

**Universidade de São Paulo
Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”**

**Potencial e disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar na
região Centro-Sul do Brasil: uma aplicação de modelos de
localização ótima para fins energéticos**

Natália de Campos Trombeta

Dissertação apresentada para obtenção do título de
Mestra em Ciências. Área de concentração:
Economia Aplicada

**Piracicaba
2015**

**Natália de Campos Trombeta
Engenheira Agrônoma**

Potencial e disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar na região Centro-Sul do Brasil: uma aplicação de modelos de localização ótima para fins energéticos

versão revisada de acordo com a resolução CoPGr 6018 de 2011

Orientador:
Prof. Dr. **JOSÉ VICENTE CAIXETA FILHO**

Dissertação apresentada para obtenção do título de
Mestra em Ciências. Área de concentração:
Economia Aplicada

**Piracicaba
2015**

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
DIVISÃO DE BIBLIOTECA - DIBD/ESALQ/USP**

Trombeta, Natália de Campos

Potencial e disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar na região Centro-Sul do Brasil: uma aplicação de modelos de localização ótima para fins energéticos / Natália de Campos Trombeta. - - versão revisada de acordo com a resolução CoPGr 6018 de 2011. - - Piracicaba, 2015.

149 p. : il.

Dissertação (Mestrado) - - Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz".

1. Bagaço 2. Palha 3. E2G 4. Cogeração 5. Otimização I. Título

CDD 333.7938
T849p

"Permitida a cópia total ou parcial deste documento, desde que citada a fonte – O autor"

AGRADECIMENTOS

Inicialmente agradeço a Deus pelo dom da vida e por todas as oportunidades e bênçãos que tem reservado em minha caminhada.

Ao meu querido e amado esposo Danilo Calori, agradeço pelo amor, carinho, auxílio e paciência ao longo do desenvolvimento dessa dissertação. Agradeço também a meus pais e irmã, Roosevelt, Marli e Gabriele, pelo amor, orientação e pela educação sempre priorizados em nossa família. À Babi, minha companheira de quatro patas, pela alegria incondicional e parceria nas altas horas da madrugada.

À Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz” por cumprir missão vitoriosa e por fornecer formação técnica e oportunidades ímpares aos filhos da gloriosa. Em especial agradeço ao Prof. José Vicente Caixeta Filho, pela orientação, conselhos, amizade, oportunidades e confiança ao longo dos últimos cinco anos e no desenvolvimento deste trabalho. Agradeço também ao grande amigo, Prof. Vavá, sempre presente em minha trajetória acadêmica, aos demais professores e funcionários do Departamento de Economia, Administração e Sociologia da ESALQ, em especial, Prof. Humberto Spolador, Maielli, à grande amiga Aline Fermino e aos amigos de pós-graduação pelo incentivo, união e parceria nas dificuldades.

Estendo meus agradecimentos ao Grupo ESALQ-LOG, pelos três anos de pleno aprendizado e amizades. Agradeço em especial ao amigo Thiago Péra, pela disponibilidade, conversas e pronto auxílio. Ao Prof. Augusto Gameiro e Carlos Xavier pelas sábias recomendações na qualificação e orientações.

Ao Dr. Zilmar Souza da UNICA, pelo apoio no desenvolvimento e divulgação do questionário utilizado nessa pesquisa.

Ao Centro de Tecnologia Canavieira – CTC, agradeço pela oportunidade da parceria para o desenvolvimento desta pesquisa. Nesse sentido, agradeço em especial à Camila Oliveira e ao Diego Ferrés pelas portas abertas e por acreditarem no mais genuíno propósito da extensão universitária: o desenvolvimento de pesquisa aplicada. Agradeço também a todos os colegas de trabalho da área de desenvolvimento de negócios do CTC, pela amizade e pelos inúmeros conhecimentos partilhados, em especial: Francisco Linero, Jorge Neves, Celso Coaresma e Hércio Lamônica.

Por fim, agradeço a todos que de forma direta ou indireta contribuíram para o desenvolvimento desta dissertação.

SUMÁRIO

RESUMO.....	7
ABSTRACT	9
LISTA DE FIGURAS.....	11
LISTA DE TABELAS	13
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	15
1 INTRODUÇÃO	17
1.1 Contextualização.....	17
1.2 Parceria ESALQ – CTC.....	19
1.3 Estruturação e desenvolvimento da pesquisa	20
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	21
2.1 Estruturação e expectativas da biomassa de cana-de-açúcar para os mercados de energia elétrica e de etanol celulósico.	21
2.1.1 Mercado de energia elétrica	21
2.1.2 Mercado de etanol celulósico	29
2.2 Viabilidade no uso de biomassa de cana-de-açúcar para cogeração de energia.....	33
2.3 Pesquisa operacional aplicada aos setores canavieiro e energético	48
2.4 Considerações Finais.....	63
3 MATERIAL E MÉTODOS.....	65
3.1 Mapeamento do potencial de uso de biomassas de cana-de-açúcar no setor sucroenergético.	65
3.2 Modelo matemático para alocação ótima de biomassa de cana-de-açúcar para fins energéticos.....	69
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	83
4.1 Resultados do mapeamento: mapas temáticos e indicadores setoriais.	83
4.1.1 Disponibilidade de biomassa na região Centro-Sul: mapas temáticos setoriais.	83
4.1.2 Disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar na região Centro-Sul: indicadores agronômicos.	89
4.1.3 Disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar na região Centro-Sul: indicadores tecnológicos.	94
4.1.4 Disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar na região Centro-Sul: indicadores de mercado.	98

4.2 Modelo de alocação e localização ótima de unidades processadoras de biomassa de cana-de-açúcar	100
4.2.1 Cenário A.....	101
4.2.2 Cenário B.....	104
4.2.3 Cenário C.....	108
4.2.4 Cenário D.....	112
5 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS	121
REFERÊNCIAS	125
ANEXOS.....	130

RESUMO

Potencial e disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar na região Centro-Sul do Brasil: uma aplicação de modelos de localização ótima para fins energéticos

A busca de segurança energética nos principais centros de consumo vem se estabelecendo como alta prioridade no contexto mundial dado o crescimento da população e da demanda por alimentos e energia. Nacionalmente a matriz energética vincula-se majoritariamente à fonte hídrica fazendo com que, em períodos de escassez pluvial, a segurança energética seja comprometida. Nesse contexto, a energia termelétrica, em especial, a produzida por meio de biomassa de cana-de-açúcar, mostra-se como uma alternativa sustentável ao abastecimento e segurança energética do país. Com isso, o estudo tem por objetivo identificar qualitativa e quantitativamente o potencial e disponibilidade de biomassas de cana-de-açúcar, bagaço e palha, para uso energético na operação de cogeração e como matéria-prima, a produção de etanol de segunda geração na região Centro-Sul. Para isso foi realizado um levantamento de dados para a safra 2013/14 com 77 usinas visando o desenvolvimento de indicadores agronômicos (quantificação da oferta de bagaço e palha de cana-de-açúcar), tecnológicos (potencial de cogeração do setor) e mercadológicos (preços de energia elétrica, participação nos diferentes ambientes de comercialização). A partir dessas informações foi proposto um modelo matemático visando a maximização do lucro do setor canavieiro avaliado em 4 cenários: 1. Cenário A: base relativa às informações levantadas na pesquisa; 2. Cenário B: considerando-se o aumento do limite de exportação à rede e dos preços de energia aos níveis registrados na safra 2014/15; 3. Cenário C: solicitando a entrada dos principais municípios candidatos das mesorregiões potenciais a instalação de unidades *stand alone* e; Cenário D: considerando-se parâmetros secundários de investimento e de custos em E2G no curto e médio prazo. Os resultados da pesquisa foram divulgados de forma média para o Brasil e mesorregiões localizadas na região Centro-Sul. De modo geral, os indicadores agronômicos para uma usina típica no Brasil apresentam moagem média de 3 milhões de toneladas de cana, 12% de impureza vegetal e 88% de colheita mecanizada. Tais indicadores proporcionam uma oferta de bagaço e palha ao sistema de aproximadamente 1 milhão de toneladas de biomassa por unidade industrial. Os indicadores tecnológicos no Brasil evidenciaram que 39% das caldeiras amostradas apresentaram tecnologia de baixa pressão de vapor (21 bar), 22% (até 48 bar), 5% (até 65 bar) e 34% (acima de 65 bar). Os turbogeradores amostrados foram de 69% contrapressão simples, 14% contrapressão com extração e 17% condensação. Já para os indicadores mercadológicos verificou-se, para as usinas que exportaram energia, a participação 53% no mercado livre a preços médios de R\$ 230,00/MWh e 47% no mercado regulado com precificação de R\$ 191,00 MWh. Relativamente aos resultados verificados na modelagem proposta, foi possível avaliar a alocação ótima de biomassa nas mesorregiões e potencial de exportação de energia, etanol celulósico e investimentos de expansão. A partir de tais resultados possibilita-se o direcionamento mais assertivo do planejamento estratégico, de investimentos e de políticas públicas para o aumento da sustentabilidade do setor canavieiro.

Palavras-chave: Bagaço; Palha; E2G; Cogeração, Otimização

ABSTRACT

Potential and availability of biomass sugarcane in the Center-South region of Brazil: an application of locational models for energy purposes

The search for energy security in major consumption centers has established itself as a high priority in the global context, given the population growth and the demand for food and energy. Nationally the energy matrix is mainly linked to the water source so that, in periods of rain shortage, energy security is compromised. In this context, the thermoelectric power, in particular, produced by sugarcane biomass, shows up as a sustainable alternative promoting energy security. Thus, the study aims to identify qualitatively and quantitatively the potential and availability of biomass from sugarcane, bagasse and straw for energy use in cogeneration operation and as raw material for second generation ethanol production in South-Center region. For this, it was conducted a data collection for the 2013/14 season with 77 sugarcane mills in order to develop agronomic indicators (measurement of bagasse and straw sugarcane supply), technological indicators (industry cogeneration potential) and market indicators (electricity prices and participation in different marketing environments). From this information it was proposed a mathematical model aimed at maximizing the profit of the sugarcane industry valued at four scenarios: 1. Scenario A: based on the information gathered in the survey; 2. Scenario B: considering increasing the export limit for the network and energy prices to levels recorded in 2014/15 crop; 3. Scenario C: requesting the input of the main potential mesoregions installing stand alone units and; Scenario D: considering other parameters of investment and costs in E2G on the short and medium periods. The survey results were released to Brazil and mesoregions located in the Center-South region. In general, agronomic indicators for a typical sugarcane mill in Brazil have medium crush of 3 million tons of sugarcane, 12% of plant impurity and 88% of mechanized harvesting. These indicators provide a supply of bagasse and straw to the system of approximately 1 million tons of biomass. Technological indicators in Brazil showed that 39% of sampled boiler had a low vapor pressure technology (21 bar), 22% (up to 48 bar), 5% (up to 65 bar) and 34% (over 65 bar). The sampled turbogenerators were 69% simple counter, counter with 14% and 17% extraction condensation. As for the market indicators, for energy exported mills, the share was 53% in the open market at an average price of R\$ 230.00 / MWh and it was 47% in the regulated market with pricing R\$ 191.00 MWh. In relation to results obtained in the proposed model, it was possible to evaluate the optimal allocation of biomass in mesoregions and energy export potential, cellulosic ethanol and expansion investments. From these results it is possible to propose a more assertive targeting of strategic planning, investment and public policy to increase the sustainability of the sugarcane industry.

Keywords: Bagasse; Straw; Celulosic ethanol; Cogeneration; Optimization

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Potencial de geração de energia do setor canavieiro	22
Figura 2 - Setor elétrico brasileiro: estruturação institucional – segmento administrativo	23
Figura 3 - Setor elétrico brasileiro: estruturação institucional – segmento comercialização.....	24
Figura 4 - Leilões de energia elétrica: preço médio (base nov. 2014) e comercialização para biomassa de cana-de-açúcar, 2005 a 2014.....	24
Figura 5 - Energia de biomassa de cana-de-açúcar: participação nos tipos de leilões de energia elétrica por energia negociada	25
Figura 6 - Preço de Liquidação das Diferenças e geração térmica: comportamento temporal, 2010 a 2014.....	26
Figura 7 - Expectativas de produção de cana-de-açúcar, bagaço e palha em 2020 e 2030	27
Figura 8 - Setor Canavieiro: capacidade de geração de energia elétrica excedente (milhões MWh/ano), 2005, 2010, 2015, 2020 e 2030.....	28
Figura 9 - Relação média entre a moagem de cana e variação no nível dos reservatórios nas safras de 2008/09 a 2013/14	28
Figura 10 - Relação PIB e demanda de energia no Brasil: projeções para os anos de 2017 e 2022	29
Figura 11 - Etanol anidro e hidratado: oferta brasileira nas safras de 2001/02 a 2013/14	30
Figura 12 - Comparativo entre as frotas de veículos a gasolina e <i>flex fuel</i> entre os anos de 2006 e 2013.....	30
Figura 13 - Etanol anidro e hidratado: demanda brasileira nos anos de 2008 a 2013	31
Figura 14 - Projeções de demanda por etanol anidro e hidratado no Brasil nos anos de 2017 e 2022.....	32
Figura 15 - Potência instalada da matriz energética nacional (GW) em 2014.....	38
Figura 16 - Custo total (R\$/t) nos sistemas avaliados de acordo com a distância de recolhimento.....	47
Figura 17 - Biomassa: cadeia de suprimentos genérica.....	60

Figura 18 - Interrelação e interdependência na cadeia de suprimentos de biomassas	62
Figura 19 - Fluxograma esquemático da oferta de energia elétrica no Brasil, sob a ótica do setor sucroenergético	66
Figura 20 - Representação esquemática do modelo de localização e transporte sugerido	69
Figura 21 - Investimentos em linhas de transmissão: distância entre unidades produtivas e SIN	78
Figura 22 - Produção e disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar no Brasil, safra 2013/14	84
Figura 23 - Setor sucroenergético: capacidade nominal de geração de energia elétrica nas mesorregiões do Centro-Sul do Brasil	86
Figura 24 - Setor sucroenergético: consumo e exportação de energia médios nas mesorregiões do Centro-Sul do Brasil	88
Figura 25 - Sistema de limpeza a seco	91
Figura 26 - Sistema de enfardamento de palha de cana-de-açúcar	93
Figura 27 - Setor sucroenergético: tecnologia de caldeira e capacidade de geração de pressão de vapor (bar)	94
Figura 28 - Setor sucroenergético: tecnologia de turbogeração	95
Figura 29 - Setor sucroenergético: consumo e geração de energia médios	95
Figura 30 - Setor sucroenergético: geração de energia na entressafra de cana-de-açúcar	99
Figura 31 - Restrição na exportação de energia de biomassa de cana-de-açúcar pela limitação da rede	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características dos ambientes de comercialização de energia no Brasil.	23
Tabela 2 - Evolução tecnológica de caldeiras no setor sucroenergético	34
Tabela 3 - Bagaço de cana-de-açúcar: indicadores de consumo energético e não energético, 2012.....	37
Tabela 4 - Representatividade da amostra para a safra 2013/14.....	67
Tabela 5 - Oferta de biomassa de cana-de-açúcar: taxa de conversão e recuperação média.....	75
Tabela 6 - Estimativa de custos de aquisição e processamento de biomassa de cana-de-açúcar.....	76
Tabela 7 - Parâmetros médios de consumo de vapor e conversão do bagaço nas mesorregiões da região Centro-Sul.....	79
Tabela 8 - Indicadores agronômicos médios na região Centro-Sul do Brasil	89
Tabela 9 - Indicadores agronômicos médios mesorregionais	90
Tabela 10 - Indicadores agronômicos médios mesorregionais: disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar para uma usina média	92
Tabela 11 - Indicadores tecnológicos médios mesorregionais – caldeiras.....	96
Tabela 12 - Indicadores tecnológicos médios mesorregionais – turbogeradores.....	97
Tabela 13 - Indicadores tecnológicos médios mesorregionais – potência nominal, consumo e exportação de energia elétrica	98
Tabela 14 - Indicadores de mercado – potência nominal, consumo e exportação de energia elétrica	99
Tabela 15 - Cenário A: resultados do modelo para a condição de autofornecimento mesorregional.....	102
Tabela 16 - Cenário A: resultados do modelo para mesorregião candidata a expansão de geração de energia	103
Tabela 17 - Cenário B - Preço de energia elétrica e limite de exportação de energia a rede	104
Tabela 18 - Cenário B: resultados do modelo para a condição de autofornecimento mesorregional.....	106
Tabela 19 - Cenário B: resultados do modelo para mesorregião candidata a expansão de geração de energia	107

Tabela 20 - Cenário C: resultados do modelo para a mesorregião candidata a ampliação de cogeração	109
Tabela 21 - Cenário C: resultados para a condição de autofornecimento mesorregional em níveis de preços de energia elétrica em 2014/15	110
Tabela 22 - Cenário C: resultados do modelo para a expansão da geração de energia elétrica para níveis de preços da safra 2014/15	111
Tabela 23 - Cenário C: resultados do modelo para a mesorregião candidata a ampliação de cogeração para os níveis de preços de energia da safra 2014/15	112
Tabela 24 - Cenário D: parâmetros médios utilizados	113
Tabela 25 - Cenário D: resultados da alocação de biomassa visando produção de etanol celulósico em nível tecnológico de médio prazo	116
Tabela 26 - Cenário D: resultados do modelo para a condição de autofornecimento mesorregional	117

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP – Agência Nacional do Petróleo
BEN – Balanço Energético Nacional
BIRD – Banco Internacional para a Reconstrução
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE – Câmara de Comercialização da Energia Elétrica
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CIDE – Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
CONAB – Companhia Nacional de Abastecimento
CONTRAN – Conselho Nacional de Trânsito
CTC – Centro de Tecnologia Canavieira
DNIT – Departamento Nacional de Infraestrutura e Transporte
E2G – Etanol de Segunda Geração
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
ESALQ – Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”
ESALQ-LOG – Grupo de Pesquisa e Extensão em Logística Agroindustrial
FGEE – Fundo de Garantia a Empreendimentos de Energia Elétrica
FINEP – Financiadora de estudos e projetos
GAMS – *General Algebraic Modeling System*
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IPCA – Índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo
MAE – Mercado Atacadista de Energia
MME – Ministério de Minas e Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAISS – Plano BNDES-Finep de Apoio à Inovação dos Setores Sucrenergético e Sucrequímico.

PAC – Programa de Aceleração do Crescimento

PDE – Plano Decenal de Expansão da Energia

PECEGE – Programa de Educação Continuada em Economia e Gestão de Empresas

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PNE – Plano Nacional de Energia

PROÁLCOOL – Programa Nacional do Alcool

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

RE-SEB – Reestruturação do Setor Elétrico

SIN – Sistema Interligado Nacional

TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão

UNICA – União da Indústria de Cana-de-Açúcar

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Em um cenário formado pelo crescimento populacional e enriquecimento de países em desenvolvimento, a demanda por alimentos e energia tem se tornado um desafio aos grandes centros de produção e consumo. Além disso, os novos paradigmas relacionados à mitigação de impactos ambientais, dentre eles a minimização das emissões de gases do efeito estufa, reforça a necessidade de obtenção de fontes alternativas, limpas e renováveis de energia.

Alinhado e adicionalmente a esse contexto, a sociedade brasileira vem passando nos últimos anos por situações de incerteza energética. Iniciada com os primeiros “apagões” nos anos de 2000 e de 2001, tal cenário retorna em períodos recentes (2014) em virtude da menor pluviosidade média registrada nesse período (especialmente no estado de São Paulo), culminando na redução do nível dos reservatórios de água. Uma vez que a matriz energética brasileira é predominantemente hídrica (cerca de 65% da energia gerada no país provém de fontes hidroelétricas), a problemática anteriormente citada implica a formação de cenários de crise energética.

Nesse sentido, a busca por outras fontes e formas de geração de energia se faz crescente e providencial, destacando a energia termelétrica como a substituta primária à fonte hidrelétrica no Brasil. Corroborando essa tendência e com base nas informações disponibilizadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), verificou-se, nos últimos dez anos (2005 a 2014) uma evolução anual média na oferta de energia térmica de aproximadamente 20% a.a. Em contrapartida, as demais fontes somadas, para o mesmo período, indicaram uma taxa anual média de crescimento de aproximadamente 3% a.a. Tais indicadores reforçam a estratégia de manutenção da segurança energética, tendo a energia térmica um importante papel no suprimento de energia elétrica no país.

Dentre as matérias-primas utilizadas nas usinas termelétricas, a biomassa tem se destacado como um produto renovável e com elevado potencial de uso na geração de energia elétrica.

Enfatizando as biomassas oriundas da indústria da cana-de-açúcar, deve-se reconhecer inicialmente a histórica importância do setor canavieiro na economia

paulista e brasileira. Responsável, respectivamente, pelas primeiras e segundas colocações na produção de açúcar e etanol no mundo, este setor vem protagonizando um novo segmento em crescente ascensão: o energético.

