m; ^(d.2) 3,0 x 1,5 m; ^(d.3) 3,0 x 1,0 m, ^(d.4) 3,0 x 0,5 m; e ^(e) Frederico (2009, p. 34), aos 3 anos de idade e espaçamento de 3,0 x 3,3m.

A Tabela 28 expõe os resultados das estimativas do valor do PCI^t para diferentes valores de W^t, o PCS^s de 4.600 kcal/kg e o teor elementar de H^s equivalendo à 5,87%, conforme o apresentado por Jenkins (1990 apud SANCHES E BIZZO, 1997, p. 26; CORTEZ; LORA; GÓMES, 2008, p. 51-52).

¹⁴³ O dado refere-se à média simples dos valores de PCS^s, os quais foram determinados com o uso de bomba calorimétrica, sendo que as amostras foram colhidas aos 24 meses, em três repetições, para os tratamentos com espaçamentos que variavam entre 3,0 x 0,5 m a 3,0 x 3,0 m, com Desvio Padrão de 176,8.

Outro aspecto a ser observado na Tabela 28 é que os dados obtidos em Muller (2005) e Frederico (2009) se referem a híbridos clonais considerados modernos na escala de melhoramento genético desta espécie em estudo, devido ao seu maior potencial produtivo de massa de madeira, por área e por unidade de tempo, conforme relataram estes autores; no entanto, deve-se também lembrar que estes resultados foram auferidos por amostragem, com as plantas aos dois e três anos após o plantio a campo, respectivamente. Ocorre, por outro lado, que não foram encontrados dados sobre seu desempenho e características técnicas de amostras com idade de plantio mais avançada, p. ex., aos 6 anos de idade.

Não obstante, do ponto de vista da produção de vapor destinado à conversão em energia elétrica em uma usina de cana, devem ser consideradas também outras variáveis - relativas ao desempenho dos conjuntos das turbinas e geradores e ao sistema de alimentação do vapor - em especial, quando os principais equipamentos já se encontram instalados. O principal parâmetro considerado é o do Consumo Específico de Combustível – CEC, o qual pode ser calculado, determinado ou estimado mediante testes empíricos, na base de em kg/kWh, de acordo com a conveniência e precisão demandadas (BALESTIERI, 2002; HUGOT, 1977).

Esclarece-se que este parâmetro é resultante de outros dois, a saber, o consumo específico unitário de combustível da caldeira para produzir vapor, dado em kg de vapor/kg de combustível, e o consumo específico de vapor pelos conjuntos turbogeradores para produzir energia elétrica, dado em kWh/kg de vapor.

Para o caso da usina em estudo, os equipamentos já estão instalados e possuem capacidade de produção de energia elétrica limitada pelas suas características técnicas e pelas capacidades das caldeiras que abastecem os conjuntos turbogeradores.

Tabela 28. Poder calorífico Inferior para as condições de trabalho – PCI^t, do bagaço, da lenha e das madeiras de *Eucalyptus sp.*

Matéria-prima	Fonte de Dados	Método adotado para a estimativa	PCS ^s (kJ/kg)	PCI ^t (kJ/kg)			
				Teor de Umidade (b.u.)			
				50% ^(c)	40%	35% ^(d)	30% ^(e)
Bagaço de cana-de-açúcar	Baptista (2010) ^(a)	Hugot (1977, p. 957). ^(b)	19.259,3	7.548,5	9.579,5	10.595,0	11.610,5
Madeira de <i>Eucalyptus sp.</i> , em geral	Jenkins (1990 apud SANCHES; BIZZO, p.26-28).	Jenkins (1990 apud SANCHES; BIZZO, p.26-28). ^(d)	19.420,0	7.944,8	9.995,8	11.021,3	12.046,7
Madeira de <i>Eucalyptus sp.</i> , em geral	Quirino (2004, p. 179), Pereira (2000, p 23-99) e Brito (1999, p. 7).	idem	19.514,7	7.824,1	9.890,9	10.924,3	11.957,7
Madeira do híbrido Clonal: <i>Eucalyptus grandis</i> W. Hill ex Maiden x <i>E. camaldulensis</i>	Müller (2005, p 59).	idem	18.505,7	7.319,6	9.285,5	10.268,4	11.251,4
Madeira dos híbridos clonais: <i>Eucalyptus grandis</i> W. Hill ex Maiden x <i>Eucalyptus urophylla</i> S. T. Blake	Frederico (2009, p. 34).	idem	19.644,5	7.889,0	9.968,8	11.008,7	12.048,6

Fonte: Elaborado pelo autor. Obs: ^(a) dados da usina em estudo ^(b) Considerando o teor de umidade do bagaço de cana nas condições da usina em estudo, onde W^t equivale a 50% (b.u.); ^(c) teor de umidade da madeira no momento do corte, quando W^t é igual a 50% (b.u.); ^(d) teor de umidade atingível com a secagem natural a campo, entre os 45 a 60 dias após o corte (CARVALHO, 1983, p. 22); e ^(e) teor de umidade para a madeira aos 90 dias após o corte, quando W^t pode chegar a 30% (b.u.) (CORTEZ, 2009, p. 8).

A Tabela 29 indica as características técnicas básicas dos equipamentos instalados. Os parâmetros do consumo de vapor para a produção de energia elétrica dos conjuntos termogeradores, dados em kWh/kg de vapor, foram informados pela usina e são determinados pelo limite de suas capacidades, pelas condições ótimas para sua operação e pelo sistema de produção adotado na usina como um todo.

Tabela 29. Características técnicas básicas dos equipamentos instalados na UTE Santa Terezinha de Paracity - PR.¹⁴⁴

Sistemas interligados aos turbogeradores	Contrapressão		Extração e condensação	
	Caldeira	Turbogerador ^a	Caldeiras ^b	Turbogerador
Característica e capacidade dos equipamentos:				
Modelo:	SUPGB	SPW-1250	Dedini C-1 e C-2	SPW-800
Ano de Fabricação:	2003	2009	1992/1982	2009
Pressão de entrada do vapor (kgf/cm ²):	-	63,5	-	21,0
Pressão de saída do vapor (kgf/cm ²):	63,5	1,5	21	0,095
Temperatura de trabalho do vapor (°C):	480	490	320	310
Capacidade de produção de vapor (t/h):	150,0		70,0 e 90,0	
Potencia elétrica nominal do gerador (kVA):	-	37,5	-	20,0
Capacidade de produção de energia (MW):	-	30,0	-	16,0
Produção de energia atual média (MW):	-	26,0	-	7,0
Vazão de vapor da turbina (t/h)	-	174,0	-	42,0

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados fornecidos pela usina em estudo (USAÇUAR, 2008b, p. 7-8; BAPTISTA, 2009; 2010; MENEGUETTI, 2010). Obs: ^(a) e ^(b) referem-se a duas unidades do Modelo Dedini.

A seguir, a discussão será centrada na determinação da energia útil disponibilizada pelo combustível nas caldeiras e sua transformação em vapor de processo, para os casos do bagaço e da matéria-prima florestal, dada em kg de vapor/ kg combustível. Isto resultará na definição do parâmetro relativo à demanda das matérias-primas combustíveis empregadas na produção de vapor para cada um dos conjuntos de caldeiras instalados e, por conseguinte, foi preponderante para a determinação da área de produção florestal necessária para abastecer a usina, conforme se encontra descrito na seção dedicada ao projeto da inovação incremental.

Neste sentido, foram calculados os parâmetros para os casos do bagaço e da matéria-prima florestal a partir dos dados fornecidos pela firma em estudo, utilizando-se o método proposto por Hugot (1977).

¹⁴⁴ As turbinas de contrapressão pura fornecem integralmente à mesma vazão de vapor, em alta pressão, recebido dos trocadores de calor – caldeiras – posicionados a jusante da turbina. E, as turbinas de condensação e extração, recebem o vapor em alta pressão, de um ou mais pontos entre a admissão e a descarga e, desta, ainda se extrai vapor de processo com pressões determinadas pelas características técnicas do equipamento (BALESTIERI, 2002, p. 102).

Segundo Hugot (1977, p. 958, 970-974), para se chegar à eficiência na conversão de vapor pelas caldeiras, devem ser levadas em consideração as quantidades de calor perdidas no processo, a saber:

- a. o calor latente demandado para a vaporização da água formada no processo de combustão do hidrogênio, perdido nos gases de escape;
- b. o calor latente para evaporar toda a água contida na matéria-prima, igualmente irrecuperável;
- c. o calor sensível perdido nos gases de escape;
- d. as perdas por radiação e convecção no entorno da caldeira;
- e. as perdas decorrentes de sólidos não queimados; e
- f. as perdas resultantes da combustão incompleta do carbono, formando CO, ao invés de CO₂.

Ocorre que os itens (a) e (b) já foram considerados quando se calcula o PCI^t a partir do PCS^s do combustível, assim deve-se levar em conta apenas os demais itens, a saber: (c), (d), (e) e (f).

Nesse sentido, Hugot (1977, p. 970) sugere que o cálculo do item (c) - calor sensível perdido nos gases de escape, pode ser realizado recorrendo-se a algumas simplificações resultantes na equação (26). Este método é demonstrado com o desenvolvimento de um exemplo prático aplicado às caldeiras que estão interligadas ao sistema de extração e condensação instalado na usina, como segue:

$$q = [(1 - W^t) \times (1,4 \times m - 0,13) + 0,5] \times t, \text{ em Kcal/kg de combustível;} \quad (26)$$

$$q = [(1 - 0,5) \times (1,4 \times 1,4 - 0,13) + 0,5] \times 190, \text{ Kcal/kg de combustível;} \\ q = 283 \text{ Kcal/kg, ou } 1.179,2 \text{ KJ/kg.}$$

Onde:

q = calor perdido pela chaminé, em Kcal/kg de combustível queimado;

t = temperatura da fumaça de expulsão, em °C – varia entre 180 a 200 °C;

W^t = umidade do bagaço nas condições de trabalho para a usina (em b.u.), em unidade - 0,50;

m = relação entre o peso do ar injetado para combustão e o ar teoricamente necessário – 40 % a mais, o que resulta em 1,4.

Hugot (1977, p. 970) considerou que o valor mediano para o parâmetro (t), relacionado à temperatura dos gases de expulsão, ou seja, da fumaça, situava-se ao redor de 200°C, enquanto Nogueira e Lora (2003, p. 91) indicaram valores entre 180 e 200°C para (t), considerando-se a evolução dos sistemas de recuperação do calor dos equipamentos mais eficientes.

De acordo com Hugot (1977, p. 971), no cálculo, as outras três perdas -(d), (e) e (f) - são levadas em consideração por meio de coeficientes aplicados à quantidade total de calor que restam disponíveis após as três primeiras. Deste modo o autor propôs a seguinte relação:

$$M_v = (PCI^s - 1.200 s - 4.850 W^t - q) \times \alpha \times \beta \times \eta , \text{ em Kcal/kg combustível} \quad (27)$$

Onde:

M_v = calor transmitido ao vapor, em Kcal/kg de combustível queimado;

PCI^s = Poder calorífico Inferior do combustível na base seca, em Kcal/kg;

s = teor de açúcar em proporção;

W^t = umidade do bagaço nas condições de trabalho para a usina (em b.u.), em unidade - 0,50;

q = calor perdido pela chaminé, em Kcal/kg de combustível queimado;

α = eficiência da combustão da matéria prima na caldeira, dada por: 1 – a proporção de não queimados sólidos, em unidade;

β = eficiência do isolamento térmico da caldeira, dado por: 1 – a radiação de calor e convecção no entorno da caldeira, em unidade;

η = fator de eficiência na combustão da matéria prima, dada por: 1 – deficiências no processo de combustão deficiente, em unidade.

Para melhor compreensão destes três últimos parâmetros, Hugot (1977) e Nogueira e Lora (2003) explicaram que o parâmetro (α) é um coeficiente que está relacionado com a perda de material sólido e não é queimado no interior das caldeiras, mas sim, arrastado e expelido junto com os gases de escape pela chaminé, o que também se denomina de *perdas por combustão mecânica incompleta*.

Segundo Hugot (1977, p. 971), as caldeiras que possuem projetos de distribuidores para o combustível sólido, como a caldeira deste exemplo, apresentam valores deste parâmetro entre 2% e 3% (1977, p. 971). Estes valores se aproximam dos dados apresentados por Nogueira e Lora (2003, p. 91), segundo os quais eles podem variar entre 1 e 4%. No caso das caldeiras citadas neste exemplo, o valor informado deste parâmetro foi de 2,0%, ou seja, (α) equivaleria a 0,98 (BAPTISTA, 2010; MENEGUETTI, 2010).

O parâmetro (β) se relaciona às perdas de calor para o ambiente pelas paredes da caldeira, em consequência do tipo de isolamento térmico próprio do equipamento, em seu conjunto geral. Este tipo de perda, segundo Hugot (1977, p. 971), é estimado entre 1% e 5% e, segundo Nogueira e Lora (2003, p. 91), entre 0,8% a 4,5%. Para as caldeiras estudadas, a usina em estudo considera que este

tipo de perda situa-se em 2,5%, o que equivale a (β) igual a 0,975. Isto se deve ao fato de que, apesar de a grelha desta caldeira ser móvel, o que facilita a limpeza das cinzas, o processo basculante é ainda manual, o que resulta em maior perda de calor para o ambiente. (BAPTISTA, 2010; MENEGUETTI, 2010).

O coeficiente (η), por sua vez, relaciona-se com a deficiência de combustão, ou seja, às perdas por combustão incompleta. Este coeficiente apresenta relação inversamente proporcional a fatores como aqueles verificados quando a umidade do combustível excede a 50% (b.u.), e ao excesso de ar, o que causa a diminuição da temperatura da fornalha, especialmente quando a temperatura diminui para menos de 900°C. Hugot (1977, p. 971) informa que estas perdas podem variar entre 1% e 5%, enquanto Nogueira e Lora (2003, p. 91) informam valores entre 0,5% e 1,5%. Para a caldeira em questão, segundo fontes da usina, este tipo de perda situa-se ao redor de 2%, o que resulta no coeficiente equivalente a 0,980 (BAPTISTA, 2010; MENEGUETTI, 2010).

Assim sendo, calculou-se o valor de (M_v) para a combustão do bagaço de cana para as duas caldeiras interligadas ao sistema de extração e condensação, denominadas C-1 e C-2, nas condições de trabalho em que se encontram na usina estudada, com o uso da equação (27), conforme segue:

$$M_v = (PCI^s - 1.200 s - 4.850 W^t - q) \times \alpha \times \beta \times \eta, \text{ em Kcal/kg};$$

$$M_v = (4.250 - 1.200 \times 0,018 - 4.850 \times 0,50 - 283,0) \times 0,980 \times 0,975 \times 0,980$$

$$M_v = 1.432,7 \text{ em Kcal/kg ou } 5.998,5 \text{ em kJ/kg de combustível.}$$

O cálculo da demanda do combustível na produção de energia elétrica é realizado utilizando-se diretamente o parâmetro que expressa o consumo específico de combustível - CEC, expresso em kg/kWh ou em t/MWh. Este parâmetro pode ser calculado, determinado ou estimado mediante testes empíricos, de acordo com a conveniência e precisão demandadas (BALESTIERI, 2002; HUGOT, 1977).

Para este caso, o valor deste parâmetro foi calculado especialmente para o sistema de produção de vapor por extração e condensação da usina estudada, devido à peculiaridade, em hipótese, representada pelo uso como combustível da biomassa de eucalipto na forma de cavacos combustível. Os dados utilizados e os resultados obtidos encontram-se expostos na Tabela 30.

Tabela 30. Parâmetros utilizados para o cálculo do consumo específico de Combustível – CEC, para o uso de biomassa florestal de eucaliptos nas caldeiras aquatubulares de extração e condensação da UTE-STP.

Parâmetros	Sistema de Extração e condensação ^(a)
Calor útil disponibilizado pelo Cavaco de Biomassa (kcal/kg) ^(b)	2.009,6
Eficiência de conversão da energia térmica em vapor pelas caldeiras (kcal/kg vapor) ^(c)	687,67
Fator de conversão de energia em vapor – (b)/(c), (t de vapor/t combustível) ^(d)	2,922
Consumo específico de vapor do conjunto termo gerador para produção de energia (t Vapor/MWh) ^(e)	5,56
Consumo Específico de Combustível do conjunto de caldeiras e turbogeradores para produção de energia – (e)/(d), (t combustível/MWh) ^(f)	1,9029

Fonte: Calculado pelo autor com base na metodologia proposta por Hugot (1977, p. 958, 970-974) e com as informações obtidas da usina em estudo (BAPTISTA, 2009; 2010; MENEGUETTI, 2010; USINA SANTA TEREZINHA LTDA, 2008b, p. 7-8;). Obs: ^(a) referem-se à duas unidades de caldeiras – C-1 e C-2 e o conjunto turbo gerador SPW-800; ^(b) e ^(d), parâmetros calculados pelo autor com base na metodologia adotada pela usina (HUGOT, 1977, p. 971) com base no PCI^l estimado para a biomassa – fuste comercial das árvores: cavacos de madeira+cascas -, com umidade de 35% (b.u.); ^(c) e ^(e) são parâmetros fornecidos pelos fabricantes dos equipamentos e obtidos na usina.

O fator de conversão de vapor em energia, expresso em t de vapor/t combustível, é calculado pela razão entre o parâmetro relativo ao calor útil disponibilizado pelo combustível cavaco da biomassa, o qual é expresso em kcal/kg, e o parâmetro referente à eficiência de conversão da energia térmica em vapor pelas caldeiras, dado em kcal/kg vapor.

Por sua vez, o consumo específico de combustível do conjunto de caldeiras e turbogeradores para produção de energia, o qual é expresso em t combustível/MWh, é obtido pela razão entre o consumo específico de vapor do conjunto termogerador para produção de energia, expresso em t de vapor/MWh, e o fator de conversão de energia em vapor, dado em t de vapor/t combustível.