Nesse contexto, o recentemente denominado setor sucroenergético vem se destacando não somente como o fornecedor da matéria-prima com maior balanço energético para produção de etanol, mas também pelos produtos secundários gerados no processamento da cana-de-açúcar. Tais subprodutos, até poucas décadas majoritariamente descartados, têm se tornado potenciais matérias-primas à cogeração de energia elétrica e à produção de etanol de segunda geração, por meio da hidrólise da celulose e hemicelulose da palha (restos vegetais deixados no campo após a colheita mecanizada) e bagaço (produto originado após a moagem da cana-de-açúcar).

Relativamente ao bagaço, o setor sucroenergético tem apresentado um nível técnico de utilização bastante maduro na curva de aprendizado dessa biomassa no que se diz respeito à cogeração e ao auto abastecimento das usinas com energia elétrica. Apesar disso, são notórias as diferenças tecnológicas entre as unidades produtivas, evidenciando grande variação de eficiência e capacidade. Em relação ao uso da palha, verifica-se reversão da tendência de ínfima exploração pelas usinas, reflexo da gradativa adequação do setor a Lei Estadual nº 11.241 de eliminação da prática de queima de cana-de-açúcar até 2017, reforçada, em algumas regiões, pela assinatura do Protocolo Agroambiental, que acelerou o prazo do fim da queima para 2014. Nesse sentido, a palha vem sendo alvo de estudos econômicos, agrônômicos e ambientais a fim de identificar sua real disponibilidade nos ambientes de produção e potencial uso como biomassa carburante ou matéria-prima para obtenção de etanol de segunda geração.

Englobando as expectativas supracitadas situam-se dois mercados estratégicos principais e passíveis à entrada da biomassa de cana-de-açúcar: 1. Mercado de Energia Elétrica e; 2. Mercado de Biocombustíveis – Etanol. A compreensão das principais variáveis de impacto nesses mercados bem como a prospecção de suas tendências futuras se faz fundamental à análise do potencial da biomassa como recurso produtivo e oportunidades de negócios no setor.

Nesse contexto, este estudo tem por objetivo identificar qualitativa e quantitativamente o potencial e disponibilidade de biomassas de cana-de-açúcar,

bagaço e palha, para uso energético na operação de cogeração e como matéria-prima à produção de etanol de segunda geração na região Centro-Sul.

Especificamente, a pesquisa visa a geração de indicadores quantitativos e qualitativos por meio do levantamento de informações primárias a fim de subsidiar de forma abrangente e transparente o objetivo geral anteriormente citado. Nesse sentido, este trabalho busca:

- a. Realizar um mapeamento das unidades produtoras da região Centro-Sul, avaliando a disponibilidade e utilização das biomassas de cana-de-açúcar e as tecnologias industriais disponíveis à cogeração de energia.
- b. Propor um modelo matemático de alocação ótima da oferta de biomassa das mesorregiões produtoras da região Centro-Sul consideradas no estudo, permitindo:
 1. Maximizar o lucro de forma sistemática do setor sucroenergético a partir da comercialização de energia;
 2. Identificar as mesorregiões com maior potencial de fornecimento de biomassa de cana-de-açúcar para produção de energia e, futuramente, etanol de segunda geração;
 3. Identificar as mesorregiões com maior potencial de investimento em ampliação do parque cogeador;
 4. Entender o “mix” ótimo de escolha na utilização de biomassas de cana-de-açúcar nas mesorregiões estudadas;
 5. Interpretar tais resultados do ponto de vista econômico, sob diferentes cenários setoriais que serão detalhados na aplicação do modelo proposto.

1.2 Parceria ESALQ – CTC

Deve-se documentar que este trabalho foi desenvolvido a partir de uma parceria realizada entre a Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz” (ESALQ) e o Centro de Tecnologia Canavieira (CTC). Esta parceria iniciou-se em janeiro de 2014, finalizando-se em dezembro de 2014, tendo por objetivo o desenvolvimento de pesquisa de cunho aplicado, gerando informações tanto de interesse acadêmico quanto mercadológico. Desse modo, tal iniciativa implicou a geração de mútuos benefícios, garantindo a extensão de conhecimentos à sociedade.

O CTC - Centro de Tecnologia Canavieira - atua há mais de 40 anos no desenvolvimento de tecnologias inovadoras para o setor canavieiro. As pesquisas abrangem todos os elos da cadeia produtiva de cana-de-açúcar, álcool, açúcar e

bioenergia, permitindo agregar valor às diversas etapas do processo e contribuindo com a evolução equilibrada do setor.

1.3 Estruturação e desenvolvimento da pesquisa

Estruturalmente, o trabalho contempla este capítulo introdutório, seguido por mais quatro capítulos.

O capítulo 2 refere-se à revisão de literatura, o qual terá sua abordagem separada em três frentes: 1. Expectativas da demanda por biomassas de cana-de-açúcar nos mercados potenciais; 2. Viabilidade no uso de biomassas de cana-de-açúcar para geração de bioenergia e; 3. Pesquisa operacional aplicada ao setor de bioenergia.

O capítulo 3 trata dos materiais e métodos utilizados no estudo, evidenciando o questionário aplicado, fonte de dados, método adotado e estrutura matemática do modelo de otimização proposto.

No capítulo 4 descrevem-se os resultados encontrados na pesquisa, vinculados ao mapeamento do mercado de biomassa de cana-de-açúcar e resultados do modelo de otimização utilizado, finalizando com o capítulo 5, conclusivo, no qual abordam-se as principais aplicações e considerações do estudo desenvolvido.

Por fim, ao final desta dissertação encontram-se as referências bibliográficas bem como os anexos e bancos de dados utilizados.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A presente revisão de literatura será apresentada e focada em três frentes de pesquisa principais, sendo: 1. Análise de informações estatísticas e expectativas para os mercados de atuação potencial das biomassas de cana-de-açúcar; 2. Estudos que avaliam o potencial e viabilidade no uso de biomassas, especialmente do setor sucroenergético, para a geração de energia elétrica e produção de etanol de segunda geração e; 3. Pesquisa operacional aplicada ao setor energético vinculada ao aproveitamento ótimo de biomassas e localização ótimas de unidades de processamento.

2.1 Estruturação e expectativas da biomassa de cana-de-açúcar para os mercados de energia elétrica e de etanol celulósico.

2.1.1 Mercado de energia elétrica

A participação da biomassa de cana-de-açúcar na produção e comercialização de energia elétrica vem aumentando nos últimos dez anos. Além de garantir a autonomia energética, parte das unidades produtivas do país tem aumentando suas receitas com a participação no mercado de energia elétrica. Segundo informações do Projeto Agora – Agroenergia e Meio Ambiente (2013), no ano de 2013 a bioeletricidade ofertada foi responsável por uma economia de 7% nos reservatórios nos submercados do Sudeste e do Centro-Oeste, o que financeiramente indicaram uma economia estimada de R\$ 20/MWh ao sistema elétrico brasileiro. Ainda para o ano de 2013, o Projeto Agora (2013) publicou que a bioeletricidade comercializada foi responsável pelo abastecimento de cerca de 8 milhões de moradias, o que seria equivalente a 12% da demanda domiciliar brasileira.

No que se diz respeito a projeções da participação das biomassas de cana-de-açúcar na matriz energética nacional, estudo decenal da Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2015) indicou que o potencial técnico de geração de energia para 2023, tendo como matérias-primas o bagaço e a palha de cana-de-açúcar, é de 19,5 GW médios, o que equivale a aproximadamente 14% da matriz energética atual. Já as projeções da União da Indústria de Cana-de-Açúcar - UNICA (2010) indicam um

potencial de exportação de energia elétrica a partir de bagaço de aproximadamente 13 GW médios para a safra 2020/21 (Figura 1), ou 9,5% da matriz energética atual.

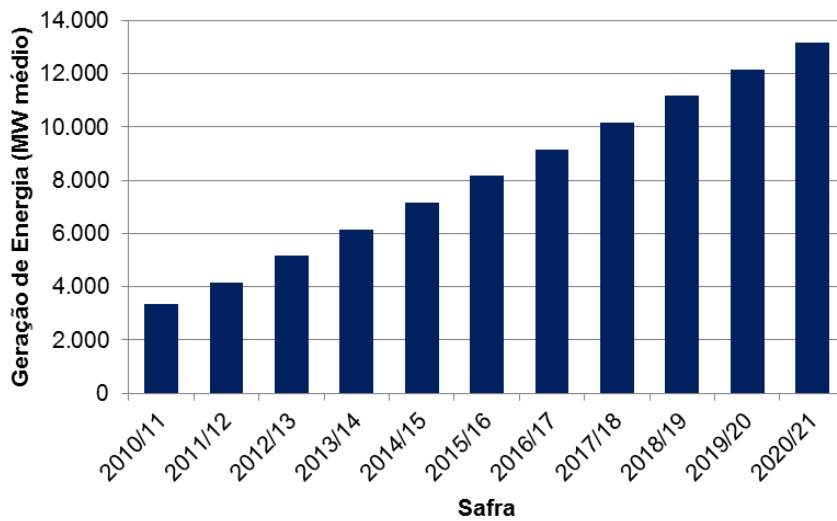


Figura 1 - Potencial de geração de energia do setor canavieiro

Fonte: UNICA (2010)

A fim de compreender o processo de comercialização no mercado de energia, no qual a bioenergia de cana-de-açúcar está inserida, faz-se necessária uma breve análise de sua estruturação e modalidade de comercialização disponível aos agentes. Nesse sentido, de acordo com as informações disponibilizadas pela Câmara de Comercialização da Energia Elétrica (2014), entre 1996 e 1998, o modelo brasileiro de contratação e comercialização de energia elétrica passou por uma reestruturação a partir do Projeto RE-SEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico) o qual conclui a necessidade de: 1. Desverticalizar o setor; 2. Criar um ambiente competitivo na geração e comercialização de energia e; 3. Regular os setores de distribuição e transmissão de energia.

Nesse contexto, em 2004, o atual modelo energético brasileiro entrou em vigor, objetivando a contratação da energia demandada total pelas distribuidoras e consumidores finais, tendo uma estrutura de comercialização classificada em três ambientes: 1. Ambiente de Contratação Regulada (ACR); 2. Ambiente de Contratação Livre (ACL) e; 3. Mercado de Curto Prazo. A Tabela 1 evidencia as principais características e diferenças entre os 3 ambientes supracitados.

Tabela 1 - Características dos ambientes de comercialização de energia no Brasil

Ambiente/Características	Negociação	Contratos	Preço
Ambiente de Contratação Livre (ACL)	Livre	Estabelecido entre as partes e formalizado pela CCEE	Estabelecido entre as partes
Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	Leilões de Energia	Estabelecido e formalizado pela CCEE - CCEAR*	Estabelecido no leilão (menor lance)
Mercado de Curto Prazo	Multilateral	Diferenças entre os contratos do ACL e ACR	PLD (Preço de Liquidação das diferenças)

Fonte: Elaborado pela autora a partir de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (2014).

* CCEAR – Contrato de Comercialização no Ambiente Regulado.

Institucionalmente, o mercado de energia no país tem como principal órgão representativo o Ministério de Minas e Energia (MME), alinhado ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), cujo objetivo é, de modo geral, garantir o atendimento energético da nação. Respondendo pela garantia da segurança energética e planejamento do setor elétrico do país situam-se, respectivamente, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), dando suporte às decisões e diretrizes do MME (Figura 2).

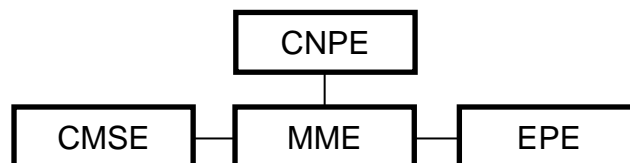


Figura 2 - Setor elétrico brasileiro: estruturação institucional – segmento administrativo

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (2014)

No segmento de comercialização, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) substitui o antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE). Como órgão regulador do setor comercial tem-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) atuando como operador das instalações, geração e transmissão de energia (Figura 3) no Sistema Interligado Nacional (SIN).

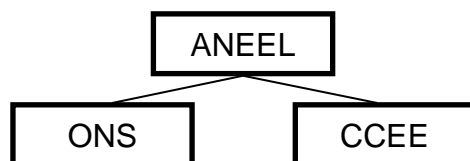


Figura 3 - Setor elétrico brasileiro: estruturação institucional – segmento comercialização

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (2014)

No que se diz respeito ao ambiente de comercialização regulado, especificamente ao setor sucroenergético, as usinas de cana-de-açúcar iniciaram suas participações nos leilões de energia em 2005 (Figura 4), promovendo a negociação, até o último leilão de 2014, de aproximadamente 212 mil GWh, a serem gerados em períodos médios de 20 anos (CCEE, 2014). Nos dez anos de participações nos leilões de energia foram formalizados 2197 contratos com aproximadamente 70 usinas de cana-de-açúcar. Os preços médios do MWh recebidos pelas unidades vencedoras dos leilões são ajustados anualmente pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) e em média, corrigidos (base IPCA novembro/2014), situam-se próximos a R\$ 180,00/MWh.

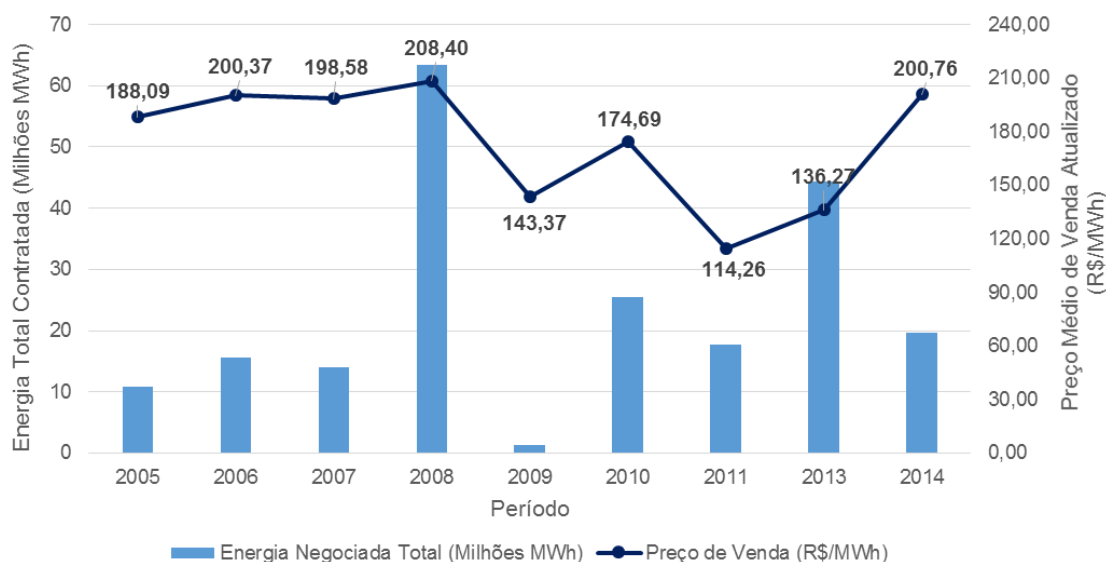


Figura 4 - Leilões de energia elétrica: preço médio (base nov. 2014) e comercialização para biomassa de cana-de-açúcar, 2005 a 2014

Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados da CCEE (2014)

Nota-se, por meio da Figura 4, a grande oscilação de preços de leilão. Tal comportamento se justifica pela influência depreciativa de preços de energia quando há predominância de fontes não térmicas em competição pelos contratos dos leilões de energia. Uma vez que o custo operacional das fontes de energia hidroelétrica e eólica (matéria-prima água e ventos, respectivamente) é relativamente menor que o das fontes térmicas (elevado custo da matéria-prima combustível), a entrada de tais fontes nos leilões de energia tende a reduzir o preço-teto, inviabilizando e/ou reduzindo a contratação das fontes térmicas, em especial as de biomassa de cana-de-açúcar. Em 2009, por exemplo, a entrada de empreendimentos hidroelétricos depreciou o preço-teto dos leilões, desestimulando maior participação de termelétricas.

Isso se torna uma crítica recorrente no setor canavieiro, que defende a distinção de preços de acordo com o tipo de matéria-prima, dados os custos de produção de cada fonte e os benefícios diferenciados que cada uma delas confere ao sistema.

Sobre os tipos de leilões, predomina a modalidade denominada como “Leilões de Energia Nova” (Figura 5), cuja contratação visa ampliar a capacidade de geração de carga das unidades vencedoras do leilão. Nesse caso, o fornecimento de energia inicia-se de 3 a 5 anos após o ano base do leilão. A segunda categoria com maior energia negociada em leilões nos últimos 10 anos situou-se no denominado “Energia de Reserva”, cuja contratação visa aumentar a segurança energética nacional.

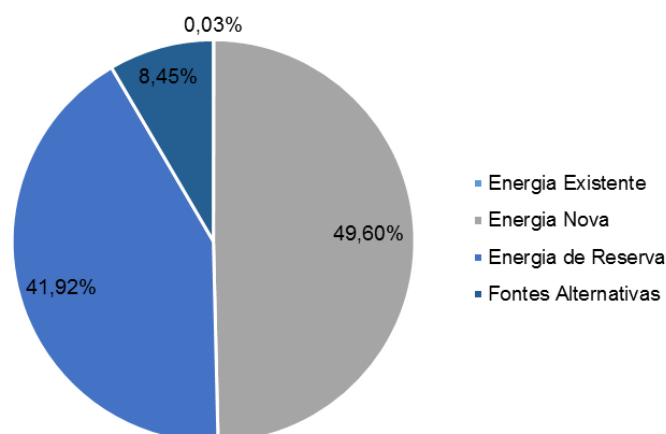


Figura 5 - Energia de biomassa de cana-de-açúcar: participação nos tipos de leilões de energia elétrica por energia negociada

Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados da CCEE (2014)

As duas categorias de entrada da energia de biomassa com menor participação em energia negociada referem-se aos leilões de Fontes Alternativas (leilão típico a participação de fontes eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas) com 8,5% e os leilões de Energia Existente (visando a contratação de energia de empreendimentos com investimento já amortizado) com menos de 1%.

Para o ambiente de comercialização livre, a participação do setor canavieiro é desconhecida, uma vez que os dados não são públicos. Verifica-se uma considerável pulverização de empresas comercializadoras de energia. Apesar disso, conhece-se a tendência crescente de participação do setor bioenergético neste mercado em virtude de uma série de expectativas alinhadas à necessidade de suprimento energético dos centros urbanos, pressão para a diversificação das fontes de energia da matriz brasileira e maior mobilidade, bem como preços mais atrativos verificados no ACL.

Ainda sobre os preços de comercialização de energia no mercado livre ou o PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), a Figura 6 indica o comportamento atípico nos valores praticados no ano de 2014, reflexo da estiagem generalizada que atingiu os principais centros de consumo do país, a qual reduziu a oferta de eletricidade. Os elevados valores, que ultrapassaram os R\$ 800,00/MWh em determinados meses do ano safra 2014/15, fizeram com que a comercialização de energia, em algumas usinas, fosse a principal responsável por resultados positivos, uma vez que a safra referenciada apresentou uma série de problemas climáticos (redução na produção) e econômicos (preços poucos competitivos do etanol).

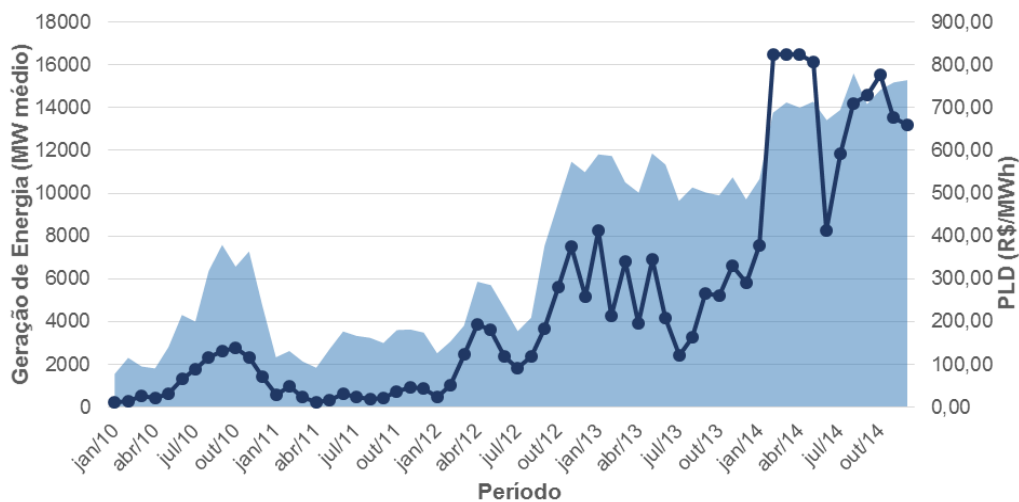


Figura 6 - Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e geração térmica: comportamento temporal, 2010 a 2014

Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados da CCEE (2014) e ONS (2014)

Deve-se destacar, também, que o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) tem grande correlação negativa com o nível dos reservatórios, fazendo com o que a rentabilidade da comercialização da bioeletricidade canavieira seja mais competitiva em períodos de estiagem.