APÊNDICE D – ESTIMATIVA DA QUANTIDADE DAS RCEs COM O PROJETO DA INOVAÇÃO INCREMENTAL NA UTE-STP

Com o intuito de identificar a metodologia mais adequada para o cálculo das RCEs passíveis de serem geradas pelo projeto da inovação incremental, realizou-se uma pesquisa direta no *site* da UNFCCC, cujo resultado indica que atualmente existe apenas uma única iniciativa de atividade envolvendo a geração de energia elétrica via uso de biomassa florestal cultivada.

Esta iniciativa adota a metodologia AM0042 – *Grid-connected electricity generation using biomass from newly developed dedicated plantations* – versão II¹⁴⁵, a qual está vinculada ao escopo das metodologias para geração de energia; entretanto ela não considera as possíveis reduções de emissões decorrentes da captura de CO₂ pelas plantas, tal qual um estoque temporário. Contudo, esta metodologia foi considerada a mais recomendada para aplicação ao caso do projeto de inovação incremental à UTE-STP, objeto deste estudo.

A referência encontrada na literatura diz respeito a um DCP da usina termelétrica denominada UTE Rondon II que foi elaborado em 31/05/2008, com a adoção da metodologia acima citada para fins de cálculo das suas reduções de emissões (PEREIRA et al., 2008).

Este projeto é uma iniciativa brasileira e foi desenvolvida pela empresa Eletrogoes S.A., localizada no município de Pimenta Bueno, no Estado de Rondônia. O projeto apresentou como proposta substituir as emissões decorrentes da produção de energia elétrica de termelétricas convencionais que se utilizam de óleo combustível e, além disto, complementar a sazonalidade da produção hidrelétrica da UHE Rondon II, a qual está sujeita às variações dos regimes pluviométricos.

A UTE RONDON - II possui uma capacidade instalada de produção de 20 MWh de energia elétrica, propondo-se evitar a emissão de 1.024.651 tCO₂e, para um período de atividade de projeto, fixado entre 2009 e 2018. O empreendimento se utiliza da madeira extraída de áreas alagadas de uma usina hidrelétrica adjacente ao empreendimento, a qual seria suficiente para suprir a unidade nos quatro primeiros anos de operação.

¹⁴⁵ Para detalhes sobre os critérios estabelecidos pela metodologia AM-0042 – versão 02, os quais devem ser observados, consulte UNFCCC (2010). A metodologia AM-0042 encontra-se disponível no link: <http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_KQG3X51TFJX06DIQ6KZXJVDV5CACYK>.

De acordo com o seu DCP a madeira disponível e inventariada para a fase inicial de operação foi avaliada em 371.274 m³ e será suficiente para proporcionar o uso de 80% da sua capacidade de geração até 2012. No quinto ano, ou seja, a partir de 2013, o empreendimento prevê utilizar as florestas a serem plantadas ao redor do lago da usina hidrelétrica, as quais seriam destinadas exclusivamente à produção de energia elétrica.

Para tanto, a área de reflorestamento ocuparia, ao todo, uma área de 10.000 ha após serem completados os cinco anos para o ciclo de produção florestal previsto (CALDEIRA FILHO, 2010; PEREIRA et al., 2008). Cabe lembrar, não obstante, que o seu DCP encontrava-se ainda na fase de validação do documento de concepção de projeto em 10 de julho de 2010.

Portanto, as estimativas de cálculo para o montante das RCEs incrementais a serem obtidas com o projeto de inovação incremental para a UTE-STP foram realizadas com o uso da mesma metodologia adotada no projeto da UTE - Rondon II. Para tanto, foi considerado que podem ser atendidos todos os critérios e requisitos para a sua aplicabilidade instituídos pelo *Bureau* Executivo do MDL (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2010, p.1-2).

Esta metodologia tem por princípio computar as reduções na emissão de gases equivalentes ao CO₂, em substituição àquelas emitidas por unidades termoelétricas convencionais movidas a óleo combustível, quando estas são despachadas na margem de operação do sistema interligado nacional (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2010b; 2010c; 2010d).

De acordo com a UNFCCC (2010b, p. 5), para calcular as emissões líquidas passíveis de conversão em RCEs é preciso, primeiramente, comprovar a adicionalidade do projeto proposto, a qual é levantada por cálculos nos quais se descontam todas as emissões evitadas consequentes da própria atividade proposta no projeto, aquelas emissões calculadas para a linha de base e as emissões denominadas de fuga, quando for o caso, de acordo com a fórmula (28) (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2010b, p. 17):

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

(28)

Onde:

ER_y = reduções de emissões no ano y tCO₂/ano;

BE_y = emissões de linha de base no ano y , em t CO₂/ano;

PE_y = emissões do projeto no ano y tCO₂/ano;

LE_y = emissões de fuga no ano y tCO₂/ano;

As emissões de fuga, denominadas LE_y , são provenientes da queima de combustíveis fósseis ou de qualquer outra fonte, e ocorrem devido ao desvio de resíduos de biomassa da finalidade principal estabelecida no DCP. E, ainda, das atividades relacionadas com qualquer outro tipo de uso não previsto, mas resultante da atividade de projeto. O valor deste parâmetro pode ser equivalente a zero quando não são previstos e não são realizados outros usos para a biomassa principal ou quando não existe outro tipo de uso previsto para a biomassa residual.

Dessa maneira, o cálculo de ER_y se inicia com a determinação da linha de base, a qual representa as quantidades equivalentes de emissões de CO₂ evitadas no sistema interligado nacional com o projeto em questão.

Para o caso do SIN brasileiro, as emissões ocorrem quando são acionadas as usinas termelétricas convencionais por ordem de despacho do Operador Nacional do Sistema – NOS; portanto, a linha de base é determinada através da equação (29) (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2010b, p. 8):

$$BE_{ano\ y} = EG_{PJ,ano} \times EF_{SIM, ano} \quad (29):$$

Onde:

$BE_{ano\ y}$ = emissões na linha de base do projeto no ano em t CO₂/ano;

$EG_{PJ,ano}$ = quantidade líquida de eletricidade gerada na planta do projeto no ano y (MWh / ano $_y$);

$EF_{SIM, ano}$ = fator de emissão no ano y , monitoradas e calculadas de acordo com a última versão aprovada da Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, a qual é dada em tCO₂/MWh - calculado pelo MCT / CIMGCC¹⁴⁶.

Destarte, para calcular o valor de EF_{SIN} , foi utilizada a metodologia proposta na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico – versão 02”, que se encontra disponível no *site* do Bureau Executivo do MDL, utilizando-se a equação (30) (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2010d, p. 16):

¹⁴⁶ Para maiores detalhes sobre o cálculo deste fator e seus valores estimados, consulte o *site* do Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT / Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC. (BRASIL,2010).

$$EF_{SIN\ CM\ y} = EF_{grid\ OM\ y} \times W_{OM} + EF_{grid\ BM\ y} \times W_{BM} \quad (30)$$

Onde:

$EF_{grid, OM, y}$ = fator de emissão de CO₂ na Margem Operacional no ano_y, em tCO₂/MWh;

$EF_{grid, BM, y}$ = fator de emissão margem de construção no ano_y em tCO₂/MWh;

W_{OM} = ponderação do fator de emissão da margem operacional, em %; e

W_{BM} = ponderação da margem de construção do fator de emissão, em %.

Os valores recomendados para os parâmetros W_{OM} e W_{BM} pela UNFCCC (2010b, p. 16) são equivalentes, respectivamente, a 25% e 75%. Estes valores são devidos ao período no qual serão obidas as reduções de emissões – RCEs – em decorrência da operação do projeto incremental, que se iniciará em 2016 e se estabilizará a partir de 2017, coincidindo com o segundo e o terceiro períodos para obtenção de créditos, conforme determinado pela MDL.

Os valores para $EF_{grid\ OM\ y}$, e $EF_{grid\ BM\ y}$ utilizados para o cálculo de $EF_{SIN\ CM\ y}$ representam, respectivamente, as médias mensais e a média anual produzidas pelo despacho de usinas convencionais nos últimos quatro anos no SIN (BRASIL, 2010).

Assim, de posse dos dados da produção mensal projetada para o projeto da inovação incremental, foi possível calcular $EF_{SIN\ CM\ anual}$; contudo, ressalta-se que a produção de energia elétrica incremental com o projeto de inovação se estabilizará somente a partir de 2017, e para 2016 será a metade disso. Considerou-se, então, que os valores de $EF_{SIN\ CM}$ seriam constantes entre 2017 e 2027, voltando novamente à metade em meados de 2029, quando termina o prazo estabelecido para horizonte de análise do projeto de inovação incremental.

Para o calcular o valor do $EF_{SIN\ CM\ anual}$ foram ponderados os valores de $EF_{SIN\ CM}$ mensais, em proporção equivalente às quantidades de energia incremental produzidas por mês, o que permitiu refinar as estimativas, cujos resultados são demonstrados na Tabela 31.

Tabela 31. Cálculo do fator $EF_{SIM\ CM\ anual}$, de acordo com a produção, prevista no projeto de inovação incremental para a UTE de Paranacity/PR.

Mês	EF _{grid, OM} , (tCO ₂ /MWh)	W _{OM}	EF _{grid, BM} , (tCO ₂ /MWh)	W _{BM}	EF _{SIM CM}
Janeiro	0,3232	0,250	0,0960	0,750	0,1528
Fevereiro	0,3400	0,250	0,0960	0,750	0,1570
Março	0,3236	0,250	0,0960	0,750	0,1529
Abril	0,2815	0,250	0,0960	0,750	0,1424
Mai	0,3363	0,250	0,0960	0,750	0,1561
Junho	0,3615	0,250	0,0960	0,750	0,1624
Julho	0,3345	0,250	0,0960	0,750	0,1556
Agosto	0,3212	0,250	0,0960	0,750	0,1523
Setembro	0,3277	0,250	0,0960	0,750	0,1539
Outubro	0,3383	0,250	0,0960	0,750	0,1566
Novembro	0,2966	0,250	0,0960	0,750	0,1462
Dezembro *	0,3573	0,250	0,0960	0,750	0,1614
TOTAL	0,3285	0,2500	0,0960	0,7500	0,1541

Fonte: Adaptado pelo autor de Brasil (2010) e UNFCCC (2010b). OBS: * Considerou-se o período de 21 dias sem funcionamento, destinado à manutenção das Caldeiras e sistemas de transporte à vapor.

O cálculo das emissões da atividade de projeto (PE_y), por sua vez, deve levar em consideração todas as atividades abarcadas pelo empreendimento. Os componentes deste parâmetro são expostos no Quadro 4, sendo determinados pela fórmula (31):

$$PE_y = PE_{FCL} + PE_{EC,y} + PE_{TP,y} + PE_{TP,y} + PE_{BF,y} + PE_{FC,PL,y} + PE_{FP,y} + PE_{FA,y} + PE_{BB,y} \quad (31)$$

Onde:

PE_y = emissões do projeto no ano, tCO₂/ano;

PE_{FCL} = emissões anuais, a partir do uso de combustíveis fósseis ou da coincineração no local do projeto e/ou da queima de combustíveis fósseis, as quais são atribuíveis ao mesmo, em tCO₂/ano;

$PE_{EC,y}$ = emissões pelo consumo de energia elétrica na planta da usina, tal qual o processamento mecânico da biomassa e que ocorreu no ano_y, em tCO₂/ano;

$PE_{TP,y}$ = emissões relativas ao transporte da biomassa, da plantação dedicada para a usina, bem como de outros resíduos utilizados na usina, em tCO₂/ano;

$PE_{BF,y}$ = emissões provenientes da queima da biomassa renovável a partir da plantação de projeto dedicado e resíduos de biomassa na planta do projeto no ano_y, tCO₂e/ano;

$PE_{FC,PL,y}$ = emissões relacionadas ao consumo de combustíveis fósseis na fazenda durante as operações agrícolas no ano_y, tCO₂/ano;

$PE_{FP,y}$ = emissões relativas à produção de fertilizantes sintéticos, os quais são utilizados nas plantações dedicadas no ano_y, em tCO₂e/ano;

$PE_{FA,y}$ = emissões do projeto relacionadas com a aplicação de fertilizantes no plantio no ano_y, tCO₂e/ano;

$PE_{BB,y}$ = emissões do projeto decorrentes da queima de biomassa de campo no local de plantio, em tCO₂e/ano.

Conforme foi demonstrado na fórmula (31) e no Quadro 4, a determinação de PE_y e de LE_y não é uma tarefa simples, e, quando tratada para a obtenção de valores concisos, é necessário, praticamente, elaborar um DCP. Diante disto, optou-se por estimar os valores para PE_y adotando-se, para estes parâmetros, os os mesmos valores calculados e aplicados por Pereira et al. (2008, p 22) no DCP da UTE RONDON – II, tal qual uma *Proxy*.

Fontes de emissões		Gás	Inclusão	Justificativa / explicação
Linha de Base	Grid de produção de eletricidade nacional	CO ₂	sim	Fonte principal de emissões a ser
		CH ₄	não	Excluído por simplificação, sendo considerado conservador.
		N ₂ O	não	
Atividade de projeto	Consumo de combustível no local de produção	CO ₂	sim	
		CH ₄	sim	Excluído por simplificação, pois esta fonte é considerada pequena .
		N ₂ O	não	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é considerada como de pequeno porte.
	Combustão de biomassa para geração de energia elétrica, e/ou calor	CO ₂	não	Supõe-se que as emissões de CO ₂ a partir de biomassa excedente não levar a mudanças nos reservatórios de carbono.
		CH ₄	sim	
		N ₂ O	não	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é considerada como de pequeno porte.
	Queima de combustíveis fósseis fora do local da geração para o transporte de biomassa, no projeto da usina.	CO ₂	sim	
		CH ₄	não	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é considerada como de pequeno porte.
		N ₂ O	não	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é considerada como de pequeno porte.
	Consumo de eletricidade no local do projeto	CO ₂	sim	
		CH ₄	não	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é considerada como de pequeno porte.
		N ₂ O	não	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é considerada como de pequeno porte.
	O consumo de combustível em operações agrícolas	CO ₂	sim (a)	
		CH ₄	não	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é considerada como de pequeno porte.6
		N ₂ O	não	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é considerada como de pequeno porte. 6
	Emissões na produção dos fertilizantes utilizados	CO ₂	sim (a)	
		CH ₄	sim (a)	
		N ₂ O	sim (a)	
	Emissões na aplicação de fertilizantes	N ₂ O	sim (a)	
	Emissões pela queima de biomassa no Campo	CO ₂	não	Emissões de CO ₂ provenientes da queima de biomassa são consideradas não levar a mudanças nos reservatórios de carbono.
		CH ₄	sim (a)	
N ₂ O		sim (a)		

Quadro 4. Emissões computadas no limite de abrangência do projeto (PE_y).

Fonte: Adaptado pelo autor de UNFCCC (2010b, p. 5). Obs: ^(a) Estas fontes de emissões não devem ser incluídas no limite do projeto, se a área total de plantação dedicada estiver incluída no limite do projeto de um ou mais projetos de DCP já registrado no escopo do MDL, para atividades de Florestamento ou Reflorestamento, o que não é o caso do projeto de inovação incremental.

Por conta disso, deve-se esclarecer que tal procedimento superdimensiona as estimativas das reduções de emissões no projeto incremental em estudo, pois no DCP elaborado por Pereira et al. (2008), especificamente para o caso da UTE Rondon - II foi considerado que o transporte da biomassa – a madeira que se encontrava submersa no lago da usina hidrelétrica anexa à UTE - seria realizado por ferrovia. Como se deve prever, esta modalidade de transporte tende a ser mais eficiente no uso de combustível fóssil do que forma prevista no projeto da inovação incremental para o caso da UTE-STP, na qual se prevê o uso de comboios tracionados por caminhões.

Assim sendo, as *Proxies* adotadas para o cômputo do PE_y no projeto de inovação incremental são aquelas encontradas em Pereira et al. (2008, p 22), expostas na Tabela 32.

Tabela 32. Valores para os parâmetros utilizados para o cálculo de PE_y do projeto de inovação incremental à UTE-STP.

Parâmetro	Valor (t de CO ₂ e / ano)	Produção prevista (MWh/ano)	PE_y (t CO ₂ e/MWh)
PE_{FCL}	0,0		
$PE_{EC,y}$	0,0		
$PE_{TP,y}$	461,0		
$PE_{BF,y}$	1.406,0		
$PE_{FC,PL,y}$	2.113,3		
$PE_{FP,y}$	13.257,6		
$PE_{FA,y}$	12.771,8		
$PE_{BB,y}$	0,0		
Total	30.009,7	160.000	0,1876

Fonte: adaptado pelo autor a partir dos dados encontrados em Pereira et al. (2008, p 22).

Verifica-se que o valor de PE_y calculado por Pereira et al. (2008) foi de 0,1876, e esse mesmo valor será adotado para realizar a estimativa das reduções de emissões medidas em t de CO₂e/MWh, ou seja, da quantidade de RCEs incrementais obtida com o projeto da inovação ora proposto.

Desta maneira, com o uso da fórmula (29) foi possível estimar o parâmetro $BE_{ano,y}$, expresso em t de CO₂e/MWh e, finalmente, com o uso da equação (28) foi possível estimar a quantidade anual de emissões reduzidas, em t de CO₂e/MWh incrementais produzidas, ou seja, as RCEs potencialmente comercializáveis, cujos resultados são apresentados nas Tabelas 33 e 34.

Tabela 33. Cálculo do fator $EF_{SIM\ CM}$ anual, conforme a variação na produção de energia elétrica prevista no projeto de inovação incremental para UTE-STP.