Em suma, dado o comportamento histórico e tendência evolutiva para o parque de geração termelétrico, o cenário futuro para a energia de biomassa, tanto de bagaço quanto de palha de cana-de-açúcar, mostra-se bastante otimista no que se diz respeito à ampliação da participação, renovação de tecnologias e crescimento de fornecedores.

Alinhado e complementar à tendência supracitada, a Figura 7 evidencia a expectativa de produção de cana-de-açúcar, bagaço e palha para os próximos quinze anos, enfatizando a disponibilidade de matéria-prima para geração de energia (EPE, 2006).

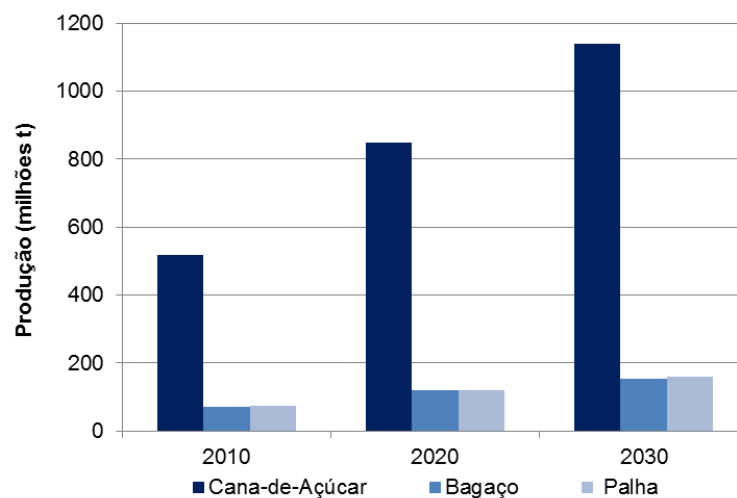


Figura 7 - Expectativas de produção de cana-de-açúcar, bagaço e palha em 2020 e 2030

Fonte: Elaborado pela autora a partir do Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2006)

A partir dos estudos desenvolvidos pelo Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2006), ainda verifica-se aumento do potencial tecnológico industrial, o qual deve ampliar a capacidade de processamento de biomassa de cana-de-açúcar e cogeração de energia elétrica. De acordo com o estudo desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia junto à Empresa de Pesquisa Energética, entre 2005 a 2030 a capacidade de geração deve aumentar em 19 vezes (Figura 8).

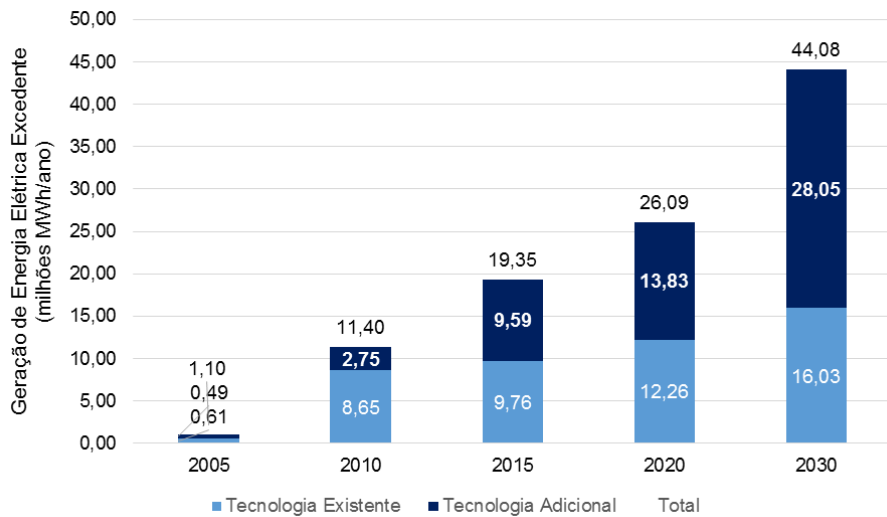


Figura 8 - Setor Canavieiro: capacidade de geração de energia elétrica excedente (milhões MWh/ano), 2005, 2010, 2015, 2020 e 2030

Fonte: Elaborado pela autora a partir do Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2006)

Em termos competitivos, a tendência crescente na oferta de biomassa de cana-de-açúcar deve destacar a característica sazonal da cultura que propicia a maior produção de matéria-prima e fornecimento de energia nos períodos de menor intensidade pluviométrica. Numa matriz energética embasada na oferta hídrica, cujos preços são modelados considerando tal característica, a energia de biomassa mostra-se economicamente estratégica às unidades produtivas. Nesse sentido, a produção de bioeletricidade mostra-se complementar à energia hidrelétrica, já que os períodos tipicamente mais secos são, também, os de maior produção canavieira (abril a novembro), conforme pode se verificar na Figura 9.

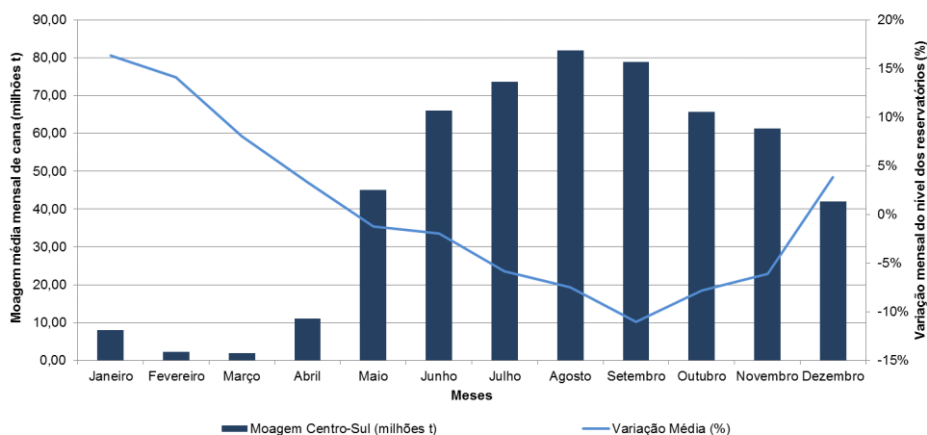


Figura 9 - Relação média entre a moagem de cana e variação no nível dos reservatórios nas safras de 2008/09 a 2013/14

Fonte: Elaborada pela autora a partir de estatísticas obtidas junto a UNICA e ONS (2014)

Por fim, o uso da oferta de biomassa justifica-se pela expectativa também crescente da demanda por energia no Brasil (Figura 10), aliada aos novos paradigmas vinculados à energia sustentável, renovável e de baixa emissão de gases do efeito estufa.

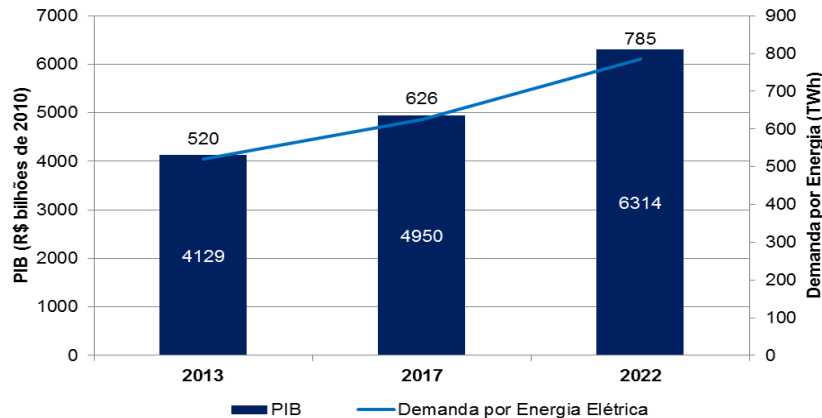


Figura 10 - Relação PIB e demanda de energia no Brasil: projeções para os anos de 2017 e 2022

Fonte: Elaborada pela autora a partir de dados do Plano Decenal de Expansão da Energia 2022 (EPE, 2013a)

Nesse contexto, a energia de biomassa de cana-de-açúcar posiciona-se de forma estratégica ao setor, devendo seu potencial e disponibilidade ser mais bem estudados a fim de possibilitar a exploração e participação efetiva dessa alternativa na matriz energética nacional.

2.1.2 Mercado de etanol celulósico

No que se diz respeito à estruturação do mercado de etanol, pretende-se abordar nesse subitem de revisão uma breve descrição da condição de oferta e demanda do mercado de etanol, bem como as expectativas para esse biocombustível e sua segunda geração.

Sobre a oferta de etanol no Brasil, as estatísticas da UNICA (2014) evidenciam tendência crescente de produção do biocombustível (Figura 11), apesar das dificuldades conjunturais vinculadas às políticas aplicadas à gasolina, substituto direto do etanol.

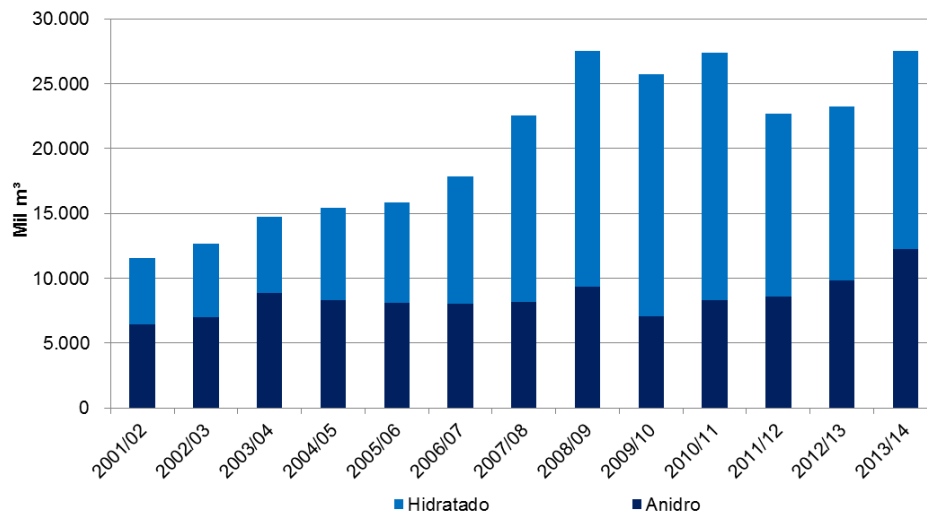


Figura 11 - Etanol anidro e hidratado: oferta brasileira nas safras de 2001/02 a 2013/14

Fonte: Elaborada pela autora a partir de estatísticas obtidas junto à UNICA (2014)

Tal tendência ascendente é corroborada pelo sucesso da introdução dos veículos *flex* à frota automotiva brasileira em meados de 2003, estimulando o uso concorrencial entre o biocombustível e o seu substituto fóssil. De acordo com as informações da UNICA (2014), em 2011 a frota de veículos *flex* superou a de veículos a gasolina (Figura 12). Além disso, desde 2006 as vendas dos carros *flex fuel* têm sido superiores a 80% da comercialização total de automóveis no Brasil.

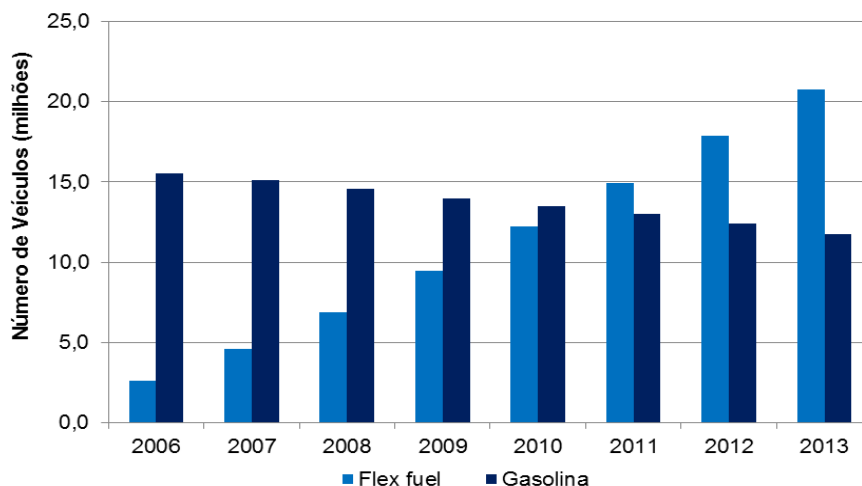


Figura 12 - Comparativo entre as frotas de veículos a gasolina e *flex fuel* entre os anos de 2006 e 2013

Fonte: Elaborada pela autora a partir de estatísticas obtidas junto à UNICA (2014)

Quanto à demanda de etanol, as estatísticas da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2014) indicam estabilidade no consumo do biocombustível nos últimos seis anos (Figura 13), haja vista os problemas políticos e climáticos que atingiram a cultura da cana-de-açúcar no período. Nesse sentido, destacam-se a desaceleração da economia em 2008, as quebras de safra em 2011 e 2012, as diferentes dinâmicas relativas ao *mix* de produção beneficiando mais ou menos a produção de açúcar, o congelamento do preço da gasolina e a isenção da Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico (CIDE) até a safra 2013/14. Os dois últimos fatores estimularam o consumo de combustíveis fósseis, depreciando o setor de biocombustíveis no país nas últimas safras.

Outro fator que deve ser ressaltado é o aumento da representatividade do etanol anidro na demanda nacional, vinculado essencialmente à sua participação na mistura em 25% da gasolina (no ano de 2015, o percentual passou para 27%), corroborando o cenário supracitado.

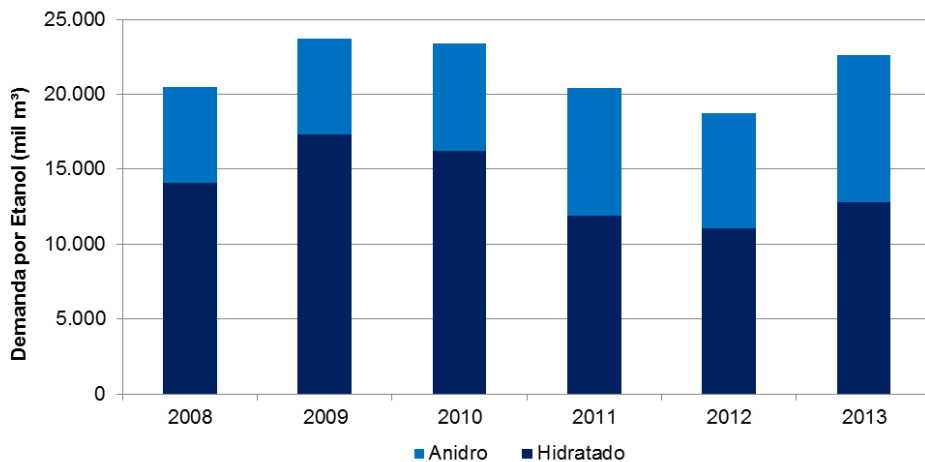


Figura 13 - Etanol anidro e hidratado: demanda brasileira nos anos de 2008 a 2013
Fonte: Elaborada pela autora a partir de estatísticas obtidas junto à ANP (2014)

Apesar disso, as projeções para o etanol de cana-de-açúcar são de crescimento tanto na oferta quanto na demanda, haja vista as expectativas de crescimento populacional, aquecimento do setor, além do apelo ambiental com externalidades positivas que garantem benefícios e vantagens comparativas e competitivas desse biocombustível perante às demais soluções existentes. As projeções de demanda por etanol podem ser verificadas na Figura 14, retiradas do Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 (EPE, 2013a).

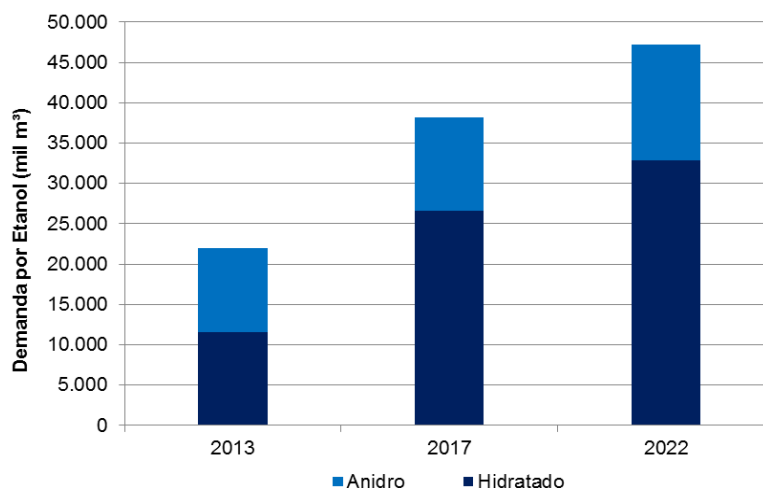


Figura 14 - Projeções de demanda por etanol anidro e hidratado no Brasil nos anos de 2017 e 2022

Fonte: Elaborada pela autora a partir de dados do PDE 2022 (EPE, 2013a)

A fim de atender tal expectativa de consumo de etanol, não somente a oferta de matéria-prima deverá ser ampliada (incrementos de produtividade e/ou área) como também e, em maior destaque, o setor tem apostado em uma nova fronteira tecnológica de produção de etanol de segunda geração a partir de biomassas.

Nesse contexto, a tecnologia produtora do etanol de segunda geração, o E2G, como é denominado no setor, refere-se, simplificada, à produção do biocombustível a partir da hidrólise da celulose e hemicelulose (hexoses e pentoses) de biomassas como bagaço e palha de cana-de-açúcar, gerando moléculas simples como glicoses e xiloses passíveis à fermentação e à produção de etanol.

Comercialmente, a tecnologia supracitada apresenta poucos representantes no setor, com destaque às duas iniciativas principais, com início previsto na safra 2014/15, relativas à Usina GranBio, localizada em São Miguel dos Campos (AL) e à Usina Raízen, unidade Costa Pinto, em Piracicaba (SP). Ambas pretendem produzir aproximadamente 82 e 40 milhões de litros de etanol por ano, respectivamente. Em escala piloto e que entrou em pré-operação em 2014, destaca-se a Usina São Manoel, no município de São Manuel (SP), cuja produção deve chegar à casa de 3 milhões de litros por safra.

Dada uma breve contextualização no mercado de etanol, suas expectativas de crescimento na demanda e a nova fronteira tecnológica E2G do setor, a biomassa de cana-de-açúcar amplia seu potencial de atuação e contribuição à geração de renda das unidades produtivas e desenvolvimento do agronegócio. Com isso, para

uma nova vertente, pesquisas que visem o melhor entendimento do mercado, quantificação, alocação ótima e real potencial econômico da biomassa mostram-se plausíveis e importantes ao desenvolvimento sustentável desse segmento no setor sucroenergético.

2.2 Viabilidade no uso de biomassa de cana-de-açúcar para cogeração de energia

O termo cogeração no setor canavieiro vincula-se à produção de energia térmica transformada pelo vapor oriundo da queima de biomassas (bagaço e palha) nas caldeiras. Essa energia térmica transforma-se em energia mecânica que promove o funcionamento das moendas, extratores e turbogeradores onde, nesses últimos, tem-se a geração de energia elétrica (UNICA, 2010). A energia mecânica pode destinar-se ao funcionamento de moendas enquanto que a elétrica pode ter várias aplicações, em especial às atividades internas da usina (produção de açúcar e etanol) e exportação para o sistema interligado nacional (SOUZA, 2003). Em anos recentes a introdução de motores elétricos para o acionamento dos equipamentos de preparo e moagem da cana, tem promovido a substituição das turbinas a vapor proporcionando maior eletrificação ao sistema e aumento de exportação de energia a rede (tecnologia de maior eficiência).

Souza (2003), em sua tese de doutorado, buscou analisar os ambientes institucional, tecnológico, mercadológico e produtivo do setor elétrico a fim de compreender e sugerir formas para um melhor aproveitamento de oportunidades de geração de energia pelo setor canavieiro. Nesse sentido, a capacidade de geração de energia elétrica pelos complexos sucroenergéticos depende, dentre outros fatores, das tecnologias existentes nas unidades produtivas. A baixa eficiência na geração e/ou aproveitamento de energia se deve ao fato de a maior parte das usinas apresentar caldeiras de baixa pressão de vapor (aproximadamente 22 bar) implantadas principalmente na década de 70, com o Programa Nacional do Alcool (Proálcool). Nesse período, o ciclo de baixo rendimento energético foi predominante, uma vez que o produto energia não era priorizado (DANTAS FILHO, 2009).

Ainda nesse sentido, estudo realizado por CTC (2010) apud Lopes (2013) mostrou que no ano de 2010, para uma amostra de 285 caldeiras do setor

sucroenergético brasileiro, apenas 19% da tecnologia apresentavam menos de 10 anos, 39% acima de 30 anos e 70% com mais de 20 anos de implantação, corroborando o cenário de baixa eficiência geradora supracitada.