Mês	$EF_{grid, OM}$, (tCO ₂ /MWh)	W_{OM}	$EF_{grid, BM}$, (tCO ₂ /MWh)	W_{BM}	$EF_{SIM\ CM}$
Janeiro	0,3232	0,250	0,0960	0,750	0,1528
Fevereiro	0,3400	0,250	0,0960	0,750	0,1570
Março	0,3236	0,250	0,0960	0,750	0,1529
Abril	0,2815	0,250	0,0960	0,750	0,1424
Mai	0,3363	0,250	0,0960	0,750	0,1561
Junho	0,3615	0,250	0,0960	0,750	0,1624
Julho	0,3345	0,250	0,0960	0,750	0,1556
Agosto	0,3212	0,250	0,0960	0,750	0,1523
Setembro	0,3277	0,250	0,0960	0,750	0,1539
Outubro	0,3383	0,250	0,0960	0,750	0,1566
Novembro	0,2966	0,250	0,0960	0,750	0,1462
Dezembro *	0,3573	0,250	0,0960	0,750	0,1614
TOTAL	0,3285	0,2500	0,0960	0,7500	0,1541

Fonte: elaborado pelo autor com base em Brasil (2010) e UNFCCC (2010b).

Tabela 34. Quantidade anual de emissões reduzidas, calculada em t de Co₂e/MWh, com o projeto da inovação incremental na UTE-STP.

Mês	Energia elétrica incremental (tCO ₂ e/MWh)	$EF_{SIM\ CM}$ (tCO ₂ e/MWh)	$BE_{ano\ y}$ (tCO ₂ e/MWh)	PE_y (tCO ₂ e/MWh)	ER_y (tCO ₂ e/MWh)
Janeiro	13.317,6	0,1528	2.035,2	0,1876	2.035,1
Fevereiro	12.028,8	0,1570	1.888,6	0,1876	1.888,4
Março	13.317,6	0,1529	2.036,6	0,1876	2.036,5
Abril	3.603,8	0,1424	513,2	0,1876	513,0
Mai	3.106,3	0,1561	484,9	0,1876	484,7
Junho	2.411,9	0,1624	391,7	0,1876	391,5
Julho	-	0,1556	-	0,1876	-
Agosto	-	0,1523	-	0,1876	-
Setembro	1.576,5	0,1539	242,7	0,1876	242,5
Outubro	2.266,5	0,1566	354,9	0,1876	354,7
Novembro	3.577,6	0,1462	522,9	0,1876	522,7
Dezembro *	2.227,9	0,1614	359,5	0,1876	359,3
TOTAL	57.434,5	0,1541	8.830,3		8.828,0

Fonte: elaborado pelo autor com base em Brasil (2010) e UNFCCC (2010b).

APÊNDICE E - PACOTE TECNOLÓGICO PRECONIZADO PARA O CULTIVO DA BIOMASSA FLORESTAL, COLHEITA, PROCESSAMENTO, TRANSPORTE E CARGA A CAMPO NOS COMBOIOS TRANSPORTADORES

Este pacote tecnológico foi preconizado com base na revisão de literatura, onde foram obtidas as referências para os indicadores técnicos e de produtividade. Para tanto foram consultados outros projetos florestais e trabalhos acadêmicos, os quais eram compatíveis com o sistema de cultivo florestal previsto neste projeto (BORTOLO, 2007; MICHELLON; SACOMAN; JESUS, 2010; SACOMAN, 2006; SOCIEDADE DE INVESTIGAÇÕES FLORESTAIS, 2010).

Além disso, foram obtidas informações sobre pacotes tecnológicos adotados por empresas como a *International Paper S.A.* (HAKAMADA, 2009) e a Klabin Florestal de Telêmaco Borba/PR, na visita à empresa realizada em 09/10/2009.

Complementarmente, foram pesquisados, de maneira indireta, os sistemas de produção adotados por produtores de eucalipto da Região Noroeste do Estado do Paraná. Isto foi feito junto a especialistas em gestão e silvicultura do Instituto Paranaense de Assistência Técnica e Extensão Rural – Emater (BARONI, 2010; MENARIN FILHO, 2006; PEZZATO; MENARIM FILHO, 2010). Também foram realizadas consultas à professora doutora engenheira florestal Sueli Sato Martins, que se encontra associada ao Departamento de Agronomia da Universidade Estadual de Maringá (SATO MARTINS, 2010).

O conjunto de máquinas e equipamentos destinados ao plantio das lavouras de eucalipto foi definido tomando-se por base a proposta e os orçamentos fornecidos pela empresa Floagri Indústria e Comércio de Peças Ltda., de Telêmaco Borba – PR., a qual produz estes tipos de tecnologia para empresas florestais (OLIVEIRA, M., 2010). Esclarece-se que foi necessário desenvolver um pacote tecnológico específico para a produção da biomassa florestal e o seu processamento para o abastecimento da UTE-STP. Os componentes e custos deste pacote tecnológico, destinado exclusivamente às operações de cultivo florestal do projeto da inovação incremental, são apontados no Quadro 5.

Cumpre também observar que o conjunto das tecnologias de colheita e processamento da biomassa florestal foi especialmente projetado com máquinas e equipamentos específicos e comercialmente disponíveis no mercado brasileiro, os quais são destinados à colheita mecanizada das árvores e ao processamento da

biomassa em cavacos, além de seu carregamento no conjunto de transporte disponível na usina. O orçamento deste conjunto foi feito pelo representante técnico da marca Caterpillar/Veermer no Paraná – CAT PESA Ltda., o Engenheiro Florestal Isael Bradalize (BRANDALIZE, 2010). Não foi possível orçar este conjunto de máquinas de colheita florestal mecanizada com a outra empresa concorrente no mercado, pois segundo as informações de seus vendedores técnicos, essa empresa não possuía equipamentos similares que fossem compatíveis com o *design* do projeto de inovação incremental ora proposto dada a incompatibilidade nas escalas de produção demandadas e exigidas.

Assim, buscou-se planejar e dimensionar um pacote tecnológico que pudesse ser considerado o mais adequado possível às condições da usina em estudo, respeitando-se as características do solo, a topografia e o clima locais, bem como a estrutura de máquinas e equipamentos disponível no contraturno da safra e na entressafra. Isto se justificou pela necessidade de garantir bases adequadas e aplicáveis e que fossem as mais seguras possíveis para a utilização nas análises deste estudo de caso.

Desta maneira, foram estudadas e selecionadas as práticas e as tecnologias comercialmente disponíveis que implicassem no menor grau de risco possível para o escopo do projeto. Com isso se pretende garantir, com a maior segurança possível, que os indicadores projetados possam ser alcançados, desde a produção e o processamento até o abastecimento do combustível.

Os coeficientes técnicos e os custos de aplicação do componente de produção florestal do projeto da inovação incremental encontram-se especificados no Quadro 5, localizado no final deste Apêndice, onde estão especificados, em reais por tonelada de cavaco, todos os custos desde o processo de produção até a carga do cavaco nas esteiras alimentadoras das caldeiras no pátio da usina.

PACOTE TECNOLÓGICO PARA O CULTIVO DA BIOMASSA FLORESTAL

Sistematização do terreno

O terreno deverá ser sistematizado de acordo com as condições de relevo, topografia, tipo de solo, compreendendo as seguintes atividades.

Limpeza da área

Normalmente as áreas disponíveis para arrendamento e plantio de eucalipto encontram-se limpas, podendo ser necessária a retirada das árvores de espécies exóticas, as quais podem prejudicar a mecanização da área. Também é necessário corrigir as irregularidades na superfície do terreno – voçorocas e sulcos de erosão existentes - e para isso se estimou um consumo médio de 0,8 hora de máquina por ha (HM/há) do trator de esteira do modelo CAT D6 R XL – 150 Hp.

Locação de curvas de nível - terraços, carregadores e aceiros

Para esta operação, considerando-se que os talhões terão em média 16 hectares, foi estimada a demanda de 0,3 dia de um trabalhador rurícola por ha – DH/ha - e, ainda, 0,1 hora de um técnico por ha – HT/ha.

Construção de terraços

Os terraços deverão ser construídos utilizando-se as motoniveladoras CAT12H, já disponíveis no parque de máquinas da usina. Para isso foi estimada uma demanda de 0,1 HM/ha.

Construção de carregadores e aceiros

Os carregadores-mestres devem ter 6,0 metros de largura, com abaulamento de 3%, e carregadores de entorno ou aceiros, com 3,0 metros de largura, em ambos os casos respeitando-se as curvas de nível construídas para que sejam evitados os problemas com a erosão do solo. Para esta operação foi projetado o uso da motoniveladora CAT12H, estimando-se uma demanda de 0,2 HM/ha.

Controle das formigas cortadeiras

É comum em toda a área de influência do projeto a ocorrência de formigas dos gêneros *Atta* (saúva) e *Acromyrmex* - denominadas popularmente de quenquém (BARONI, 2010; MENARIN FILHO, 2010), para cujo controle são preconizadas três estratégias de controle diferenciadas: inspeção inicial da área, controle preventivo das formigas antes do plantio e controle durante a fase de cultivo e desenvolvimento da floresta de eucalipto.

A inspeção inicial da área

A área de plantio deve ser totalmente inspecionada para que sejam localizados todos os formigueiros¹⁴⁷. No controle para o gênero *Atta sp.*, devem ser utilizadas iscas formicida à base do produto químico sulfluramida, na dosagem de 10g de produto comercial para cada metro quadrado de terra solta dos formigueiros. Este inseticida deverá ser embalado em um microporta-isca. Para as condições na região da usina, é comum considerar 100m² de formigueiro por hectare em média, o que demandará 1,0 kg do produto comercial por hectare; contudo, para os casos em que ocorrer o gênero *Acromyrmex sp.*¹⁴⁸, a dosagem é diferenciada, devendo-se aplicar 10 gramas do produto químico por olheiro do formigueiro.

Controle preventivo das formigas, antes do plantio.

Após o preparo da área para o plantio devem ser distribuídos MIPIS para prevenir a infestação da área, da seguinte forma: no perímetro da área, colocar 10 gramas do produto comercial a cada 10 m; na linha de plantio distribuir 10 gramas do produto a cada dez metros, de cinco em cinco linhas. Assim, estimou-se um consumo de 0,7 kg do produto comercial e, ainda, uma demanda de 0,2 DH/ha para o conjunto destas operações de controle.

¹⁴⁷ As espécies mais comuns deste gênero são a saber, a Saúva Limão - *Atta sexdens rubropilosa*; a Saúva Cabeça de Vidro - *Atta laevigata*; a Saúva Mata Pasto *Atta bisphaerica*; a Saúva Parda - *Atta capiguara*. E, formigas denominadas popularmente por Quenquéns abrangem as espécies, a saber: *Acromyrmex subterraneus molestans* e *Acromyrmex crassispinus*.

¹⁴⁸ Formigas denominadas popularmente por Quenquéns - *Acromyrmex subterraneus molestans* e *Acromyrmex crassispinus*.

Controle durante a fase de desenvolvimento e cultivo da floresta de eucalipto

Nesse período a distribuição de iscas deve ser retomada sempre que houver sinais de ataque das formigas, principalmente nos dois primeiros anos de plantio e/ou rebrota. Desta maneira, estimou-se o consumo em 0,7 kg do produto comercial e, ainda, uma demanda de 0,2 DH/ha para o conjunto destas operações de controle.

Dessecação da área

Após a sistematização da área, trinta dias antes da operação de preparo do solo, recomenda-se o controle das ervas invasoras – dessecação -, a qual se aplica em toda a superfície da vegetação existente. Para isso se recomenda o uso de herbicida à base glifosato, na dosagem de 5,0 litros do produto comercial por hectare. Para esta operação será utilizado um trator Valtra BM-100 S 4 x 4 e o pulverizador Herbiplus – 900 litros, o qual possui barra de pulverização com 12,0 metros de largura e demanda 0,2 HM/ha.

Preparo do solo

A operação de preparo do solo deverá obedecer à técnica de preparo mínimo. Nela se preconiza o revolvimento apenas na linha de plantio, utilizando-se de um escarificador que possui haste única e alcança a profundidade de até 0,8 m – denominado Ripper Florestal.

Para tanto será necessário adquirir o equipamento, cujo valor á vista é de R\$ 17.670,00. Na operação deverá ser utilizado o trator da marca Valtra, do modelo BH 180, o qual possui 145 cv, o suficiente para tracionar o equipamento. O rendimento médio desta operação é estimado em 1,0 HM/ha. O custo de manutenção foi estimado pelo fabricante em 20% do valor novo ao ano, o que representa R\$ 3.534,00/ano, ao serem trabalhadas 840 HM/ano, como projetado, o que representa um custo unitário de R\$ 4,0/ha. Este equipamento permite fazer, simultaneamente, a aplicação de adubo fosfatado à base de 100 g/planta.

Calagem

A calagem deve ser calculada de acordo com a análise de solo, porém, para efeito da análise econômica, no projeto será adotado como *Proxy* a aplicação de calcário dolomítico e/ou calcítico à base de 1,5 t/ha. Esta operação deverá ser realizada com o trator Valtra BH 180 e a calcariadeira, ambos disponíveis na usina em estudo. O rendimento médio desta operação é estimado em 0,2 HM/ha.

Plantio

O plantio deve ser realizado, de preferência, entre os meses de novembro e março, coincidindo com a entressafra da colheita da cana-de-açúcar. As mudas deverão ter origem de híbrido clonal - *E. grandis* x *E. camaldulensis* ou de *E. grandis* x *E. urophylla*. Na ocasião as mudas devem apresentar as seguintes características: 1) medir de 20 a 25 cm de comprimento; 2) apresentar de seis a oito pares de folhas; 3) estar em bom estado sanitário e nutricional; e 4) possuir diâmetro de coleto de 2 mm, no mínimo. Na operação de plantio, simultaneamente, estas deverão receber a aplicação de um gel retentor de água, à base da dosagem de 1,2 g/planta, e o espaçamento utilizado para as mudas deverá ser de 3,0 m na entrelinha de plantio e de 2,0 m na linha de plantio.

Nesta operação será utilizado um tanque para plantio e irrigação da marca Floagri o qual opera com cinco trabalhadores rurícolas plantando as mudas simultaneamente. O valor de aquisição foi orçado em R\$ 14.250,00 e a sua manutenção foi estimada com uma base percentual por ano sobre o valor do equipamento novo, considerando-se que o regime de trabalho seria de 840 ha plantados por ano, o que equivale a R\$ 1.425,00. Este equipamento estipulado para tracioná-lo é um trator Valtra, do modelo BH-180.

Assim, a equipe de plantio deverá ser composta de cinco homens, cujo rendimento operacional foi estimado em 0,5 HM/ha para o equipamento e de 0,35 HD/ha para o conjunto dos rurícolas envolvidos com a operação; e, conforme pesquisa de preço realizada no mercado local, o preço das mudas de Eucalipto foi definido o valor de R\$ 0,35 por muda (SANTO MARTINS, 2010).

Adubação

A adubação de plantio deverá ser realizada depois do plantio, mas somente após se constatar que as mudas se estabeleceram no campo, preferencialmente após a primeira chuva. A dose de adubo foi projetada à base de 150 g/cova, com a fórmula 08-20-20 + micronutrientes, e a adubação de cobertura deverá ser realizada depois de decorridos de 90 a 120 dias após o plantio, com uma quantidade projetada em 150 g/cova, com a fórmula 20-00-20 + micronutrientes.

Para realizar estas operações foi projetado o uso de um equipamento do tipo adubadeira costal, da marca Floagri, cujo valor de aquisição, à vista, foi estimado em R\$ 545,00. Este equipamento é operado por um trabalhador rurícola, apresentando o rendimento de 0,5 HD/ha. A sua vida útil foi estimada em 24 meses. Adicionalmente, deverá ser adquirida uma carreta para transporte e distribuição interna do fertilizante, a qual auxiliará no reabastecimento das adubadeiras costais e será tracionada por um trator Valtra, do modelo BM-100, já existente na usina. O valor deste equipamento foi estimado em R\$ 6.000,00, à vista, e a sua vida útil foi avaliada em 36 meses, com uma manutenção calculada para o equivalente a 20% do valor do equipamento novo ao ano. Este equipamento possui capacidade para abastecer até 20 adubadeiras costais.

Replântio

Para efeito desta análise, foi considerada a hipótese de que haveria o replântio de 5% das mudas, em média, no prazo de até 30 dias após o plantio. Nesta operação deverá ser utilizado um conjunto do tipo de plantadeira costal para aplicação conjunta de gel, cujo valor estimado foi de R\$ 545,00 por unidade. O rendimento desta operação foi calculado em 0,1 DH/ha e a sua vida útil é calculada em 24 meses.

Controle de Invasoras no período pós-plantio

O controle da invasora durante o primeiro ano após o plantio deverá ser realizado na área total, adotando-se três estratégias básicas: a) capina química na

entrelinha do plantio; b) capina manual na linha do plantio; e c) roçada mecânica na entrelinha de plantio.

A capina química na entrelinha do plantio, com uma faixa de 0,80 cm, deverá ser realizada no prazo de 60 a 90 dias após o plantio, Para tanto deverá ser utilizando um pulverizador com o protetor de linha e um trator Valtra, do modelo BM-100, conjunto que demandará 0,8 HM/ha, em média. O produto a ser utilizado é à base do princípio ativo glifosato, na dosagem de 3,0 l/ha. Esta operação controla as plantas invasoras em cerca de 50% da área total. Este conjunto pulverizador deverá ser adquirido ao valor estimado de R\$ 14.500,00, tendo sido que a sua manutenção prevista à base de 20% do valor do equipamento novo, ao ano - R\$ 2.900,00, considerando-se um regime de operação para 840 hectares/ano.

A capina manual na linha de plantio deverá ser realizada logo após o controle químico previsto anteriormente e demandará 5 HD/ha, pois se prevê que esta operação será realizada em área equivalente a 0,8 m²/planta.

A roçada mecânica na entrelinha de plantio deverá ser realizada no prazo máximo de 5 a 6 meses após o plantio. Para isso deverá ser utilizada uma roçadeira hidráulica acionada por um trator Valtra, do modelo BM-100, cujo rendimento foi estimado em 0,8 HM/ha. O equipamento deverá ser adquirido a um valor orçado em R\$ 4.500,00.

Para o segundo ano após o plantio deverão ser realizadas uma capina manual na linha de plantio e uma roçada mecânica na entrelinha de plantio, cujos rendimentos e aplicações são os mesmos previstos anteriormente; no entanto, o rendimento da capina manual deverá ser maior, sendo previsto demandar o equivalente a 4,0 DH/ha.