Nesse contexto, de acordo com Perdoná (2014), as tecnologias de caldeiras evoluíram ao longo dos anos, apresentando, em períodos recentes, caldeiras com até 100 bar de pressão, capazes de gerar excedentes de energia de até 110 KWh por tonelada de cana moída (Tabela 2). Essa evolução na capacidade de geração de vapor das caldeiras foi acompanhada pelo desenvolvimento de novos tipos de caldeiras, como as de grelha rotativa, leito fluidizado, maior porte de equipamentos, novas tecnologias de turbogeração à condensação (que reduziu em quase pela metade o consumo específico do equipamento). Além disso, o incremento tecnológico supracitado foi motivado pela oportunidade vislumbrada pelo setor no mercado de energia elétrica como nova forma de remuneração à indústria a partir do aproveitamento de biomassa abundante e gerada no próprio processo produtivo.

Tabela 2 - Evolução tecnológica de caldeiras no setor sucroenergético

Período/Parâmetro	Pressão de Vapor	Eficiência Caldeiras	Eficiência Turbinas	Energia Exportada
1970	20 bar	< 70%	< 60%	Desprezível
1980	42 bar	75%	75%	20 a 30 KWh/t
1990	65 bar	85%	80%	68 a 75 KWh/t
2000	100 bar	91%	86%	95 a 110 KWh/t

Fonte: Elaborado pela autora a partir de Perdoná (2014)

Além da substituição ou reforma das caldeiras, as novas tecnologias em turbogeração também devem ser consideradas, como a implantação de turbinas de condensação (mais eficientes que as de contrapressão – tecnologia consolidada no setor) ou mesmo o estudo da viabilidade da gaseificação de biomassa. Com tais investimentos, a tecnologia de geração nas unidades produtivas poderia desenvolver ganhos significativos em eficiência e incremento de energia produzida, aumentando a possibilidade de aproveitamento do potencial de geração existente no setor (SOUZA, 2003). Ainda nesse sentido, Defilippi Filho (2013) indica que a economia no uso de vapor de processo, aumento do uso de bagaço e palha para extensão da cogeração na safra e investimentos para melhor conversão de energia mecânica em

elétrica, são fatores essenciais para o melhor aproveitamento da energia de biomassa de cana-de-açúcar.

De acordo com Lopes (2013), as principais tecnologias comerciais disponíveis referem-se a: 1. Ciclo de Vapor Tradicional de Contrapressão com reforma ou *retrofit* para aumento de eficiência de geração e; 2. Ciclo de Condensação e Extração. Em escala laboratorial, a gaseificação da biomassa mostra-se como uma tecnologia futura e promissora. No que se diz respeito ao *retrofit* das unidades produtivas com ciclos tradicionais, tem-se a substituição das turbinas a vapor de simples estágio para múltiplos estágios e caldeiras de baixa para elevada pressão. Já a alternativa vinculada ao ciclo de condensação e extração, além de promover maior rendimento produtivo ao longo do ano (a presença de condensadores permite a geração de energia na entressafra em virtude da economia de vapor no processo), aumenta a eficiência na geração de energia.

Apesar dos entraves tecnológicos, para Souza (2003) a geração de energia de biomassa de cana-de-açúcar apresenta uma série de vantagens comparativas como: 1. Proximidade às regiões demandantes e às linhas de transmissão; 2. Complementar as necessidades hidroelétricas, uma vez que pode ser produzida nos períodos típicos de estiagem; 3. Atende a sistemas isolados; 4. Apresenta menor custo relativo de investimento; 5. Abastece-se por meio de combustível renovável; 6. Menor impacto ambiental da energia gerada e; 7. Uso de tecnologias e combustíveis do próprio empreendimento.

Segundo Lopes (2013), a bioeletricidade sucroenergética apresenta, também, importante papel na diversificação da matriz energética brasileira, a fim de complementar a geração hídrica e reduzir custos de geração. Com a reforma do setor elétrico brasileiro na década de 1990, saindo de uma estrutura de monopólios verticalmente integradas (que dificultava a comercialização de energia por agentes externos), para uma condição mais competitiva, foi permitida a entrada do setor canavieiro na exportação de seus excedentes energéticos oriundos do processo-mãe (produção de açúcar e etanol). Além disso, o aumento de investimentos na transmissão de energia por meio de grupos de distribuição (complementar às estratégias de transmissão em grupos centrais) promoveu menores perdas de energia na pontas e maior segurança energética (BUARQUE de HOLLANDA, 2007).

Complementar aos benefícios supracitados, deve-se ressaltar também o fortalecimento da indústria nacional, o desenvolvimento tecnológico, a redução no nível de emissões de CO₂ (redução de 62 milhões de toneladas no estado de São Paulo) e os menores períodos de implantação e investimento em comparação às demais alternativas (UNICA, 2010). Além disso, a possibilidade de armazenamento da matéria-prima para geração de energia em períodos não imediatos (como são os casos da energia eólica e da energia solar) é bastante estratégica do ponto de vista de segurança energética (DANTAS FILHO, 2009).

Em paralelo e adicionalmente aos benefícios da biomassa de cana-de-açúcar como matéria-prima à geração de energia elétrica, cabe destacar o balanço energético positivo que o processo produtivo da cana-de-açúcar apresenta perante produtos equivalentes. Segundo Macedo (2007), o balanço energético da produção de etanol é de 8,9 unidades, ou seja, para cada 1 unidade de energia fóssil consumida, gera-se 8,9 unidades renováveis. Esse mesmo parâmetro para o etanol de milho é de 1,4 unidades (MACEDO, 2007). No caso do açúcar, o balanço é praticamente nulo uma vez que esse produto não proporciona retornos energéticos diretos. Em contrapartida, para os açúcares de beterraba e de amido hidrolisado, este balanço é negativo. Nesse contexto e incluindo-se a bioeletricidade com o uso otimizado de bagaço e palha, aliado à evolução tecnológica de geração das usinas e investimentos nas centrais de distribuição de energia, o setor sucroenergético mostra-se como sustentavelmente responsivo e substituto vocacionado à redução do consumo de combustíveis fósseis (MACEDO, 2007).

Relativamente às biomassas de cana-de-açúcar, dentre os produtos residuais do setor sucroalcooleiro, o bagaço é a matéria-prima residual de maior abundância no complexo industrial brasileiro. De acordo com Souza (2003), a disponibilidade de tal biomassa chegou, na safra 2001/02, a 52,6 milhões de toneladas, 7 vezes maior que os resíduos sólidos domiciliares. Em média, para cada tonelada de cana moída, são produzidos 250-280 kg de bagaço a 50% de umidade, quantidade com potencial energético de 560.000 kcal ou 2000 Mcal/ton de bagaço.

Analisando-se o histórico de uso do bagaço de cana-de-açúcar, inicialmente tal produto mostrava-se como substituto à lenha, sendo incinerado nas caldeiras das unidades produtivas em quantidades superestimadas, fato que justifica, em parte, a existência de tecnologias industriais de baixa eficiência energética. Além disso, os

excedentes de bagaço promoveram o surgimento de um mercado irregular, específico a cada região e com preços sazonalmente voláteis. Em regiões próximas a indústrias citrícolas, esmagadoras de soja, papel e celulose, cimento etc., a demanda por bagaço mostra-se mais evidente, pressionando positivamente os preços dessa biomassa.

Danelon et al. (2015) levantaram informações sobre o mercado de biomassa nas regiões de Goiás e Minas Gerais para a safra 2012/13, verificando que o excedente de bagaço comercializado vincula-se ao custo de oportunidade da cogeração, à distância entre as regiões ofertantes e demandantes, à existência de substitutos diretos (cavaco de madeira) e à influência de outras indústrias na região. Para o estudo em específico, as indústrias de tomate e de soja apresentaram grande impacto na dinâmica de comercialização de bagaço, especialmente para usinas com baixo nível tecnológico de cogeração.

Em anos recentes, com a evolução das tecnologias de caldeiras e de turbogeradores, a geração de energia elétrica por meio da cogeração nas unidades produtivas tornou-se um novo produto provedor de renda do setor, implicando a valorização e o melhor uso de biomassas da cadeia produtiva para exportação de energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2013 (EPE, 2013b), na safra 2011/12, o uso energético do bagaço de cana-de-açúcar chegou a aproximadamente 90% (Tabela 3), reforçando sua importância como matéria-prima energética.

Tabela 3 - Bagaço de cana-de-açúcar: indicadores de consumo energético e não energético, 2012

Indicadores Bagaço - 2012	10³ t	% sobre a produção
Produção	154.099	100%
Consumo final não-energético	20.788	13%
Consumo final energético	133.311	87%
Setor Energético	49.339	32%
Setor Industrial	83.972	54%

Fonte: Balanço Nacional Energético 2013 (EPE, 2013b)

Além disso, segundo informações da Aneel (2014), a cogeração de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar representa, em potência instalada, 9,73 GW ou 7% da matriz energética nacional. Cabe ressaltar que, como em

qualquer outro empreendimento energético, esse número refere-se à capacidade instalada potencial, ou seja, a energia convertida e exportada ao sistema interligado nacional será inferior a 9,73 GW médios (que seria a geração dos 9,73 GW instalados, nos 365 dias por 24 horas). Apesar disso, tal indicador reforça a importância e potencial do uso de biomassas de cana para a cogeração de energia (Figura 15).

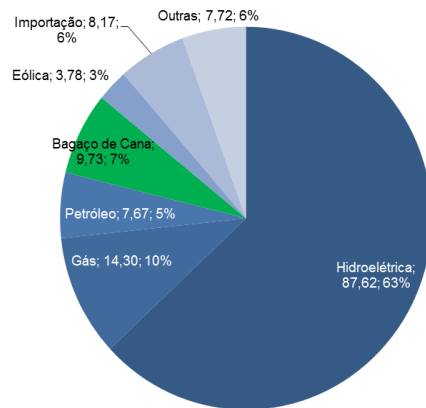


Figura 15 - Potência instalada da matriz energética nacional (GW) em 2014
Fonte: Elaborada pela autora a partir de dados da Aneel (2014)

Na indústria sucroenergética, as alternativas tecnológicas para o bagaço de cana-de-açúcar na obtenção de eletricidade levam sempre à geração de um produto intermediário que será convertido em energia mecânica que, a partir de um gerador, se transformará em eletricidade. As rotas tecnológicas para o bagaço identificam a combustão direta, a gaseificação e a pirólise como formas de geração de energia elétrica. Conforme anteriormente argumentado, a combustão é sem dúvida a tecnologia mais empregada no setor, dada sua maturidade e custo (LOPES, 2013).

Em análise realizada por Souza (2003) para uma usina padrão com produção de 1,8 milhões de toneladas de cana, simulou-se 6 cenários tecnológicos de cogeração, buscando-se identificar o potencial de exportação energético do setor sucroenergético. Extrapolando-se os dados para todo parque produtivo do Brasil, a geração de energia, considerando o cenário 6 de maior avanço tecnológico (caldeira 81 bar, turbogerador de condensação, consumo específico de vapor de 450 kg/t de cana e uso de palha para extensão dos dias de cogeração) implicaria a adição de aproximadamente 31 mil GWh no sistema no ano de 2000. Esse resultado foi aplicado à crise energética vivida pelo setor energético brasileiro no ano de 2001, concluindo-se que caso os investimentos relativos ao cenário 6 tivessem sido

realizados, a crise e o racionamento energético não teriam existido, proporcionando ainda um excedente de cerca de 1,5 mil GWh/mês. Utilizando os parâmetros divulgados na Tabela 2, para o cenário de maior tecnologia (0,11 MWh excedente/t cana), mercado consumidor (Sudeste) e período (maio a julho) para a situação de demanda atual (aproximadamente 58.500 GWh), o setor canavieiro, para uma moagem equivalente à safra 2013/14 (600 milhões de toneladas), abasteceria completamente e potencialmente os três meses de demanda do Sudeste considerados e geraria excedente de 7.500 GWh.

De acordo com Dantas Filho (2009), em entrevista realizada com 5 especialistas em bioeletricidade, identificou-se os principais pontos positivos, negativos e incentivos necessários para ampliar o nível de investimento do setor sucroenergético na ampliação de seu parque cogrador. Como pontos positivos, foram citados o Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia), a possibilidade de aumento de receita com a venda de energia nos leilões ou mercado livre, o desconto em 50% no uso da rede de transmissão para geração de até 30 MW (nesse caso, tem-se também um ponto negativo em função da limitação da exportação por unidades com maior potencial), possibilidades de comercialização de créditos de carbono. Como pontos negativos, foram citados a falta de especificidade dos leilões de energia (não contabilizando as externalidades positivas verificadas na energia de biomassa), a falta de infraestrutura com capacidade adequada ao transporte de energia e sistemas de transmissão com voltagens superiores. Já as necessidades basearam-se na criação de políticas públicas que viabilizassem a bioeletricidade, bem como na criação de linhas de financiamento mais atrativas ao setor sucroenergético.

Em pesquisa realizada por Souza e Azevedo (2006), foram entrevistados representantes de 3 usinas sucroenergéticas com moagem acima de 1 milhão de toneladas, visando identificar-se os gargalos e as principais estratégias tomadas quanto ao investimento na ampliação do parque de geração de energia elétrica a partir da cogeração com o uso de biomassa de cana-de-açúcar. De modo geral, o investimento em tecnologias de geração que propiciem exportação de energia elétrica são vinculados à estratégia das unidades em ampliar sua capacidade física de cogeração, garantindo a segurança energética e a sustentabilidade para as atividades prioritárias relativas à produção de açúcar e etanol. Além disso, esses

investimentos, evidentemente, propiciam a geração de uma nova fonte de receita por meio da comercialização de energia ao sistema interligado nacional, uma vez que existem economias de escala, reduzindo o custo marginal de investimento por MWh adicionado ao sistema. Ainda nesse sentido, o ganho social, propiciado pela contribuição do setor no fornecimento de energia à região em que a usina se localiza, foi citado como uma característica importante e fortalecedora da justificativa do investimento.

Em contrapartida, a estratégia de ampliação da capacidade energética não foi unânime entre as usinas entrevistadas, evidenciando que a decisão de investimento está vinculada à capacidade financeira, às prioridades da usina e ao risco do custo do financiamento de tal capital. Nesse sentido, Souza e Azevedo (2006) sugeriram o forte posicionamento público, por meio de políticas consistentes, que reduzam o risco de investimento da atividade e fortaleçam o parque cogenerador do setor canavieiro na matriz energética brasileira.

O estudo de caso em 4 usinas de cana-de-açúcar desenvolvido por Dantas Filho (2009) objetivou analisar os custos relativos ao processo de cogeração de energia elétrica por meio do bagaço, bem como as tendências de investimento em tais tecnologias. Metodologicamente, foram utilizados indicadores de matemática financeira, em especial VPL (valor presente líquido), TIR (taxa interna de retorno), *payback* (período para retorno do capital investido) e custo médio da energia – que considerou, em média, qual seria a receita mínima necessária para justificativa financeira do investimento e custos. Para as 4 usinas, o custo médio de investimento por MW instalado foi de R\$ 1.265.825,00/MW e custo de operação e manutenção médio de R\$ 17,50/MWh. Adotou-se uma taxa de juros de 15%, com vida útil do projeto de 20 anos. Os resultados médios de VPL foram todos positivos com TIR superiores à taxa de oportunidade considerada (em média 33%) e *payback* na casa dos 6 anos, evidenciando viabilidade econômica no investimento em ampliação do parque gerador das usinas avaliadas. Além da venda de energia excedente, o estudo avaliou a possibilidade de venda de emissões certificadas limpas e a economia de custos em energia de processo.

Semelhantemente ao estudo supracitado, Zilio (2009) propôs uma análise de viabilidade econômica para implantação de destilarias e cogeneradoras para duas usinas localizadas nos estados do Goiás e da Bahia. A análise se deu em dois

cenários, o primeiro relativo à utilização de capital próprio e o segundo apoiando-se no financiamento pelo BNDES de 80% do investimento previsto. De modo análogo ao verificado por Dantas Filho (2009), Zilio (2009) identificou viabilidade financeira para os dois projetos e nos dois cenários. Para o primeiro cenário, os indicadores financeiros de VPL e TIR foram de aproximadamente e respectivamente R\$ 180 milhões e 11,5% para a usina localizada em Goiás e de R\$ 65 milhões e 9,4% para a usina na Bahia. No segundo cenário os resultados foram mais otimistas, indicando VPL e TIR de R\$ 500 milhões e 15% para a usina em Goiás e de R\$ 320 milhões e 12,8% para a usina na Bahia.

Em estudo realizado por Oliveira et al. (2006), foi realizada uma análise de viabilidade técnico-econômica no uso de biomassas substitutas ao coque de petróleo como matérias-primas para geração de energia em uma empresa situada na região de Ribeirão Preto (SP). Nessa pesquisa, foi feita uma consulta a 11 empresas da região supracitada, promovendo um *ranking* quantitativo e qualitativo das biomassas disponíveis quanto a alguns fatores de relevância como: 1. Custo (US\$/Gcal); 2. Densidade e Umidade; 3. Poder Calorífico; 4. Experiência no uso e disponibilidade regional; 5. Características da concorrência com outras empresas; 6. Sazonalidade de produção; 7. Armazenamento; 8. Nível de emissão de gases e; 9. Quantidade de trabalhos científicos acerca do uso da biomassa. O *ranking* proposto recebeu 3 ponderações quanto aos itens acima elencados, a fim de obter uma pontuação média aplicada às condições de mercado para aquisição de biomassa na região.

Como resultados, as melhores classificações foram verificadas para as biomassas bagaço de cana-de-açúcar e resíduos de madeira. Esses produtos foram introduzidos em um modelo matemático visando a otimização na utilização de biomassa a partir, principalmente, dos custos de aquisição. A análise econômica dos resultados identificou a variável distância de captação como a principal restrição e impacto no custo e escolha da biomassa a ser adotada na empresa.

Nesse contexto, o bagaço apresentou custo médio (posto na indústria) de US\$ 11.04/Gcal e para resíduos de madeira (serragem e cavaco), US\$ 13.02/Gcal. O impacto do transporte no custo médio foi de 70% e 50% para o bagaço e resíduos de madeira, respectivamente (OLIVEIRA et al., 2006). Nesse sentido o custo da biomassa canavieira mostrou-se menor, viabilizando a captação em até 370 km

(ampliando o número de potenciais fornecedores e potencial de negociação) enquanto para resíduos de madeira o raio médio foi de 192 km. Desse modo, apesar do impacto do transporte no custo médio, o bagaço de cana-de-açúcar apresentou grande potencial como matéria-prima para indústrias cogeneradoras, influenciando, sobretudo, a criação mais formalizada de um mercado para tal biomassa (OLIVEIRA et al. 2006).

No estudo de Broek et al. (2000) foi realizada, para duas usinas de açúcar na Nicarágua, uma análise comparativa entre a geração de energia por biomassa e a alternativa convencional da região, o óleo combustível. Os parâmetros sob comparação foram aspectos macroeconômicos (importação de matéria-prima, impacto no PIB regional, geração de empregos, custo da eletricidade) e aspectos ambientais relativos às emissões de gases do efeito estufa e de particulados. Para o estudo supracitado foi considerada a geração de energia elétrica com o uso de bagaço de cana-de-açúcar durante o período de safra e cavacos de eucalipto no restante do ano. No caso da refinaria de óleo combustível, a matéria-prima (*crude*) era importada da Venezuela.

Metodologicamente, para analisar os custos de eletricidade nas duas alternativas de geração analisadas, foi desenvolvido um detalhamento matemático anualizado considerando dois grupos de custos: 1. Custos energéticos da cultura e; 2. Custos energéticos da planta de geração. Em cada um desses grupos foram inseridos todos os parâmetros específicos de custos, cuja frequência de acontecimento (variável de acordo com o ciclo da cultura) foi avaliada para o cálculo do VPL. Foi considerada também uma taxa de retorno minimamente desejada para justificar investimentos de ampliação do parque gerador das usinas de açúcar para 3 situações: a) A usina não realiza investimento para aumentar a geração e venda de energia; b) A usina realiza investimentos para vender energia à rede e; c) Balanço entre as situações supracitadas (b-a). Os aspectos macroeconômicos foram estimados por meio de estatísticas da matriz de contabilidade social da Nicarágua e pesquisas de campo. Por fim, os aspectos ambientais foram avaliados por meio da derivação da matriz anteriormente citada e fatores ambientais reconhecidos na literatura (BROEK et al., 2000).

A comparação de custos indicou que a eletricidade de biomassa (US\$ 49.00/MWh) foi US\$ 9.00/MWh menor que a energia de óleo combustível (US\$

58.00/MWh). O custo da energia de cavacos de eucalipto mostrou-se superior aos dois parâmetros, em virtude do alto custo de investimento atribuído, o que implica uma menor margem de lucro previsto no comparativo. Quanto aos aspectos macroeconômicos dos 4 parâmetros avaliados, evidenciou-se ganhos substanciais ao sistema. A geração de valor para o PIB da Nicarágua passou de 17% (cerca de 93% do custo gasto na eletricidade de óleo foi devido às importações de matéria-prima) para 64%. A criação de empregos no modelo de geração baseado em biomassa (bagaço e eucalipto) foi de 32 empregos/MW no ano, enquanto as refinarias de óleo combustível geravam 15 empregos/MW no ano. Já os indicadores ambientais mostraram a emissão de gases do efeito estufa 67 vezes menor para a geração de energia por biomassa, porém a emissão de particulados foi 7 vezes maior, em virtude da inexistência de sistemas específicos de limpeza de gases nas usinas de açúcar. Desse modo, a geração de energia elétrica por meio de biomassa na Nicarágua mostrou-se competitiva e benéfica à região em termos social, econômico e ambiental (BROEK et.al., 2000).

Seabra (2008), em sua tese de doutorado, analisou a viabilidade técnica e econômica da cogeração em uma usina média com moagem de 2 milhões de toneladas de cana sob 7 diferentes cenários tecnológicos. De modo geral, os resultados indicaram que a substituição das caldeiras para maior pressão (de 22 bar para 65 ou 90 bar), bem como a adoção da nova tecnologia de turbogeradores (de contrapressão para extração – mais econômicos no uso de vapor pelos processos), aumentou consideravelmente a quantidade de energia excedente gerada no sistema. O salto tecnológico energético com a substituição de caldeiras de 22 bar para 65 bar e 90 bar de pressão foi de 18 MW e 23,2 MW, respectivamente. O mesmo parâmetro, avaliando-se o uso de turbogeradores de condensação e caldeiras de 65 bar e 90 bar, levou a um acréscimo de 33,1 MW e 37,3 MW, respectivamente.

Os cenários que avaliaram o uso de caldeiras de maior pressão (65 e 90 bar) e turbogeradores de condensação e o uso de palha em 40% a fim de aumentar a quantidade de biomassa e alongar o período de cogeração, além do convencional intervalo de safra, gerou excedentes de energia próximos a 70 MW no primeiro caso e de 80 MW no segundo caso (SEABRA, 2008).

A análise supracitada, sob o ponto de vista de investimentos necessários, evidenciou que a tecnologia vinculada à proposta de caldeiras com 65 bar de pressão, com turbogeradores de condensação e uso de palha para extensão da safra, apresentou o menor custo de investimento por KW instalado (abaixo de R\$ 1860,00/KW instalado). O custo médio da energia excedente nesse cenário ficou abaixo dos R\$ 100,00/MWh. Para todos os 6 projetos de evolução tecnológica propostos por Seabra (2008), o preço da energia nos leilões ou mercado livre deveria ser superior a R\$ 155,00/MWh. Em síntese, verificou-se que os projetos vinculados à ampliação do potencial de cogeração e à extensão do período de safra por meio do uso de palha devem ser avaliados pelo setor, uma vez que além do ganho econômico, proporcionam evolução tecnológica e produtiva, ampliando a sustentabilidade desse segmento agroindustrial (SEABRA, 2008).

Ainda nesse sentido, Defilippi Filho (2013) analisou a viabilidade no uso de palha de cana-de-açúcar a fim de estender o período de cogeração de energia elétrica em uma usina localizada no estado de São Paulo com moagem aproximada de 2,5 milhões de toneladas de cana. Para isso, o autor adotou o uso de palha durante a safra e armazenamento de bagaço para posterior utilização na entressafra (em média 110 dias) em três cenários distintos: 1. 30 dias de cogeração em entressafra; 2. 60 dias de cogeração em entressafra e; 3. 90 dias de cogeração em entressafra.

Foram identificados os investimentos relativos à construção de uma unidade de recepção de palha, os custos de manutenção e operação para a utilização de palha, uso do sistema de cogeração na entressafra e custo logístico do bagaço poupado. Utilizou-se o método do Valor Presente Líquido (VPL) e da Taxa Interna de Retorno, os quais foram analisados perante diferentes condições de preços de energia e custos de recolhimento de palha (DEFILIPPI FILHO, 2013).

Os resultados do estudo de Defilippi Filho (2013) indicaram que para o cenário A (30 dias na entressafra), o projeto de aproveitamento de palha mostrou-se viável quando o custo da palha ficou abaixo dos R\$ 49,00/t ou preços de energia acima de R\$ 193,00/MWh. Para o cenário B (60 dias de cogeração na entressafra), o VPL encontrado mostrou-se positivo, com TIR superior à taxa de oportunidade adotada (13,02%). Por fim, para o cenário C, a taxa de retorno superou os 25%, com VPL sustentável à incorporação e/ou investimento no projeto.

De modo geral, verificou-se a sensibilidade do projeto com a mudança nos patamares de valores de preço de energia e custos com o recolhimento de palha. Nesse sentido, além da viabilidade dos cenários B e C verificadas, é bastante razoável inferir que o processo de aproveitamento de palha deva ser observado no setor, mesmo entendendo-se que a tecnologia ainda encontra-se no início de sua curva de aprendizado mas que visará à redução de custos em períodos próximos.

Além disso, novas demandas por biomassa, como o etanol de 2ª geração e a gaseificação de bagaço, deverão incentivar o pleno domínio das rotas de processamento e aproveitamento de palha. Leal et al. (2013) acreditam que a incorporação de tecnologias de recolhimento de outras biomassas tende a reduzir o custo de retirada de palha da cana. Exemplo disso foi estudo citado com recolhimento de capim elefante, onde os custos dos fardos, a partir da maturidade tecnológica, passaram de US\$ 80.64/t para US\$ 71.16/t. No caso das biomassas de cana-de-açúcar, deve-se considerar ainda o preço de energia, o suporte governamental, bem como a consideração financeira de externalidades positivas da bioeletricidade nos leilões de energia efetivamente praticadas a fim de se remunerar adequadamente o setor canavieiro (DEFILIPPI FILHO, 2013).

Ainda sobre o uso de palha de cana-de-açúcar para geração de energia elétrica no setor, Leal et al. (2013) evidenciaram a importância e o impacto da palha remanescente no campo (após a colheita) sob os aspectos agrônômicos, econômicos e energéticos. De modo geral, a disponibilidade de palha é variável de acordo com a produtividade, o número de cortes e a variedade de cana-de-açúcar cultivada, obtendo-se em média 15 t de palha em base seca por hectare de cana-de-açúcar. Seu uso, a princípio, pode se destinar à cogeração de energia elétrica ou para a segunda geração de biocombustível.

Agronomicamente, a palha deixada no campo pelo processo de colheita mecanizada de cana forma uma camada de material vegetal com espessura variável ao longo do talhão colhido. Visando o recolhimento posterior à colheita, a secagem é uma prática comum, na qual a palha permanece por cerca de 10 dias no campo a fim de reduzir seu teor de umidade a aproximadamente 20%. Com isso, o material vegetal consegue ser melhor compactado e carrega menor teor de impurezas minerais (MICHELAZZO; BRAUNBECK, 2008).

Comparativamente ao bagaço, a qualidade e composição química da palha - dividida em folhas secas (62%), folhas verdes (31%) e ponteiros (7%) – mostrou parâmetros de carbono, poder calorífico, cinzas e carbono fixado semelhantes. No entanto, as quantidades de Cloro e de Potássio (especialmente nos ponteiros) mostraram-se consideravelmente superiores ao bagaço, implicando uma tendência de corrosão da superfície das caldeiras (LEAL et al., 2013).

Dentre as rotas utilizadas para recolhimento de palha, Hassuani et al. (2005) avaliaram 5 formatos distintos, sendo 2 deles relativos à colheita integral de cana-de-açúcar, os quais foram descartados pela ausência de tecnologia viável a esse processo. Outras três rotas avaliadas foram: 1. Enfardamento de palha – Colheita de cana com retirada total da palha dos colmos; 2. Colheita de cana sem a limpeza de palha - desligamento dos ventiladores de limpeza de palha - carregando-a junto ao transporte para a recepção da usina, na qual deve haver estrutura específica denominada de sistema de limpeza a seco e; 3. Colheita de cana com limpeza parcial de palha - com alteração das velocidades de trabalho dos ventiladores do extrator primário e desligamento do extrator secundário - deixando parte da palha no campo e carregando o restante junto ao transporte para a recepção da usina, na qual deve haver, também, um sistema de limpeza a seco.

Nos três processos avaliados, os custos e as eficiências de coleta e separação de palha foram bastante distintos. Para as rotas 1, 2 e 3 conseguiu-se recolher 88%, 95% e 71% de toda a palha disponível no campo, respectivamente. Já a eficiência de separação das impurezas minerais e vegetais dos colmos na usina foi sensivelmente baixa, com 64%, 66% e 50% nos três casos, respectivamente. Quanto aos custos da palha em base seca, a alternativa 1 foi de US\$ 18.50/t, alternativa 2 US\$ 31.12/t e alternativa 3 US\$ 13.70/t (HASSUANI et al., 2005).

Em estudo semelhante, Michelazzo e Braunbeck (2008) identificaram que os maiores gargalos para a retirada de palha do campo referem-se ao custo das operações (do campo à indústria) e à heterogeneidade da densidade e compactação da massa vegetal. Para isso, os autores analisaram seis sistemas de recolhimento de palha de cana-de-açúcar dos pontos de vista dos rendimentos/eficiências operacionais e custos globais dos equipamentos. Os sistemas analisados foram: 1. Fardo grande (palhiço recolhido por enfardadora com prensagem a baixa pressão); 2. Picado a granel (picadora de forragem e transporte de palha solta); 3. Briquetado

(picadora de forragem e prensas briquetadoras com transporte em formato de briquetes); 4. Peletizado (semelhante à briquetadora porém com sistema de adensamento contínuo); 5. Fardo algodeiro (palhiço recolhido por picadora de forragem alimentando uma prensa de algodão, formando os fardos de palha) e; 6. Colheita Integral.

Os resultados, no que se diz respeito à densidade, evidenciaram menores valores para os parâmetros relacionados à peletização e à briquetagem. Os custos foram estimados por meio da capacidade efetiva dos sistemas, a qual, por sua vez, foi obtida por meio das eficiências operacionais, de utilização, de disponibilidade e de aproveitamento dos equipamentos relativos. Considerou-se a resolução do CONTRAN (1998) que especifica o dimensionamento dos veículos (aproximadamente 80 m³) que trafegam nas rodovias públicas, afetando o número de viagens necessárias para o recolhimento da palha em cada sistema. Em síntese, a necessidade de viagens e caminhões foi superior no sistema integral, seguido do fardo de algodeiro e cilíndrico. Quanto aos investimentos em milhões de reais para cada 1000 toneladas, o sistema de briquetagem representou investimento aproximadamente 8 vezes maior no comparativo com o fardo cilíndrico (sistema de menor investimento). Para os custos, a Figura 16 sintetiza os principais resultados apresentados (MICHELAZZO, 2005).

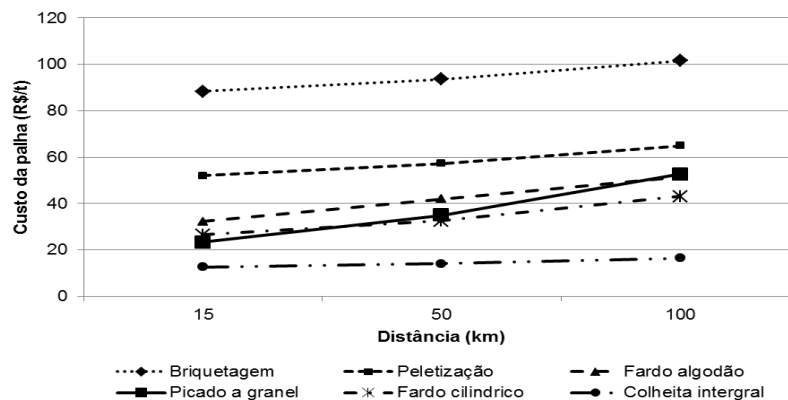


Figura 16 - Custo total (R\$/t) nos sistemas avaliados de acordo com a distância de recolhimento

Fonte: Michelazzo (2005)

A Figura 16 identifica a colheita integral como o sistema de menor custo e menor sensibilidade à distância de recolhimento de palha. Isso se deve em virtude da diluição dos custos fixos e variáveis com a colheita da própria cana-de-açúcar,

que nesse estudo foi considerada como 80% do volume da carga total transportada. Já o sistema picado a granel mostrou custo semelhante ao do fardo cilíndrico, porém maior sensibilidade à distância de recuperação da biomassa. Para a colheita integral e fardos supracitados, os fatores de maior influência no custo total foram, respectivamente, a necessidade de investimento em um sistema de limpeza a seco e custo das cordas (40% do total nos fardos). Por fim, os sistemas de peletização e briquetagem foram os mais dispendiosos, vinculados ao elevado custo de investimento dos mesmos (MICHELAZZO, 2005).

Deve-se ressaltar que a escolha da rota de recolhimento de palha deve considerar o custo de armazenagem de biomassa (palha ou bagaço) aumentando em aproximadamente US\$ 4.20/t. Além disso, é importante salientar que a quantidade de palha recolhida pode não ser homogênea, dependendo da produtividade do talhão, da rota de recolhimento, da temperatura de colheita etc. Nesse sentido, a adaptação da unidade a mais de uma rota de recolhimento de palha pode ser estratégica (LEAL et al., 2013).

2.3 Pesquisa operacional aplicada aos setores canavieiro e energético: gerenciamento da cadeia de distribuição e localização ótima de unidades de processamento de biomassa

Tolentino et al. (2007) propõem um estudo visando o uso de modelagem matemática para auxiliar a escolha de variedades de cana-de-açúcar que proporcionem o melhor balanço energético pelo uso do palhiço de cana-de-açúcar, em contrapartida aos gastos energéticos das atividades mecanizadas realizadas para sua retirada do campo e transporte às unidades produtoras. Além disso, incluem na modelagem variáveis de interesse industrial das usinas. Os dados foram obtidos junto a uma usina na região de Botucatu, considerando-se 5 variedades de cana e 8 talhões.

As informações levantadas foram relativas a uma combinação de diferentes variedades de cana-de-açúcar, plantadas em talhões com áreas (ha) e distâncias diversas (km) da usina. A fim de proporcionar a minimização dos custos de retirada de palha, foram determinados os parâmetros de custos relativos à atividade de aleiramento, compactação, carregamento e transporte do palhiço para cada

variedade, em cada talhão e distância da usina (neste estudo, esse formato específico de recolhimento de palha foi adotado). Para considerar a otimização do balanço de energia do sistema, foram obtidos os parâmetros da energia da biomassa residual (relação entre quantidade de palhicho e energia calorífica gerada por variedade) e da energia emitida pelas atividades de aleiramento, compactação, carregamento e transporte de palhicho. O balanço energético foi calculado pela diferença entre os dois parâmetros anteriormente citados. Paralelamente a esses indicadores, o nível de ATR de cada variedade deveria atender à demanda da usina em estudo.

Relativamente à modelagem, os autores propuseram 3 modelos. O primeiro deles objetivando a minimização do custo da atividade na área total dos talhões da usina a partir do plantio das variedades consideradas, restritas ao nível de ATR e área de plantio. O segundo modelo visa a maximização do balanço energético, selecionando as variedades de cana que proporcionem maior retorno energético, mantendo o nível de açúcar para a usina. Já o terceiro modelo, trata-se de uma modelagem multiobjetivo, visando otimizar os dois objetivos anteriormente verificados. Nesse sentido, a abordagem multiobjetivo se dá a partir de técnicas matemáticas condicionais, envolvendo a fixação de valores máximos/mínimos e a atribuição de pesos para cada função objetivo (TOLENTINO et al., 2007).

Os principais resultados apresentados por Tolentino et al. (2007) mostraram a aplicabilidade do modelo para minimização de custo de retirada da palha do campo ou maximização do balanço energético do sistema. Além disso, a técnica matemática utilizada para o modelo multiobjetivo permite a definição de limites máximos e mínimos dos parâmetros analisados, tornando os resultados do modelo dinâmicos às estratégias da usina.

Em trabalho semelhante, Sartori e Florentino (2002) propuseram um estudo envolvendo modelagem matemática visando a seleção de variedades de cana-de-açúcar (dentre as 5 consideradas) que minimizasse a biomassa residual dos cultivos. Aliado a isso, o lucro gerado pela produção de energia dessa biomassa residual era calculado a partir dos resultados verificados nos modelos.

Relativamente à modelagem matemática, Sartori e Florentino (2002) especificaram 3 modelos distintos. O modelo 1 objetivava a minimização da biomassa residual, proporcionando a escolha da variedade, área destinada ao

plantio, estimativa da produção de açúcar e da geração de biomassa. Como restrições considerou-se a mínima produção de açúcar (média da produção das variedades consideradas) e a área disponível. O segundo modelo evidenciou o mesmo objetivo; no entanto, em adição ao anterior, permitiu a previsão de produção de energia da biomassa gerada pela cultivar de cana-de-açúcar otimamente selecionada. Para esse modelo adicionou-se a restrição de mínima produção de energia (produção média de energia nas variedades consideradas). Por fim, o terceiro modelo objetivou a maximização da produção de energia no sistema a partir das restrições de área a ser plantada e quantidade de biomassa residual de colheita de cada variedade. Os resultados do terceiro modelo permitiram a seleção da variedade de cana-de-açúcar, área a ser plantada, previsão de produção de açúcar, biomassa e energia.

A fim de selecionar um dos modelos, utilizou-se como critério o lucro obtido com a comercialização de energia oriunda do recolhimento da biomassa residual. Nesse sentido, Sartori e Florentino (2002) determinaram o preço de venda da energia (relação entre a quantidade de biomassa otimamente selecionada no sistema, preço de produção de energia e conversão energética da matéria-prima) e o custo de retirada da biomassa do campo (enfardamento, carregamento e transporte de biomassa).

Como resultados, o modelo que apresentou maior geração de biomassa foi o 3, que apesar de ter apresentado o maior custo de retirada de matéria-prima do campo, observou maior lucro global, correspondendo a aproximadamente US\$ 939.00/ha.ano. As principais conclusões evidenciadas pelas autoras orientaram para a viabilidade econômica da geração de energia a partir da biomassa residual de cana-de-açúcar. Ressaltou-se também a necessidade de estudos mais aprofundados no que se diz respeito à engenharia agrícola a fim de se reduzir os custos do processo de retirada de biomassa do campo, o qual, no estudo especificado, considerou o enfardamento, diminuindo em cerca de 60% a receita gerada pela comercialização de energia nos três modelos.

No que se refere ao uso de resíduos de madeira, Galvão Jr. (2004) propôs o estudo da coleta de resíduos de biomassa de madeira de serrarias e movelarias a partir da análise de duas problemáticas: 1. Seleção da rede de fornecedores de biomassa de madeira potenciais que proporcionassem o atendimento das

necessidades mensais da central termelétrica com mínimo custo global, de forma sincronizada e harmônica e; 2. Dimensionamento da mínima frota padronizada de veículos e a programação de tal frota para atendimento da rede de fornecedores indicada. Os parâmetros considerados foram a distância do centro gerador até a central termoelétrica, a quantidade de resíduos gerados por fornecedor, preço, custo de transporte e tempos operacionais de carregamento e descarregamento. Para ambos os objetivos foi sugerido um modelo matemático de programação linear inteira.

Segundo Galvão Jr. (2004), a compreensão da problemática em nível de planejamento estratégico, tático e operacional foi considerada, uma vez que o processo em estudo traz interferências cotidianas ao sistema de abastecimento e, por consequência, de geração de energia da central termelétrica focada.

Para a seleção dos fornecedores de resíduos, a modelagem matemática envolvida objetivou a minimização do custo global da operação de atendimento da demanda por matéria-prima calorífica. As variáveis consideradas foram custo total (aquisição e transporte) de resíduo de madeira até a central geradora, a variável binária de seleção ou não da unidade fornecedora no sistema e a produção mensal de cada geradora potencial, sendo esta última explorada como restrição na modelagem a partir de uma mínima quantidade produzida. A solução do problema se deu a partir dos pacotes de programação linear inteira em virtude da menor complexidade envolvida.

Já para o dimensionamento e programação da frota, Galvão Jr. (2004) propôs a avaliação específica do(s) veículo(s) que seriam utilizados para determinado fornecedor, em um ciclo de coleta (dias) que atendesse à demanda da central termelétrica. A frequência (número de viagens a cada n dias) de coleta nas fornecedoras selecionadas baseou-se na produção de resíduos das geradoras analisadas, equivalendo ao tempo de enchimento do contentor (estrutura de armazenamento dos resíduos conforme estes vão sendo gerados para posterior transporte). A modelagem matemática envolvida objetivou a minimização do tamanho da frota necessária para atendimento da demanda de resíduos de madeira (restrita à jornada de trabalho de cada dia de coleta para o horizonte de planejamento analisado) e à frequência de coleta de cada fornecedor anteriormente selecionado. Diferentemente do primeiro objetivo do estudo, Galvão Jr. (2004)

encontrou dificuldades de aplicação dos pacotes comerciais de programação linear para o dimensionamento da frota em virtude do elevado número de variáveis de decisão e aplicabilidade à realidade. Nesse sentido, Galvão Jr. (2004) propôs uma estratégia de solução heurística embasada em algoritmos genéticos combinados à modelagem matemática binária inteira.