Prevenção de incêndios

Para cumprir com esta finalidade foi prevista a manutenção semestral dos carregadores e dos aceiros. Para tanto, se estabeleceu o uso da motoniveladora do modelo CAT12H, a qual já se encontra disponível no parque de máquinas da usina. O rendimento desta operação foi calculado em 0,1 HM/ha.

A CONDUÇÃO DA REBROTA APÓS O CORTE DAS ÁRVORES

Desbrota

A brotação resultante após o corte deverá ser desbastada 30 dias após o corte, deixando-se os três brotos mais vigorosos e melhor implantados e alinhados na cepa e eliminando-se os brotos novos que surgirem posteriormente.

A brotação original deve ser desbastada quando atingir entre 4 e 6 metros, deixando-se apenas o melhor broto da cepa. Nas falhas deverão ser deixados dois brotos, tal qual nas bordaduras. Este processo demandará, ao todo 3,0 homens/dia por hectare.

Controle de invasoras

Deve ser realizado da mesma forma que o controle das invasoras quando do plantio, exceto para o caso da capina química prevista na ocasião pós-plantio, a qual não será realizada.

Adubação da rebrota

A adubação em cobertura deverá ser feita na sequência do controle das plantas daninhas, a qual ocorrerá entre 4 e 7 meses. Para tanto deve ser utilizada a quantidade de 150 g/cova da formulação 08-20-20 + micronutrientes, sendo esta aplicada em covas, ao pé da cepa.

Entre 10 e 12 meses deverá ser realizada uma segunda aplicação do adubo, na dosagem de 150 g/cova, da formulação 20-00-20 + micronutrientes.

Para realizar esta operação será utilizada a mesma estrutura de equipamentos e mão-de-obra do primeiro ano de plantio.

A COLHEITA MECANIZADA, PROCESSAMENTO E CARGA DO CAVACO NOS CONJUNTOS DE TRANSPORTE.

O processo de colheita e processamento da biomassa em cavacos será realizado mecanicamente em campo, compreendendo cinco etapas: o corte das árvores, o arraste das árvores e a de alimentação do triturador horizontal, o cavaqueamento da biomassa a campo e a carga do cavaco nos comboios de transporte.

O corte das árvores

No sexto ano de idade o corte será feito com equipamento denominado *Feller Buncher*, da marca Caterpillar, modelo CAT 522, a ser adquirido via *leasing* direto com a fábrica. Seu rendimento pode alcançar até 60 t/hora, porém, especificamente neste projeto, irá trabalhar, em média, com 49,3 t/hora, demandando 3,52 HM/ha.

O arraste das árvores de eucalipto

A operação de arraste das arvores abatidas será realizada para as margens dos carregadores, em até 30 dias após o corte. Esta operação será feita com um equipamento denominado *Skidder*, da marca Caterpillar, modelo CAT 545 C, a ser adquirido via *leasing* direto da fábrica. Seu rendimento pode alcançar até 70 t/hora, porém neste projeto o equipamento irá trabalhar em média, com 49,3 t/hora, demandando 3,52 HM/ha.

A alimentação do triturador horizontal

A alimentação do triturador horizontal móvel será feita com equipamento do tipo escavadeira dotada de garra florestal, da marca Caterpillar, modelo CAT 320 DFM, a ser adquirido via *leasing* direto da fábrica, cujo rendimento alcança até 90 t/h., operando em dois turnos de oito horas. Esta operação compreende o

empilhamento da biomassa e alimentação do triturador e, neste projeto irá trabalhar, em média, com 30,81 t/h, demandando 5,30 HM/ha.

O cavaqueamento da biomassa a campo

A operação de cavaqueamento da biomassa será realizada com um equipamento denominado triturador horizontal, da marca Vermeer, modelo HG 4000 – TX, revendido pela Caterpillar do Brasil Ltda. Este equipamento será adquirido via *leasing* direto com a representante, e irá operar à base de 45 t/hora, demandando 3,63 HM/ha.

O carregamento do cavaco nos comboios de transporte

O carregamento dos cavacos triturados pode ser feito, preferencialmente, logo após o seu processamento ou em até 90 dias, de acordo com necessidade de abastecimento do combustível na usina e a disponibilidade dos comboios que serão utilizados no transporte.

Esta operação será realizada com uma escavadeira hidráulica, dotada de concha específica para este uso, da marca Caterpillar, modelo CAT 312 DFM, a ser adquirido via *leasing* direto da fábrica. Seu rendimento pode alcançar até 60 t/h, porém, neste projeto irá trabalhar, em média, com 49,3 t/h., demandando 3,30 HM/ha.

O TRANSPORTE DOS CAVACOS DO CAMPO PARA A UTE-STP

Para esta operação serão utilizados os conjuntos de caminhões da marca Volvo, modelo FM 13 – 440 6 x 4, mais dois reboques para cana picada, da marca Usicamp. O custo por quilômetro rodado destes conjuntos foi calculado em R\$ 0,1235/Km, com base nos relatórios de seus custos para o uso na plenitude da safra.

O CARREGAMENTO DO CAVACO NAS ESTEIRAS QUE ABASTECEM AS CALDEIRAS DO SISTEMA DE PRODUÇÃO DE VAPOR

O abastecimento das caldeiras com o cavaco no pátio da usina deverá ser feito no período e na intensidade equivalentes à produção da energia elétrica incremental, tal qual descrito na Seção 3.2., dedicada às características do projeto da inovação incremental. Assim sendo, esta operação será realizada no contraturno da safra e, com maior intensidade, na entressafra.

Os cavacos deverão ser carregados nas esteiras alimentadoras das caldeiras, utilizando-se as pás carregadeiras da marca Caterpillar, modelo 950H, existentes na usina e destinadas exclusivamente a esta finalidade e para o transporte do bagaço.

Estas máquinas são dotadas de uma concha especial para carga com capacidade de 9m³ e possuem a capacidade de operar 50 ciclos por hora/máquina (MENEQUETTI, 2010).

Deste modo, foi calculado que o custo de carga das esteiras para o abastecimento das caldeiras C-1 e C-2 no pátio da usina é equivalente a R\$ 0,2250 por tonelada de cavaco por hora/máquina. Assim, este valor, o qual depende da densidade aparente do cavaco da biomassa, foi tomado como *Proxy*, considerando-se que o cavaco estará com a umidade ao redor de 35% em base úmida.

Esclarece-se que o carregamento dos cavacos triturados pode ser feito logo após o seu processamento ou em até 90 a 120 dias, de acordo com a necessidade de abastecimento do combustível na usina e a disponibilidade dos comboios a serem utilizados no transporte.

Os coeficientes técnicos e os custos de aplicação do componente de produção florestal do projeto da inovação incremental encontram-se especificados no Quadro 5 Neste quadro foram apontados todos os custos, que vão do processo de produção à carga do cavaco nas esteiras alimentadoras das caldeiras no pátio da usina. Esclarece-se que neste quadro foram considerados os seguintes parâmetros e indicadores:

- a. produção total de biomassa por ciclo de cultivo do eucalipto equivalente a 114.751,1 t/ano, no horizonte de vida do projeto;
- b. a quantidade efetiva de cavacos de madeira aproveitável para a carga das esteiras alimentadoras das caldeiras no pátio da usina, a qual é

compatível com demanda efetiva de combustível por estes equipamentos, de 109.013,55 t/ano, isso considerando-se que as perdas no processo de carga e transporte do campo à indústria serão de 5%;

- c. área efetivamente cultivada – plantio ou condução da brotação – equivalendo a 843,3 ha/ano, pois se considerou a necessidade de reserva de 20% desta área para o pagamento do arrendamento das áreas de terceiros;
- d. a área média dos talhões equivalendo a 16,5 ha; e
- e. o raio médio das lavouras florestais distando 117,77 km da UTE-STP, quando a TIR do projeto equivale à TMA de 13,75% a.a.;

Assim, o Quadro 5 também expressa os custos operacionais efetivos em reais por tonelada de cavaco, equivalentes, respectivamente, a R\$ 69,67/t e a R\$ 73,36/t de cavaco para os casos da biomassa colhida em 1 ha e efetivamente consumida pelas caldeiras na usina. Nisto foi considerado que ocorre a perda 5% no processo entre o transporte e o estoque, conforme apontado por Cortez et al. (2009, p.3), e que a área florestal esteja distante 117,77 km da UTE-STP.