A alternativa de solução para a segunda problemática foi dividida em duas etapas, sendo a primeira responsável pela obtenção dos dias de coleta de cada uma das fornecedoras anteriormente selecionadas e, posteriormente, a definição e alocação de frota diária. No caso da determinação de dias de coleta, Galvão Jr. (2004) utilizou o algoritmo genético que, em síntese, proporciona a seleção probabilística das características de interesse.

Por fim, Galvão Jr. (2004) aplicou a metodologia anteriormente citada em uma usina de refino de açúcar no estado do Paraná, contendo uma amostra de 177 empresas madeireiras (60% do volume de resíduos de madeira disponível) com produções variando entre 1,25 a 1.720,00 toneladas/mês. Na etapa de seleção de fornecedoras potenciais à central termelétrica, o modelo selecionou 62 geradoras de resíduos. O dimensionamento e alocação da frota foi solucionado por heurística embasada em algoritmos genéticos e modelagem matemática. De modo geral, foi possível alcançar os objetivos propostos pela metodologia abordada, cujos resultados e cálculos puderam ser avaliados em interface de planilha. O método de algoritmos genéticos contribuiu para dinamizar o problema no caso de entrada de novos potenciais fornecedores e/ou mudanças nos ciclos de planejamento.

Lin et al. (2014) propuseram um modelo de minimização dos custos de produção de etanol por meio de biomassa de *Miscanthus*, aliado à otimização dos planejamentos em níveis estratégico e tático. Os autores evidenciaram o elevado impacto dos custos de retirada de biomassa do campo para os centros de processamento. Além disso, o cronograma de colheita e armazenagem deveria ser otimamente administrado a fim de se proporcionar matéria-prima suficiente à geração de etanol ao longo de todo ano, uma vez que sua safra limita-se a uma determinada janela de cultivo. Como parâmetros ao planejamento estratégico da atividade estudada, Lin et al. (2014) consideraram a disponibilidade de biomassa, localização e capacidade ótimas das instalações produtoras de etanol celulósico. A partir desses dados, os modelos puderam gerar resultados que facilitaram a tomada

de decisão acerca das estimativas de entradas de biomassa no sistema e melhor localização das indústrias.

Abrangendo o nível tático, os autores consideraram variáveis como produção de biomassa no período de safra, entregas, programação das operações e gerenciamento de estoques. As decisões estratégicas afetaram de forma direta as ações e resultados do planejamento tático, fazendo com que um modelo que integre ambos níveis de planejamento se mostrasse mais coerente e completo como ferramenta à tomada de decisão da cadeia em estudo. Nesse contexto, o estudo objetivou o desenvolvimento de um modelo de minimização de custos da cadeia de produção de biocombustíveis oriundos de biomassa, otimizando, simultaneamente, decisões estratégicas (localização, alocação de recursos, capacidade) e táticas (produção de biomassa, programação de entregas e operações e gerenciamento de estoques).

Lin et al. (2014) destacaram a importância da consideração de restrições espaciais e temporais na otimização da cadeia de suprimentos de biomassa. Como restrições espaciais foram consideradas o número de fazendas produtoras, produtividade de cada região, área apta a cultivo e distância à indústria processadora (localização ótima relativa à decisão estratégica). Temporalmente, foi considerado o período de cultivo de biomassa e a probabilidade de dias de trabalho. A fim de alinhar e integrar os parâmetros espaciais e temporais supracitados, Lin et al. (2014) desenvolveram um modelo estruturado em quatro módulos: 1. Módulo de gerenciamento da produção – visando a otimização da colheita, enfardamento e deslocamento de biomassa nas propriedades; 2. Módulo de planejamento logístico – visando otimizar a programação de entregas de biomassa e frota; 3. Módulo de alocação e localização – visando a seleção de localidade e capacidade ótimas, modos de transporte e identificação de padrões de distribuição de biomassa e; 4. Módulo de distribuição de etanol – visando otimizar os padrões de distribuição de etanol até o consumidor final.

No primeiro módulo foram consideradas as variáveis relacionadas à localização das propriedades, aos equipamentos disponíveis, à programação de operações. Tais variáveis submeteram-se a parâmetros de custo anual de equipamentos, custo unitário de operação, área da propriedade e custo de oportunidade do uso da terra. No segundo módulo o modelo busca a minimização do custo logístico a partir do

somatório dos custos de capital da frota, custos operacionais e custos de manutenção. Tais custos são estimados por meio de variáveis de decisão relacionadas à seleção da frota ótima e programação ótima de operações baseadas em logística *just in time*. Nesse módulo, volume e peso eram parâmetros essenciais para a estimativa de frota. Com isso, foram calculados o número de viagens necessárias até as instalações de pré-tratamento para todos os equipamentos considerados no estudo. O terceiro módulo foi composto pelas equações de custo de operação anual (manutenção, trabalho, seguro, encargos, tratamento de resíduos) e custo de capital (estimado por meio de uma aproximação linear que considera diferentes escalas nas indústrias). Por fim, o quarto módulo objetivou a obtenção do mínimo custo de transporte, o qual foi embasado nos fretes de etanol, padrões de distribuição e distância entre as biorefinarias e estações de mistura de etanol à gasolina e distância entre as estações até as bases de distribuição aos consumidores.

O modelo configurou-se como um modelo de programação linear inteira mista, desenvolvido no *software* GAMS por meio do *solver* CPLEX. O modelo foi matematicamente estruturado a partir das equações-chaves de modelos de otimização estratégicos e táticos desenvolvidos anteriormente por Lin et al., apud Shastri et al. (2010) e Lin et al., apud Lin et al. (2013). Tais modelos foram integrados a fim de se alcançar o objetivo proposto no estudo em revisão. A função objetivo referiu-se à minimização dos custos de: 1. Aquisição de biomassa; 2. Transporte; 3. Instalação da Central de pré-tratamento e armazenagem de biomassa; 4. Biorefinaria e; 5. Distribuição de etanol.

Foram considerados três cenários. O cenário-base, relativo à alocação de 5% de área cultivada com *Miscanthus* nas propriedades agrícolas nos 102 condados de Illinois e seleção da maior cidade do condado com potencial à instalação da estação de pré-tratamento e biorefinaria. Além disso, definiu-se como demanda-base a taxa de 1% de etanol misturado à demanda de gasolina dos oito condados da região da grande Chicago. No cenário 2 foi considerada uma variação na produtividade do *Miscanthus* (base, 75% da base e 50% da base), com o objetivo de avaliar como essa mudança de produtividade pudesse afetar o planejamento tático do produtor. Por fim, o cenário 3 considerou o aumento no nível de demanda de etanol para mistura à gasolina nos níveis de 1% (base), 2% e 4%.

Como resultados, Lin et al. (2014), no primeiro cenário, verificaram a seleção de dois condados, relativos a 40 fazendas e à instalação de uma central de pré-tratamento e biorefinaria para suprir a demanda definida. A escolha se deu pelo *tradeoff* entre os custos de retirada de biomassa do campo e proximidade ao centro consumidor da cidade de Chicago (custo de distribuição). Para o segundo cenário, a redução em 50% da produtividade implicou um aumento de 11% nos custos de produção do biocombustível, vinculados principalmente, ao aumento nos custos de retirada de biomassa do campo e distribuição (passando de uma média de 80 km no cenário 1 para mais de 500 km no cenário 2). Em casos de menor produtividade, o modelo escolheu locais com maior produtividade relativa (sudeste do estado de Illinois), os quais estão mais distantes do centro consumidor. Nesse sentido, para o cenário 2 considerou-se 5 condados e 58 fazendas. Já para o terceiro cenário, o aumento de demanda de etanol para 4% na mistura à gasolina implicou a redução do custo de produção do biocombustível, seleção de 8 condados, 203 fazendas produtoras e alocação de 156 veículos para realização das entregas de biomassa e distribuição de etanol.

Em estudo desenvolvido por Illukpitiya et al. (2013), analisou-se a seleção de matérias-primas que otimizassem o lucro com a produção de açúcar, etanol e eletricidade na ilha de Maui no Hawai. Desse modo, os autores desenvolveram um modelo de programação linear considerando: 1. 4 tipos de biomassa (cana energia, cana-de-açúcar, capim elefante e sorgo sacarino); 2. As taxas de conversão da tonelada de biomassa para açúcar, etanol, eletricidade, fibra; 3. Os custos inerentes à aquisição de tais matérias-primas, bem como o custo unitário de produção de cada um dos produtos; 4. Os preços pagos para cada um dos produtos.

O processamento do modelo foi realizado pelo software Lindo 12. Os resultados foram avaliados sob uma meta de produção de etanol no ano de 2020, a partir da variação de 4 cenários relacionados à restrição ou não da área disponível para produção de cana-de-açúcar. Evidenciou-se que para atingir os patamares de produção de açúcar e etanol desejados, a produção de eletricidade é prejudicada. Além disso, a produtividade dos cultivos e os custos de produção foram cruciais para avaliar o mix ótimo de utilização das biomassas disponíveis. Em virtude dos menores custos de produção e de maior potencial na produção de açúcar (produto de maior

preço), a cana-de-açúcar permaneceu sendo a biomassa com maior produção (ILLUKPITIYA et al., 2013).

Em um contexto setorial mais abrangente, Lopes e Barros (2009), desenvolveram um modelo de otimização visando o planejamento operacional mensal da produção de energia de um sistema hidrotérmico (usinas hidrelétricas, térmicas e de outras fontes). A modelagem desenvolvida utilizou técnicas denominadas como sistemas de suporte à decisão, as quais permitem a análise de elevado número de informações bem como a facilitação da tomada de decisão em situações de elevado risco, priorizando a eficiência, transparência e precisão. Além disso, a complexidade do problema analisado exigiu a definição de subsistemas equivalentes, associados à região geográfica das linhas de transmissão mais utilizadas e às bacias hidrográficas.

As principais variáveis consideradas na modelagem foram a Energia Armazenada (volumes armazenado e acumulado nos reservatórios), Energia Máxima Potencial, Energia Natural Afluente (relativa à vazão natural afluente de cada usina aliado à produtividade).

Nesse sentido, Lopes e Barros (2009) calcularam o balanço hidroenergético, o balanço de energia e o balanço de intercâmbios para cada subsistema considerado por mês. Para o primeiro balanço considerou-se as variáveis anteriormente citadas e outras relativas a perdas, variação entre energias e fatores de ajuste. Já o balanço de energia considerou o cálculo da demanda de energia elétrica a partir de variáveis de geração de energia, intercâmbios (recebido, fornecido e perdas) e déficits/superávits de atendimento da demanda. Por fim, no terceiro balanço justificou-se a necessidade de equilíbrio entre os recebimentos e perdas com o fornecimento das energias intercambiadas.

No que se diz respeito à modelagem matemática proposta por Lopes & Barros (2009), tem-se uma função objetivo minimizadora de custos de operação em sistemas hidrotérmicos interligados, determinando a geração de energia térmica, hidráulica e intercâmbios. Como restrições, os autores consideraram os três balanços citados além dos intervalos (limites máximos e mínimos) de armazenamento e de intercâmbio de energia e capacidade de geração térmica e hidráulica. A resolução do modelo utilizou técnicas e algoritmos de programação não-linear.

Finalizada a estruturação teórica do estudo, Lopes e Barros (2009), propuseram a aplicação ao Sistema Interligado Nacional (SIN) a partir de dados mensais de janeiro de 1996 a março de 2006 obtidos junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS). Foram abordadas duas versões para o modelo, uma em planilha e outra pela programação em *GAMS*, permitindo o desenvolvimento do denominado “SolverSIN”. Na versão em planilha, os autores utilizaram o aplicativo *Solver* do *software Microsoft Excel* por meio do método *Generalized Reduced Gradient* cuja abordagem é não-linear. Nessa linha do estudo foi possível adicionar os efeitos de um simulador, uma vez que as variáveis de controle podem ser modificadas, finalizando, como resultado, com uma série de gráficos indicativos da geração de cada tipo de energia e intercâmbios efetivados.

Para a versão do modelo em programação *GAMS*, os autores adicionaram maior poder analítico ao Sistema de Suporte a Decisão. Os *solvers* de programação não-linear utilizados foram MINOS 5.51, CONOPT 3 e SNOPT 6.2. Como resultados e conclusões, Lopes e Barros (2009) obtiveram um modelo de planejamento de operações de sistemas hidrotérmicos possibilitando e facilitando a tomada de decisão de operadores do sistema considerando a eficiência, transparência e precisão do modelo. Como eficiência, destaca-se que o modelo baseou-se no balanço de produção de energia pelas fontes consideradas e pôde ser resolvido por meio de técnicas comercialmente disponíveis. Para o atributo transparência, os autores destacaram que o usuário tem poder de monitoramento do comportamento das variáveis consideradas no modelo. Por fim, no que se diz respeito à precisão do ferramental proposto, mostrou-se elevada correlação entre as informações históricas e os resultados gerados.

Visando o atendimento do Plano de Expansão de Geração (GEP) para o Ministério de Minas e Energia, que se configura como um problema complexo em virtude do grande domínio de fontes hídricas de energia, Lisboa et al. (2008) objetivaram determinar um plano de expansão de mínimo custo, garantindo o pleno atendimento da demanda futura de energia. O GEP configura-se como um problema de otimização com variáveis estocásticas inteiras mistas, cuja complexidade se dá no tratamento das incertezas relacionadas ao fornecimento de hidroeletricidade e suas causalidades.

Nesse sentido, Lisboa et al. (2008) destacaram a metodologia de Bender na decomposição esquemática do problema em dois subproblemas: um relacionado a investimentos e outro à operação. O subproblema de investimentos comumente é resolvido pelo algoritmo de ramificações e cortes (*branch and cut*) ou até mesmo por programação linear. Já o subproblema operacional rotineiramente é solucionado por técnicas de programação estocástica dinâmica. A metodologia descrita apresenta pouca aplicação nos sistemas energéticos do Brasil, uma vez que o nível de detalhe das operações hidrotérmicas e a deficiência informacional das plantas hidroelétricas configuraria uma modelagem consideravelmente complexa. Outras técnicas relacionadas a heurísticas embasadas em algoritmos genéticos também foram testadas, porém sua aplicabilidade vinculava-se excessivamente ao tratamento e ao ajustamento dos parâmetros envolvidos.

A fim de minimizar a incerteza vinculada à entrada de água no sistema energético, em meados dos anos 1990 a Eletrobrás desenvolveu um modelo denominado DESELP, o qual considerou uma série de cenários hidrológicos, possibilitando sua resolução por meio de técnicas de programação linear (LISBOA et al., 2008). Em períodos recentes, baseado na experiência do DESELP, o plano de expansão da geração propôs um modelo para sistemas com dominância de energia hídrica denominado MELP, o qual evidenciou uma representação simplificada do sistema de operação evitando a necessidade de decomposição em subproblemas. O modelo MELP foi validado por uma série de instituições como CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), Eletrobrás, EPE (Empresa de Pesquisa Energética), e MME (Ministério de Minas e Energia), a fim de subsidiar o plano de expansão brasileiro de 2006 a 2030 (LISBOA et al., 2008).

O modelo aplicado ao caso brasileiro considerou 676 projetos de plantas hidroelétricas, 159 projetos de plantas termoelétricas e 285 projetos interconectados. Nesse sentido, sua estruturação apresentou 79.000 variáveis (15.000 variáveis inteiras) e 150.000 restrições. A incerteza quanto ao fornecimento e à entrada de energia hidroelétrica é sanada pela complementaridade termoelétrica, a qual, quando em maior operação, eleva os custos totais de geração. Nesse sentido, os autores consideraram as condições médias de fornecimento de energia ao sistema, além dos custos de investimento objetivando o planejamento energético de mínimo custo. A função objetivo apresentou como variáveis os projetos de usina hidrelétrica,

térmica e redes de transmissão por subsistemas em diferentes estágios de planejamento, os custos de investimento associados a tais projetos, taxa de desconto intertemporal, custos unitários de produção de energia térmica e custo de déficit de energia (LISBOA et al., 2008).

Como restrições foram consideradas no modelo diversas premissas tanto para os níveis médios de geração quando para o cenário crítico hidrológico, sendo elas:

1. Restrição de investimento, a qual buscou garantir que um projeto hidrelétrico/termoelétrico/transmissão não possa ser construído mais de uma vez e, caso eleita a construção, esta ocorra em determinado período de tempo;
2. Restrição de atendimento da demanda em cada um dos subsistemas;
3. Restrição quanto aos limites de produção de cada planta de acordo com os estágios diferentes de desenvolvimento de projetos e níveis de demanda específicos e;
4. Limite superior de produção das plantas em todos os níveis de demanda (LISBOA et al., 2008).

Tal modelagem foi aplicada ao sistema de geração de energia brasileiro considerando-se o horizonte de planejamento para 25 anos, entre 2006 a 2030, para 9 subsistemas. O cenário de 2006 a 2015 foi fixado a partir do plano de geração de energia divulgado pelo Ministério de Minas e Energia. Já para o planejamento para o intervalo de 2016-2030, Lisboa et al. (2008) propuseram cortes temporais a fim de se reduzir o nível de complexidade associado a cada projeto de geração (especialmente os hidroelétricos na região Norte do Brasil).

Os resultados apresentados pelo modelo evidenciaram a manutenção da predominância hidroelétrica como fonte de energia do país, utilizando a maior parte da capacidade expansiva projetada para tal fonte. O subsistema Norte mostrou a maior expansão para a fonte hídrica a partir de 2020. No que se diz respeito ao planejamento para a energia térmica, sua expansão se dá com maior ênfase a partir da segunda década do estudo (2020-2030), quando se destacam os resultados apresentados pela expansão da geração de energia por meio de biomassa (LISBOA et al., 2008).

Sobre a logística e *supply chain* de utilização de diferentes tipos de biomassa, Dyken et al. (2010) propõem um modelo de programação linear inteira mista aplicada a toda cadeia de suprimentos de biomassa, desde a originação até seu uso final por meio de uma rede de origens e destinos. O modelo denominado como

eTransport é separado em um módulo operacional e outro de investimento, sendo ambos alimentados por variáveis econômicas e ambientais. Considera ainda especificidades relativas à factibilidade de fluxos, relação energética com a umidade da biomassa, necessidade de secagem e estocagem para adequada e sincronizada alimentação do sistema de nós proposto. Dyken et al. (2010) concluíram que o modelo proposto contribuiu para otimizar a alocação dos diferentes tipos de biomassa, incluindo todos os processos até que a biomassa se tornasse um produto final. A maior sensibilidade dos fluxos alocados no modelo está relacionada ao percentual de umidade e ao poder calorífico da biomassa, afetando a escolha do processo de conversão.

Mafakheri e Nasiri (2014) desenvolveram uma revisão de literatura sobre os modelos matemáticos que definem decisões de *design/layout*, planejamento e gerenciamento da cadeia de suprimentos de biomassa. Inicialmente foi destacado que a cadeia de suprimentos de biomassa segue, de modo geral, a sequência verificada na Figura 17.



Figura 17 - Biomassa: cadeia de suprimentos genérica
Fonte: Mafakheri e Nasiri (2014)

Além disso, diferentemente da cadeia de suprimentos de outros produtos, a de biomassa vincula-se à sazonalidade de oferta, à baixa densidade energética, à variabilidade de tipos de biomassa disponíveis, aos elevados custos de transporte, fazendo com que, dentre outros fatores, os modelos objetivem a minimização de custos, impactos ambientais e fornecimento contínuo de matéria-prima aos sistemas (MAFAKHERI; NASIRI, 2014). Nesse sentido, os modelos voltados ao recolhimento e colheita de biomassa buscam avaliar decisões relativas ao agendamento de colheita, uso da terra baseados na sua relação com a umidade, condições do solo, demanda por biomassa. Eksioglu apud Mafakheri e Nasiri (2014) desenvolveram um modelo de programação linear inteira mista de minimização de custos de toda cadeia de suprimentos de biomassa, o qual identificou o número ótimo, tamanho e localização dos nós da rede proposta.

Quanto aos modelos de tratamento da biomassa, cujo objetivo é o aumento do poder energético da matéria-prima por meio de um processo químico, na maioria dos casos tal processo se torna inviável mercadologicamente, sendo sua existência pouco verificada nos sistemas logísticos de utilização de biomassa. Para o processo de estocagem, os modelos focam na localização ótima e planejamento/agendamento no uso ao longo do ano. No caso dos modelos de transporte de biomassa, os autores destacaram que estes visam, especialmente, analisar a viabilidade de diferentes rotas, minimizar custos, tempo de tráfego e impactos ambientais. Além disso, estão associados às restrições de oferta de biomassa e demanda por energia. Por fim, para o processo de conversão de energia, a modelagem matemática utilizada visa a obtenção do mix ótimo de combustíveis disponíveis, planejamento dos investimentos, localização ótima de indústrias, planejamento de infraestrutura e planejamento da produção energética (MAFAKHERI; NASIRI, 2014).

Como desafios vinculados à cadeia de suprimentos de biomassa, os autores destacam 6 questões: 1. Técnicas (sazonalidade, ineficiência de conversão energética, baixa escala de produção etc.); 2. Financeiras (elevado custo de capital, baixa flexibilidade da demanda energética, volatilidade dos mercados de energia e alimentos, diferenças estruturais entre os produtores etc.); 3. Sociais (conflito *food x fuel*, pressão adicional do setor de transportes, modificação dos *layouts* rurais); 4. Ambientais (redução da biodiversidade, degradação do solo, emissões de gases efeito estufa nos processos da cadeia, falta de informações confiáveis); 5. Políticas e Regulação (impacto de impostos em combustíveis fósseis, falta de incentivo para o aumento da competitividade na produção de biomassa entre os agricultores, falta de pesquisas ao aprimoramento da cadeia de modo geral) e; 6. Institucional e Organizacional (falta de padrões, elevado número de agentes na cadeia).

Em estudo semelhante, Meyer et al. (2014) classificaram uma série de trabalhos vinculados à logística e ao *supply chain* de biomassas a partir dos critérios de: 1. Metodologia de otimização matemática utilizada; 2. Nível e as variáveis de decisão e; 3. Objetivo do modelo. Evidenciou-se que a principal barreira para aumento do uso de biomassa nos sistemas energéticos atuais se dá pelos elevados custos de sua cadeia de suprimentos. Com isso, a pesquisa operacional revela-se como uma área de conhecimento adequada para auxiliar na tomada de decisão dos

tipos e de locais ideais à produção de biomassa, à coordenação otimizada e planejada (tática, operacional e estratégica) dos equipamentos utilizados ao longo da cadeia (Figura 18) e ao uso da melhor tecnologia de conversão energética.

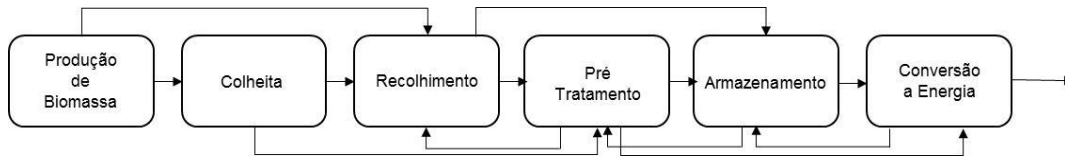


Figura 18 - Interrelação e interdependência na cadeia de suprimentos de biomassas
Fonte: Meyer et al. (2014)

No que se diz respeito à modelagem utilizada, Meyer et al. (2014) avaliaram 71 publicações (1997 a 2012) identificando as técnicas de programação matemática e heurísticas (como algoritmos genéticos e análise multicritério) nos principais métodos aplicados. Quanto ao nível e variáveis de decisão, a maior parte dos trabalhos abrangeu o nível estratégico, vinculados à localização ótima de instalação, alocação ótima do fluxo de biomassa entre os elos da cadeia, terceirização de serviços e escolha tecnológica. As funções objetivo voltaram-se majoritariamente para questões econômicas (custo de transporte, investimento, risco, VPL), ambientais (emissões de gases efeito estufa, pegada de carbono, potencial de aquecimento global), energéticas (uso energético, retorno energético) e sociais (geração de empregos).

Dentre os métodos revisados pelos autores, o de programação linear inteira mista foi a de maior destaque, tendo como principais variáveis de decisão a determinação de pontos de construção de instalações e de fluxos de biomassa entre os nós da cadeia. Tais estudos foram aplicados a uma organização de biomassa de madeira no Alabama, à cadeia de suprimentos de biomassa para biodiesel de pequenos agricultores no Brasil, a plantas de gaseificação de metanol a partir de biomassa de madeira na Áustria etc. (MEYER et al., 2014).

Yue et al. (2013) também enfatizam o uso de técnicas de otimização na cadeia de suprimentos de biocombustíveis, em especial daqueles produzidos a partir de biomassas como energia cogenerada, etanol celulósico, biodiesel de culturas comestíveis, biocombustíveis de algas etc. O maior foco das pesquisas se dá na definição do *design* ideal a partir de uma cadeia otimizada de transportes e localização ótima de instalações. Citam também estudos voltados à otimização

multiobjetivo e simulação como uma ferramenta para capturar a dinâmica de sistemas complexos. Por fim, os autores propõem um modelo de otimização de múltipla escala que proporcione uma visão sistemática da cadeia de suprimentos de um biocombustível. No estudo específico foram analisadas 4 escalas: ecossistema, cadeia de suprimentos, processo e nível molecular.

No que se diz respeito à aplicação de modelos de programação linear inteira mista no setor de biocombustíveis, Xavier (2008) propôs um modelo matemático de minimização de custos de transporte a fim de determinar as regiões de maior potencial à construção de estruturas de armazenagem e distribuição de etanol. Foram consideradas restrições de oferta, demanda, capacidade de armazenagem, intermodalidade e custos da cadeia considerada. A escolha das localidades candidatas se deu por uma análise mercadológica, considerando-se as regiões com produção de cana-de-açúcar e localidades com bases de distribuição já existentes. Como principais resultados, o autor identificou que a armazenagem de etanol é realizada majoritariamente nas próprias unidades produtivas, sendo que os locais candidatos a novos tanques de distribuição se localizavam no interior da região Centro-Sul.

2.4 Considerações Finais

A partir da revisão de literatura realizada neste capítulo foi possível, inicialmente, reforçar a importância da temática em estudo, bem como identificar os fatores e variáveis que permeiam as decisões dos agentes inseridos nos mercados de energia elétrica e etanol. Além disso, as estatísticas e tendências evolutivas apresentadas para ambos mercados indicaram que estudos nessa temática apresentam aplicação e contribuição teórica ao setor.

Com este segundo capítulo foi possível elencar os benefícios do uso das biomassas de cana-de-açúcar para geração de energia elétrica e sua contribuição à matriz energética nacional. Comprovou-se também a viabilidade no investimento em tecnologias que promovam o melhor uso das biomassas de cana, implicando a pertinência do tema estudado. Além disso, por meio deste capítulo possibilitou-se a identificação dos principais parâmetros técnicos e econômicos necessários para compor o modelo matemático a ser proposto nesta dissertação.

Por fim, conseguiu-se identificar as tendências em pesquisa operacional aplicadas ao uso energético, em especial a biomassa, incluindo desde modelagens em nível de planejamento operacional até modelagens em nível de planejamento estratégico, para diferentes tipos de programação. Além disso, verificou-se as principais variáveis, considerações, cenários e parâmetros utilizados nos estudos revisados.

Nesse contexto e alinhado aos objetivos desta dissertação, a interpretação e a união dessas informações orientou no levantamento primário de dados e o desenvolvimento de um modelo de programação linear inteira mista, voltado ao planejamento estratégico do setor sucroenergético, os quais serão detalhados no próximo capítulo, Material e Métodos.

3 MATERIAL E MÉTODOS

Neste capítulo metodológico discute-se os ferramentais e informações utilizadas para alcançar os objetivos propostos no estudo.

Primeiramente, a abordagem se dá sobre o mapeamento do potencial e disponibilidade de biomassas de cana-de-açúcar para cogeração de energia elétrica e/ou produção de etanol celulósico. Em segundo lugar e com posse dos dados e informações obtidos no capítulo anterior, define-se um modelo matemático de maximização da margem relativa à comercialização de energia, subtraídos os custos de geração de energia, o qual pretende identificar, em nível mesorregional: 1. O potencial de instalação e/ou ampliação de unidades cogedoras, bem como as quantidades potenciais de energia disponíveis ao sistema; 2. As quantidades ótimas de biomassas de cana-de-açúcar e o impacto econômico mesorregional e 3. Avaliação do potencial médio de investimento em projetos de etanol celulósico a partir de parâmetros técnicos secundários.

3.1 Mapeamento do potencial de uso de biomassas de cana-de-açúcar no setor sucroenergético

A fim de quantificar o potencial e disponibilidade de bagaço e palha de cana-de-açúcar para uso energético como matéria-prima à cogeração e à produção de etanol de segunda geração, realizou-se um levantamento de dados primários junto às unidades produtivas da região Centro-Sul do Brasil e de dados secundários nos principais órgãos estatísticos do setor canavieiro e energético.

Sobre o levantamento de dados primários, foi realizado por meio de vias eletrônica e telefônica, entre os meses de maio a novembro de 2014, visando obter informações para geração de 3 indicadores principais, referenciados na Figura 19: A. Agrônomo; B. Tecnológico e; C. Mercado. O questionário foi criado por meio da ferramenta *Google Docs*, solicitando dados da safra 2013/14, sendo seu conteúdo disponibilizado no Anexo A.

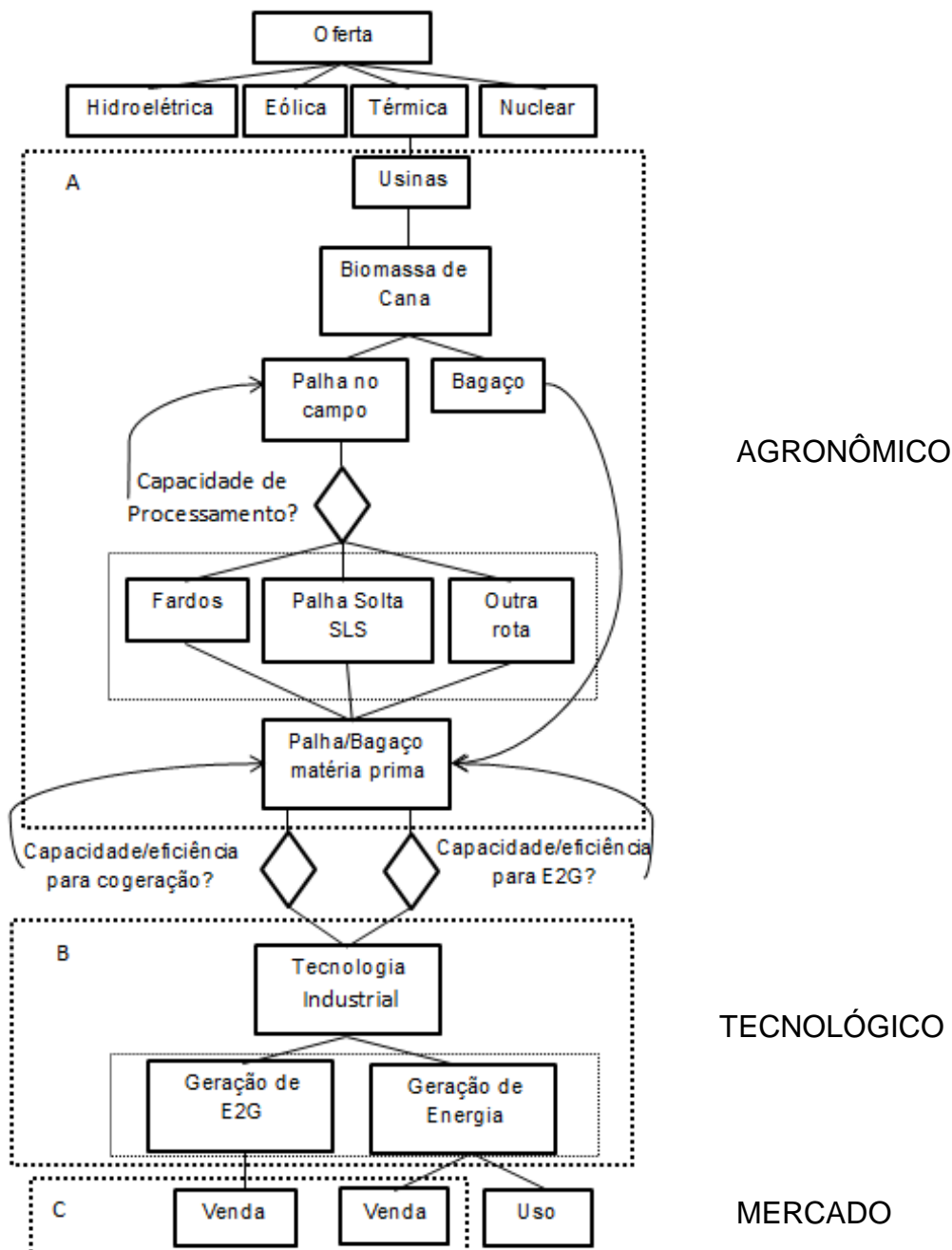


Figura 19 - Fluxograma esquemático da oferta de energia elétrica no Brasil, sob a ótica do setor sucroenergético

Fonte: Elaborado pela autora

Deve-se ressaltar que o levantamento primário contou com o apoio do CTC e da UNICA, especialmente no que se diz respeito a indicação de especialistas para preenchimento do questionário (Anexo A). Em contrapartida à participação das usinas e como forma de extensão dos conhecimentos gerados nessa dissertação, serão enviados dois relatórios: 1. Planilha eletrônica em *Microsoft Excel* (Anexo B) e;

2. Arquivo em *PDF*. Ambos relatórios terão como conteúdo os resultados dessa pesquisa, que serão apresentados na seção 4.1.

Nesse contexto, quanto à amostragem obtida, foram obtidas as respostas de 77 usinas, cuja representatividade pode ser verificada na Tabela 4.

Tabela 4 - Representatividade da amostra para a safra 2013/14

Variáveis	Amostra	Centro-Sul	Representatividade (%)
Número de Usinas	77	295	26%
Moagem Total (t)	225.618.663	597.061.000	38%
Área Colhida Total (t)	2.750.013	6.764.991	41%
Quantidade de Caldeiras	222	-	-
Quantidade de Turbogeneradores	223	-	-
Capacidade Instalada (MW)	4.435	8416	53%
Exportação de Energia (MWh/safra)	8.311.845	-	-

Fonte: Elaborada pela autora a partir de resultados da pesquisa, UNICA (2014 - moagem), CONAB (2014 - área, excluídos 12% referentes à taxa de renovação de canavial) e ANEEL (2014 - capacidade instalada).

Em relação ao conteúdo do levantamento (Figura 19), as perguntas vinculadas ao bloco A (Agrônômico) tiveram por objetivo: 1. Dimensionar a capacidade produtiva de cada usina, incluindo moagem, área colhida e quantidade de dias em moagem (dias de safra) e; 2. Estimar a disponibilidade de palha e bagaço de cana-de-açúcar em cada unidade. Por meio dos indicadores médios relativos à impureza vegetal, infere-se a quantidade média de palha (componente majoritário) incorporada à massa de cana-de-açúcar obtida no processo de colheita, devendo esse percentual ser contabilizado na quantidade de biomassa disponível na usina e posteriormente no sistema.

Além disso, a identificação de estruturas específicas para recepção de palha, tais como Sistemas de Limpeza a Seco e Enfardamento, evidencia uma maior capacidade específica de recolhimento de palha no campo, diferentemente da situação de moagem da cana junto à palhada colhida.

Quanto ao bloco B, as variáveis industriais questionadas buscaram atualizar a condição tecnológica das unidades participantes no que se diz respeito ao número, idade, capacidade e tipo de caldeiras e de turbogeneradores. Ainda nesse sentido, foram levantadas informações quanto ao consumo específico, quantidade de energia exportada à rede elétrica e posicionamento da unidade quanto à limitação de 30

MW¹ de exportação de energia para obtenção de desconto na TUSD (tarifa de uso dos sistemas elétricos de distribuição) e TUST (tarifa de uso dos sistemas elétricos de transmissão).

Por fim, o bloco C, relativo ao mercado, teve por objetivo identificar quais são as unidades produtivas que participaram ou participam de leilões de energia, proporção de venda no mercado livre, bem como os preços médios recebidos em cada uma das duas condições anteriormente citadas. Buscou-se, também, compreender o comportamento regional do mercado de biomassas (bagaço, palha e outras biomassas), tais como preços praticados e quantidade comercializada.

De posse dessas informações, agrupou-se os dados secundários obtidos junto à UNICA, à ANEEL e ao CTC – *Benchmarking*² referentes à localização das usinas, localização da rede elétrica, custos de geração, investimentos em projetos de cogeração e E2G, capacidade nominal de geração, dentre outros. A união desses indicadores primários e secundários serão apresentados em 3 mapas temáticos gerados por meio do *software TransCad versão 4.5*, sendo eles:

- Moagem de cana-de-açúcar na safra 2013/14 mesorregionalizada³, localização das unidades produtivas e relação da disponibilidade de bagaço e palha de cana-de-açúcar na safra 2013/14;
- Localização e capacidade instalada das unidades produtivas mesorregionalizada e localização das distribuidoras e redes de transmissão de energia no SIN e;
- Relação entre o consumo energético médio e exportação de energia elétrica média das mesorregiões participantes da pesquisa.

Além dos mapas temáticos, as informações obtidas nessa seção serão apresentadas por meio dos indicadores agrônômicos, tecnológicos e mercadológicos mesorregionalizados gerados a partir de estatística descritiva básica. A partir de tais indicadores será possível a interpretação qualitativa e estratégica do objetivo

¹ Lei 9.427 de 1996 estabeleceu que empreendimentos com base em fonte biomassa seriam beneficiados por desconto não inferior a 50% aplicado à TUST e à TUSD para potência injetada igual ou inferior a 30 MW.

² CTC *Benchmarking* – Banco de dados interno do Centro de Tecnologia Canavieira contendo, desde 2004, informações mensais agrícolas e industriais de uma amostra de usinas do Brasil.

³ Mesorregião segundo critério do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

proposto nessa seção, servindo de base para a determinação dos demais parâmetros que serão utilizados nos próximos itens deste capítulo metodológico.

3.2 Modelo matemático para alocação ótima de biomassa de cana-de-açúcar para fins energéticos

A modelagem matemática apresentada neste estudo propõe-se a apresentar a configuração adequada para o aproveitamento otimizado de biomassa de cana-de-açúcar nas mesorregiões produtoras da região Centro-Sul do Brasil.

Nesse sentido, foi identificada a localização ótima para a instalação de unidades de cogeração de energia (anexas a unidades produtivas ou *stand alone*⁴) sob a ótica da maximização da margem de contribuição entre a comercialização de energia e os custos de geração de energia e obtenção de matéria-prima (biomassas) nas mesorregiões consideradas no trabalho.

A partir de tal objetivo foi possível estimar o real potencial energético proporcionado pela biomassa de cana-de-açúcar em nível mesorregional, bem como seus impactos no âmbito econômico. A representação esquemática do problema abordado pode ser visualizada na Figura 20.

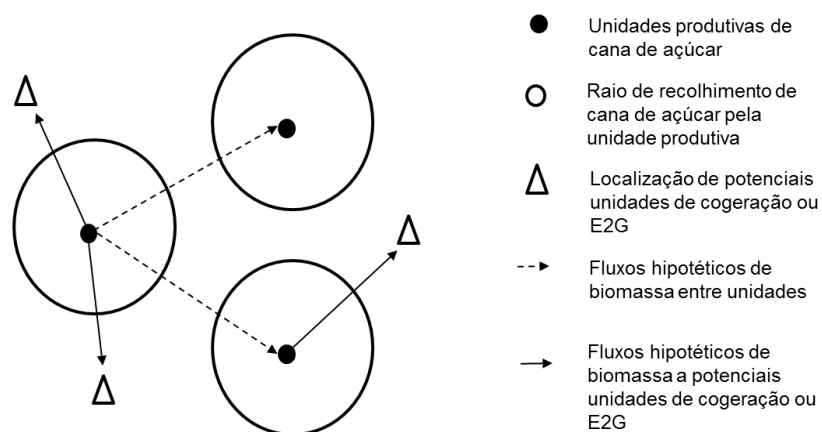


Figura 20 - Representação esquemática do modelo de localização e transporte sugerido

Fonte: Elaborado pela autora

⁴ *Stand Alone* – Termo utilizado para caracterizar as usinas de cogeração típica (não são analisadas como usinas produtoras de açúcar e álcool).

As localidades candidatas à ampliação da cogeração referem-se às próprias usinas produtoras; já as localidades para instalação de cogeneradoras vocacionadas ou *stand alone* foram selecionadas a partir uma matriz de origem e destino que considerou uma proximidade mínima de 200 km de uma unidade produtiva de cana-de-açúcar. Tal critério foi utilizado visando garantir que o município candidato selecionado localizasse-se em uma região produtora de cana-de-açúcar com maior probabilidade de viabilidade econômica à utilização de biomassa para fins de cogeração ou produção de etanol celulósico.

Em virtude do propósito do trabalho e para fins de simplificação da modelagem adotada, não foram consideradas questões voltadas à sazonalidade na oferta e demanda de biomassa e aos efeitos vinculados à economia de escala. Por se tratar de um modelo setorial não se faz possível a captação de efeitos, influências ou interesses individualizados dos componentes do sistema. Além disso, as análises se dão na esfera do planejamento estratégico, ou seja, visando estabelecer cenários de investimento no longo prazo.

Uma vez que o levantamento de dados primários e secundários se deu para a safra 2013/14 e a formação de um banco de dados completo e histórico para todos os parâmetros que se deseja analisar na pesquisa é complexa, o modelo resultará em informações de alocação ótima perante às condições produtivas, tecnológicas e mercadológicas retratadas para a safra 2013/14. Nesse sentido, a base de dados que foi utilizada na modelagem abrange os indicadores do setor sucroenergético para o ano safra supracitado.