Custos / Operações	Especificação	Unidade	Ano de Aplicação	N. oper.	Quant. Unid./ha	Valor unit. (R\$/unid.)	Valor Total (R\$/ha)	Custo cavaco na área colhida - 702,78 ha (R\$/t)	Custo cavaco – efetivo consumido (R\$/t) ^(a)
A - Sistematização da Área	Subtotal	R\$/ha					198,12	0,6066	0,6387
Limpeza da Área	Esteira CAT D6-RLX	Hora-Máquina	1	1	0,80	111,26	0,3407	0,3587	0,3407
Locação das curvas de nível	Trabalhador Rurícola	Homem-Dia	1	1	0,30	17,83	0,0546	0,0575	0,0546
Construção de carregadores e aceiros	Moto. Niveladora Cat 12 H	Hora-Máquina	1	1	0,20	21,07	0,0645	0,0679	0,0645
Construção de Terraços/carregadores	Moto Niveladora Cat 12 H	Hora-Máquina	1	1	0,20	21,07	0,0645	0,0679	0,0645
Controle de formigas cortadeiras	Inspeção da área - Trabalhador	Homem-Dia	1	1	0,20	11,89	0,0364	0,0383	0,0364
Controle de formigas cortadeiras	(Sulfuramida) Micro Porta Iscas	Kg	1	1	1,00	15,00	0,0459	0,0484	0,0459
B - Serviços	Subtotal	R\$/ha					1.944,66	5,9550	6,2689
Dessecação da Área	Trator - Valtra BM 100 +	Hora-Máquina	1	1	0,20	70,01	14,00	0,0429	0,0451
Preparo de Solo / Escarificação	HM - Valtra BH 180 + Ripper	Hora-Máquina	1	1	1,00	58,58	58,58	0,1794	0,1888
Calagem	HM - Valtra BH 180 +	Hora-Máquina	1	1	0,20	74,34	14,87	0,0455	0,0479
Plantio	Trab. Rurícola / Plant.costal	Homem-Dia	1	1	0,35	59,44	20,80	0,0637	0,0671
	HM - Valtra BH 180 + Tanque	Hora-Máquina	1	1	0,50	57,78	28,89	0,0885	0,0931
Replântio	Trab. Rurícola / Plant. costal	Homem-Dia	1	1	0,10	59,44	5,94	0,0182	0,0191
Controle de formigas cortadeiras	Trabalhador Rurícola	Homem-Dia	1 e 2	2	0,40	59,44	47,55	0,1456	0,1533
Adubação no plantio	Trab. Rurícola / Adubadeira	Homem-Dia	1 e 6	2	0,50	59,44	59,44	0,1820	0,1916
Adubação de Cobertura	Trab. Rurícola / Adubadeira	Homem-Dia	1, 2 e 6	3	0,50	59,44	89,16	0,2730	0,2874
Capina Química	Trator – BM 100 / Pulverizador	Hora-Máquina	1 e 2	2	0,80	70,01	112,02	0,3430	0,3611
Capina Manual na linha- Coroamento	Trabalhador Rurícola	Homem-Dia	1, 2 e 6	3	5,00	59,44	891,60	2,7303	2,8743
Roçada Mecânica	Trator - BM 100 / Roçadeira	Hora-Máquina	1, 2 e 6	3	0,80	71,08	170,60	0,5224	0,5500
Manutenção de carregadores e aceiros	Moto. Niveladora Cat 12 H	Hora-Máquina	1 a 12	12	0,20	105,37	252,89	0,7744	0,8152
Desbrota	Trabalhador Rurícola	Homem-Dia	6	1	3,00	59,44	178,32	0,5461	0,5749

Quadro 5. Custos e parâmetros do pacote tecnológico preconizado para o cultivo de um hectare de Eucalipto, sua colheita, processamento, transporte e abastecimento nas condições projetadas a partir da inovação incremental, para abastecer a UTE Santa Terezinha.

Fonte: elaborado pelo autor com base nas informações encontradas na literatura e ainda, em empresa de base florestal, de pesquisas de forma direta e indireta com especialistas no cultivo do Eucalipto, para condições semelhantes às encontradas na usina, considerando-se o parque de máquinas disponível na Usina Santa Terezinha de Paracity/PR e, as condições edafoclimáticas locais informadas (MENEGUETTI, 2010). Obs.: ^(a) foram consideradas perdas de 5% entre o processamento e consumo.

Custos / Operações	Especificação	Unidade	Ano de Aplicação	N. oper.	Quant. Unid./ha	Valor unit. (R\$/unid.)	Valor Total (R\$/ha)	Custo cavaco na área colhida - 702,78 ha (R\$/t)	Custo cavaco – efetivo consumido (R\$/t) ^(a)
C - Insumos	Subtotal	R\$/ha					1.884,37	5,7703	6,0745
Herbicida - Dessecação	Glifosato	l	1	1	5,00	8,68	43,40	0,1329	0,1399
Adubos	Yorin	t	1	1	0,17	877,00	146,20	0,4477	0,4713
Mudas	Plantio e Replante	Un..	1	1	1.750,00	0,35	612,50	1,8756	1,9745
Gel	Polímero hidratante	kg	1	1	2,00	28,00	56,00	0,1715	0,1805
Calcário	Dolomítico	R\$/t	1	1	1,00	61,37	61,37	0,1879	0,1978
Herbicida - capina química	Glifosato	l	1	1	3,00	8,68	26,04	0,0797	0,0839
Adubo na primeira cobertura	(08-20-20)	t	1 e 6	2	0,25	910,75	455,38	1,3945	1,4680
Adubo na segunda cobertura	(20-00-20)	t	1 e 6	2	0,25	882,95	441,48	1,3519	1,4232
Formicida	(Sulfuramida) Micro Porta Iscas	kg	1 e 2	2	1,40	15,00	42,00	0,1286	0,1354
D - Colheita	Subtotal	R\$/ha					5.838,27	17,8781	18,8210
Derrubada	HM Cat 522 - <i>Feller Buncher</i>	Hora-Máquina	6 e 12	2	3,52	221,85	1.561,82	4,7826	5,0349
Arraste	HM Cat 545 C - <i>Skidder</i>	Hora-Máquina	6 e 12	2	3,52	161,21	1.134,92	3,4754	3,6587
Alimentação	HM Cat 320 D FM	Hora-Máquina	6 e 12	2	5,63	147,90	1.665,35	5,0997	5,3686
Cavaqueamento a campo	Picador VERMER HG 4000 TX	Hora-Máquina	6 e 12	2	1,10	346,00	761,20	2,3310	2,4539
Carregamento dos caminhões	HM Cat 312 D FM	Hora-Máquina	6 e 12	2	3,52	101,56	714,98	2,1894	2,3049
E - Transporte	Subtotal								
Transporte cavaco para a UTE	Caminhão Volvo FM13-440 6x4	R\$/t (viagem)	6 e 12	2	163,28	41,9900	9.499,37	29,0892	30,6234
F – Carga do cavaco nas esteiras na	Subtotal								
Carga do cavaco no pátio da usina –	Pás Carregadeiras CAT 938-G	R\$ / t	6 e 12	2	163,28	0,2250	73,48	0,2250	0,2250

Quadro 5. Continuação...

Custos / Operações	Especificação	Unidade	Ano de Aplicação	N. oper.	Quant. Unid./ha	Valor unit. (R\$/unid.)	Valor Total (R\$/ha)	Custo cavaco na área colhida - 702,78 ha (R\$/t)	Custo cavaco – efetivo. consumido (R\$/t) ^(a)
G - Administração	Subtotal	R\$/ha					2.283,64	6,9928	7,3619
Assistência técnica - I	Engenheiro Florestal	Unid.	1 a 12	12	1,00	103,85	1.246,20	3,8161	4,0174
Assistência técnica - II	Técnico Agrícola	Unid.	1 a 12	12	1,00	25,72	308,64	0,9451	0,9950
Eventuais	% Subtotal (A+B+C+D+E+F)	Taxa	1 a 12	12	2,0%	1.698,21	337,35	1,0330	1,0875
Mão-de-obra administrativa	% Subtotal (A+B+C+D+E+F)	Taxa	1 a 12	12	1,0%	1.698,25	168,68	0,5165	0,5438
Contabilidade/Escritório	% Subtotal (A+B+C+D+E+F)	Taxa	1 a 12	12	1,0%	1.698,25	168,68	0,5165	0,5438
Serviços de Apoio		R\$	1 a 12	12	1,00	6,4272	54,09	0,1656	0,1744
H – Juros pagos sobre o financiamento	Subtotal	R\$/ha							
Juros Pagos – Finan, despesas de custeio	Valor nominal financiado por	taxa	1 a 12		7,9%		899,37	2,7541	2,8993
I - Aquisição de bens de curta duração	Subtotal	R\$/ha							
Bens diversos de baixo valor e elevada	Conjunto de maquinas e	R\$ / ano	1 a 12	12	1,00	27,75	333,05	1,0199	1,0737
J -Recompra equipamentos do Leasing	Subtotal	R\$/ha							
Máq. Colheita, Aliment., Proces. E Carga	Final da Vida Útil - 25% do	R\$/ha	12	1	1,00	-193,44	-193,44	-0,5924	-0,6236
Custo operacional efetivo - 2 cortes	Custo R\$ para 2 cortes	R\$/ha	6 e 12				27.283,1		
Biomassa produzida	2 Ciclos de corte	t/ha	6 e 12				229.505,		
Biomassa efetivamente consumida	2 Ciclos de corte	t/ha	6 e 12				218.537,		
Custo operacional efetivo - 1 corte	Custo R\$/ha para 1 corte	R\$/ha	6 ou 12				13.641,5		
Biomassa produzida	1 Ciclo de corte	t/ha					114.751,	69,6986	
Biomassa efetivamente consumida	1 Ciclo de corte	t/ha					109.286,		73,3628

Quadro 5. Continuação...