3.2.1 Função objetivo

Dado o contexto, o modelo matemático proposto consiste na maximização do lucro do setor sucroenergético referente à receita obtida com a comercialização de energia subtraídos os custos de cogeração e à alocação da biomassa de cana-de-açúcar nas usinas e entre usinas, estado discriminado na equação (1).

$$Max L = RE - (CG + CTB) \quad (1)$$

onde:

L : lucro obtido no setor sucroenergético (R\$);

RE : receita obtida pela comercialização de energia (R\$);

CG : custo de geração de energia (R\$);

CTB : custo de transporte e alocação de biomassa (R\$).

A receita obtida com a comercialização de energia pelo setor sucroenergético pode ser expressa pela equação (2).

$$RE = \left(\begin{array}{l} \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j B_{ij} \cdot f_j + \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j \sum_{k=1}^k B_{ijk} \cdot f_{jk} \cdot Pe_j + \sum_{i=1}^i \sum_{l=1}^l \sum_{k=1}^k B_{ilk} \cdot f_{lk} \cdot Pe_l + \\ \sum_{i=1}^i \sum_{m=1}^m \sum_{k=1}^k B_{imk} \cdot f_{mk} \cdot Pe_m \end{array} \right) \quad (2)$$

Os custos de geração e de aquisição de biomassa são descritos, respectivamente, nas equações (3) e (4).

$$CG = \left(\begin{array}{l} \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j B_{ij} \cdot f_j \cdot C_{cogen} + \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j \sum_{k=1}^k B_{ijk} \cdot f_{jk} \cdot C_{cogen} \\ + \sum_{i=1}^i \sum_{l=1}^l \sum_{k=1}^k B_{ilk} \cdot f_{lk} \cdot (C_{cogen} + C_{icoger} + C_{redel}) \\ + \sum_{i=1}^i \sum_{m=1}^m \sum_{k=1}^k B_{imk} \cdot f_{mk} \cdot (C_{cogen} + C_{icoger} + C_{redem}) \end{array} \right) \quad (3)$$

$$CTB = \left(\begin{array}{l} \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j B_{ij} \cdot C_{ij} + \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j \sum_{k=1}^k B_{ijk} \cdot C_{ijk} + \sum_{i=1}^i \sum_{l=1}^l \sum_{k=1}^k B_{ilk} \cdot C_{ilk} \\ + \sum_{i=1}^i \sum_{m=1}^m \sum_{k=1}^k B_{imk} \cdot C_{imk} \end{array} \right) \quad (4)$$

onde os índices referem-se a:

i : unidades produtoras de cana-de-açúcar ofertantes de biomassa na mesorregião;

j : unidades produtoras de cana-de-açúcar demandantes de biomassa na mesorregião;

l : localidades potenciais à cogeração de energia na mesorregião;

m : unidade produtoras potenciais à ampliação do parque cogrador de energia na mesorregião;

k : tipos de biomassa de cana-de-açúcar disponíveis ao sistema.

onde as variáveis referem-se a:

B_{ij} : Fluxo (t) de bagaço de cana entre a origem i e destino j ;

B_{ijk} : Fluxo (t) de biomassa de cana k entre a origem i e destino j ;

B_{ilk} : Fluxo (t) de biomassa de cana k entre a origem i e destino l , identificando-se o potencial de unidades *stand alone*;

B_{imk} : Quantidade (t) de biomassa k entre a origem i e destino m , identificando-se o potencial para ampliação de cogeração de usinas de cana-de-açúcar.

onde os parâmetros referem-se a:

P_{e_j} : Preço da energia para o destino j (R\$/MWh);

P_{e_l} : Preço da energia para o destino l (R\$/MWh);

P_{e_m} : Preço da energia para o destino m (R\$/MWh);

f_j : Fator de conversão energética (MWh/t) do bagaço para o destino j ;

f_{jk} : Fator de conversão energética (MWh/t) da biomassa k para o destino j ;

f_{lk} : Fator de conversão energética (MWh/t) da biomassa k para o destino l ;

f_{mk} : Fator de conversão energética (MWh/t) da biomassa k para o destino m ;

C_{ijk} : Custo de transporte (R\$/t) de biomassa k entre a origem i e destino j ;

C_{ilk} : Custo de transporte (R\$/t) de biomassa k entre a origem i e destino l ;

C_{imk} : Custo de transporte (R\$/t) de biomassa k entre a origem i e destino m ;

C_{cogen} : Custo de cogeração de energia (R\$/MWh) na unidade produtiva;

C_{icoger} : Custo de investimento para cogeração de energia (R\$/MWh);

C_{redel} : Custo de transmissão de energia do destino l ao SIN (R\$/MWh);

C_{redem} : Custo de transmissão de energia do destino m ao SIN (R\$/MWh).

3.2.2 Restrições

O objetivo proposto no modelo estará sujeito a três grupos de restrições apresentados na sequência, referentes à oferta, à demanda e à capacidade de aproveitamento/geração de biomassa/energia nas mesorregiões consideradas.

3.2.2.1 Restrições de oferta

As restrições de oferta de bagaço para consumo de processo e biomassa de cana-de-açúcar excedente podem ser verificadas na equação (5) e na equação (6).

$$\sum^j B_{ij} = OFERTABC_j \quad (5)$$

$$\sum^j B_{ijk} + \sum^l B_{ilk} + \sum^m B_{imk} \leq OFERTA_{ik} \quad (6)$$

onde:

$OFERTABC_i$: refere-se à quantidade de bagaço que será consumido no processo da origem i na mesorregião;

$OFERTA_{ik}$: refere-se à produção de biomassa k pela origem i na mesorregião.

3.2.2.2 Restrições de demanda

As restrições de demanda por biomassa estão discriminadas nas equações (7), (8) e (9).

$$\sum^i B_{ij} \cdot f_v \geq ENERGIAC_j \quad (7)$$

onde:

f_v : fator de conversão (tonelada vapor/t bagaço) de vapor de processo do bagaço no destino j na mesorregião;

$ENERGIAC_j$: quantidade de vapor de processo consumida (tonelada de vapor/safra) pela unidade j na mesorregião.

$$\sum_i \sum_k B_{ilk} \cdot f_{lk} \geq BIN_l \cdot COGERAMIN \quad (8)$$

onde:

BIN_l : variável binária de decisão para instalação de unidade cogeneradora na localidade l na mesorregião;

$COGERAMIN$: produção mínima de energia (MWh/safra).

$$\sum_i \sum_k B_{imk} \cdot f_{mk} \geq BINA_m \cdot COGERAMIN \quad (9)$$

onde:

$BINA_m$: variável binária de decisão para anexação de unidade cogeneradora na usina m na mesorregião;

$COGERAMIN$: produção mínima de energia (MWh/safra).

3.2.2.3 Restrições de capacidade

As restrições de capacidade de geração e exportação de energia elétrica estão discriminadas nas equações (10), (11) e (12).

$$\sum_i \sum_k B_{ijk} \cdot f_{jk} \leq CNOMINALE_j \quad (10)$$

onde:

$CNOMINALE_j$: capacidade nominal de produção de energia (MWh/safra) na unidade j na mesorregião.

$$\sum^l \sum^k B_{ilk} \cdot f_{ik} \leq BIN_l \cdot REDE \quad (11)$$

$$\sum^m \sum^k B_{imk} \cdot f_{mk} \leq BINA_m \cdot REDE \quad (12)$$

onde:

REDE: limite de exportação de energia (MWh/safra) à rede de distribuição para obtenção do desconto de 50% na tarifa de transmissão e distribuição.

3.2.3 Dados de entrada do modelo

Os dados que foram utilizados para o desenvolvimento das análises propostas referem-se às informações obtidas a partir do levantamento de informações descrito na seção 3.1. Além disso, serão utilizadas informações secundárias obtidas junto às estatísticas da UNICA, Aneel e CTC. O banco de dados primário mesorregionalizado encontra-se no Anexo C deste estudo.

As informações relativas à quantidade de palha e bagaço disponíveis foi estimada por meio de uma taxa de conversão específica e amplamente divulgada na literatura especializada (Tabela 5).

Tabela 5 - Oferta de biomassa de cana-de-açúcar: taxa de conversão e recuperação média

Biomassa	Disponibilidade
Bagaço*	250 kg/t cana
Palha**	140 kg/t cana
Palha solta (6% IV***)	25% total
Palha solta (8% IV)	33% total
Palha enfardamento****	37,5% total

Fonte: Elaborada pela autora a partir de informações obtidas junto ao CTC⁵ (2014)

*Bagaço em base úmida (50% umidade); **Palha em base seca (15% umidade); ***IV– Impureza Vegetal; ****Premissa de recolhimento de 50% da palha remanescente no campo, excluídos a palha solta 6% IV.

⁵ CTC (2014) – Comunicação Verbal, Departamento de Desenvolvimento de Negócios

Deve-se ressaltar que a biomassa bagaço de cana-de-açúcar foi considerada no modelo sob dois formatos: 1. Bagaço consumido para atendimento da demanda de energia térmica e elétrica da usina e; 2. Bagaço excedente.

As informações de custos de transporte de biomassa foram obtidas a partir de estimativas realizadas pelo CTC (palha solta e palha enfardada) e, para o caso do bagaço, será usada uma *proxy* para o custo de transporte de cana. Tais estimativas, por meio de regressão linear, proporcionaram a geração de curvas de custos médios de aquisição e beneficiamento de biomassa de cana, nas quais são considerados custos agrícolas, de transporte e industriais. A Tabela 6 evidencia as curvas de custos para cada caso.

Tabela 6 - Estimativa de custos de aquisição e processamento de biomassa de cana-de-açúcar

Tipo de Biomassa	Equação de Custo
Bagaço autofornecimento	$C_{\text{bagaço}} = 0,165 \cdot \text{distância} + 1,5298$
Bagaço entre usinas	$C_{\text{bagaço v}} = 0,165 \cdot \text{distância} + 76,5298$
Palha solta carga	$C_{\text{palhas}} = 0,165 \cdot \text{distância} + 1,4298$
Palha solta adicional	$C_{\text{palha a}} = 0,0573 \cdot \text{distância} + 70,185$
Enfardada autofornecimento	$C_{\text{fardoa}} = 0,2971 \cdot \text{distância} + 64,037$
Enfardada entre usinas	$C_{\text{fardov}} = 0,2971 \cdot \text{distância} + 122,9053$

Fonte: Elaborada pela autora a partir de estimativas obtidas junto ao CTC⁶ (2014)

O tipo de biomassa denominado como palha solta foi utilizado somente para a situação de autofornecimento das usinas. No caso da transferência de bagaço ou palha enfardada entre unidades ou municípios, foram acrescidos os custos de oportunidade de cada matéria-prima que, para esse estudo, foram de R\$ 75,00/t e R\$ 90,00/t, respectivamente.

Deve-se destacar que, diferentemente do que se verifica para o custo de aquisição do bagaço em autofornecimento e entre usinas, no qual o diferencial de preços se dá pelo custo de oportunidade do bagaço (R\$ 75,00/t), o custo da palha enfardada não segue o mesmo padrão. Isso ocorre em virtude de que a palha enfardada remete a um produto criado a partir da mobilização de todo um processo de colheita no campo, a qual ocorre, em média, sete dias após a colheita da cana-de-açúcar.

⁶ CTC (2014), Comunicação Verbal – Departamento de Desenvolvimento de Negócios.

Nesse sentido, para a palha enfardada voltada ao autofornecimento da usina, os custos de aquisição dessa biomassa recaem sobre os custos agrícolas e industriais. No caso da palha enfardada fornecida entre usinas, as estimativas de custos de aquisição são compostas pelos custos de transporte dos fardos, de oportunidade da palha (R\$ 90,00/t) e de processamento industrial. Com isso, o diferencial de preços das situações de autofornecimento e distribuição entre usinas da palha enfardada não equivale ao custo de oportunidade de aquisição da mesma.

Os municípios com potencial de instalação de unidades *stand alone* foram selecionados a partir do banco de municípios do IBGE, cuja distância de uma ou mais unidades produtivas de cana-de-açúcar não fosse maior que 200 km. Tal premissa identificou, para região Centro-Sul, produtora de cana-de-açúcar, 1.778 municípios. Por meio das informações georreferenciadas do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE (2014) e Departamento Nacional de Infraestrutura e Transporte - DNIT (2015) obteve-se distâncias rodoviárias entre municípios e usinas a partir do *software TransCad versão 4.5*.

As estimativas de custos de cogeração e investimentos para ampliação do parque cogrador, seja para instalação de unidades *stand alone* ou para expansão de unidades já existentes, foram fornecidos, respectivamente, pelo CTC (2014) e pelo Programa de Educação Continuada em Economia e Gestão de Empresas - PECEGE (2014). A fim de trazer os valores de investimento a valores presentes anuais, considerou-se que esse aporte de capital se dará para um projeto de 25 anos, com um valor residual de 20% e taxa de oportunidade de 11%. Nesse sentido, para um projeto típico de ampliação da cogeração que considera a instalação de caldeira de alta pressão e turbogerador com capacidade instalada de 50 MW, o investimento relativo considerado no estudo foi de aproximadamente R\$ 70,00/MWh.ano (equação 13).

$$I = \frac{VA}{C.(DS + DE).ef.H} \quad (13)$$

onde:

I: custo de investimento (R\$/MWh);

VA: valor anualizado do investimento (R\$/ano);

C: capacidade instalada (MW);

DS: dias de safra (dia/ano);

DE: dias de entressafra (dia/ano);

ef: eficiência média de cogeração (%);

H: horas (h/dia).

Para os custos vinculados às linhas de transmissão entre a usina exportadora e os linhões de energia do SIN, foi considerado um investimento médio de R\$ 600.000,00/km⁷. A distância (Figura 21) entre as unidades/municípios candidatos foi calculada por meio do *software Transcad 4.5* a partir das informações georreferenciadas da UNICA e ANEEL de localização das unidades/municípios candidatos e das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). De modo análogo ao realizado junto ao investimento em tecnologia de cogeração citado anteriormente, esse custo também será considerado em valores presentes a partir dos parâmetros-base equivalentes (duração do projeto, valor residual e taxa de juros).

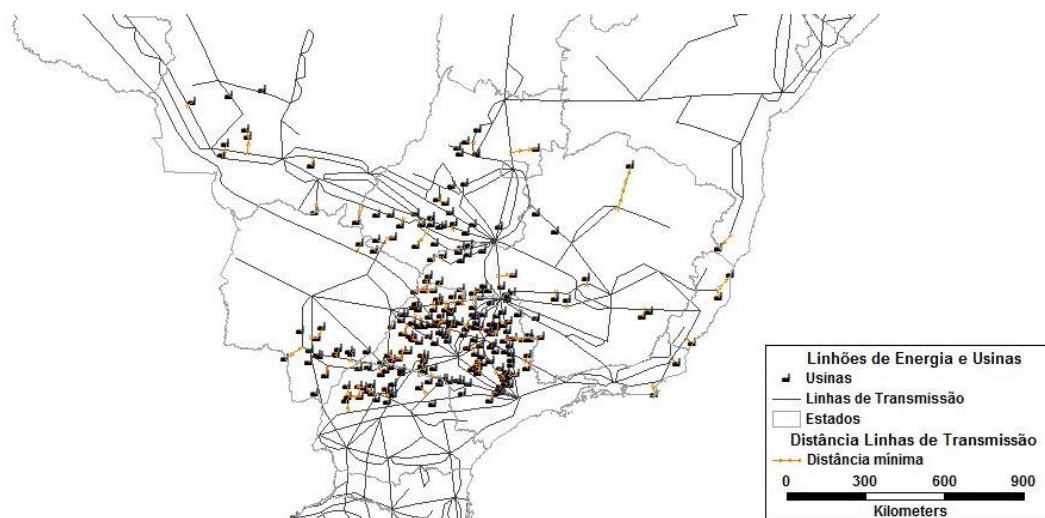


Figura 21 - Investimentos em linhas de transmissão: distância entre unidades produtivas e SIN

Fonte: Elaborado pela autora

Já as estimativas referentes à geração de energia, a preços de energia, à capacidade nominal e a fatores de conversão das biomassas foram calculadas por meio dos indicadores médios obtidos a partir do levantamento de dados primários descrito na seção 3.1, cruzados com informações da Aneel e CTC.

⁷ CTC (2014), Comunicação Verbal – Departamento de Desenvolvimento de Negócios.

Nesse sentido, os dados de consumo de energia (térmica e elétrica) foram estimados (equação 14) a partir do cruzamento de informações de moagem de cana na safra 2013/14 (UNICA), produção de bagaço de cana-de-açúcar (Tabela 5), multiplicados pelo consumo de vapor de processo (kg vapor/t cana) médio vinculado ao nível tecnológico de capacidade instalada de geração e tipos de caldeiras da mesorregião (Tabela 7) relacionada a cada uma das unidades.

$$EC = CM \cdot \frac{CV}{1000} \quad (14)$$

onde:

EC: energia consumida (MWh/safra);

CM: moagem de cana (t/safra);

CV: consumo de vapor de processo (kg vapor/t cana).

Tabela 7 - Parâmetros médios de consumo de vapor e conversão do bagaço nas mesorregiões da região Centro-Sul

Mesorregião	Consumo Médio Vapor (kg vapor/t cana)	t vapor/t bagaço
Araçatuba	420	2,18
Araraquara	342	2,32
Assis	409	2,17
Bauru	369	2,27
Campinas	391	2,25
Noroeste de Minas	500	2,06
Piracicaba	360	2,30
Presidente Prudente	500	2,06
Ribeirão Preto	387	2,22
São José do Rio Preto	403	2,21
Sudeste MT	500	2,06
Sudoeste de MS	500	2,06
Sul Goiano	500	2,06
Triângulo Mineiro	388	2,17
Brasil	395	2,22

Fonte: Elaborada pela autora a partir de dados da pesquisa e estimativas obtidas junto ao CTC (2014)

Os dados de capacidade de geração consideraram a multiplicação do indicador de dias de safra mesorregionais, acrescidos de 50 dias de geração em entressafra

(para as unidades com capacidade instalada superior a 15 MW), multiplicados pela duração dos dias e eficiência média tecnológica (equação 15).

$$CG = CI.(DS + DE).ef.H \quad (15)$$

onde:

CG = capacidade de geração (MWh/safra);

CI: capacidade instalada (MW);

DS: dias de safra (dia/safra);

DE: dias de entressafra (dia/safra);

ef: eficiência média de cogeração (%);

H: horas (h/dia).

No capítulo de resultados, bem como no banco de dados anexado (Anexo C), os parâmetros supracitados são detalhados.

Os resultados do modelo serão interpretados a partir de cenários, sendo eles:

1. Cenário A – vinculado às informações obtidas primária e secundariamente;
2. Cenário B – relativo à variação nos níveis de preços de energia elétrica e ampliação do limite de 30 MW para 35 MW para uso da rede;
3. Cenário C – referente à indicação de pelo menos 10 usinas cogeneradoras vocacionadas, estabelecendo-se um ordenamento dos municípios candidatos com maior potencial de investimento e;
4. Cenário D – referente à consideração de parâmetros médios de produção, custos de investimento, demanda e tecnologia de produção de etanol celulósico.

Para o Cenário D, considerou-se os parâmetros apresentados por Milanez et. al. (2015) para os cenários 4 e 7 (tecnologias de segunda geração no curto prazo – 2016-20), 5B e 8B (tecnologias de segunda geração no médio prazo – 2021-2025). Quanto à oferta de biomassa, foi considerado um incremento de 15% para o horizonte temporal de médio prazo, uma vez que a produção canvieira tende a aumentar, bem como espera-se o estabelecimento comercial de outras biomassas como cana energia⁸, sorgo biomassa, gramíneas etc.

⁸ Cana energia refere-se a uma cultivar de cana-de-açúcar que apresenta maior teor de fibras e baixa concentração de açúcar. Apresenta-se como um material rústico que pode atingir produtividades médias de até 300 t/ha.

As adaptações no modelo e nos parâmetros variados para cada um dos cenários serão detalhados, também, no próximo capítulo de resultados.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

O capítulo de resultados será apresentado em dois principais tópicos vinculados a: 1. Resultados do mapeamento e 2. Resultados do modelo de alocação ótima de biomassa de cana-de-açúcar.

4.1 Resultados do mapeamento: mapas temáticos e indicadores setoriais

4.1.1 Disponibilidade de biomassa na região Centro-Sul: mapas temáticos setoriais

O conhecimento da localização das regiões de oferta e demanda por biomassa é essencial e primária para a identificação dos principais centros de influência no mercado de biomassa. A Figura 22 possibilita uma análise macro das principais mesorregiões fornecedoras de biomassa de cana-de-açúcar, bem como as com maior potencial energético (elétrica ou etanol celulósico) para localização de futuras instalações ou ampliação do parque existente.

A partir da Figura 22 verifica-se que as mesorregiões de Ribeirão Preto e São José do Rio Preto são as que apresentam maior capacidade de fornecimento de biomassa de cana-de-açúcar, vinculada diretamente à capacidade produtiva de tais regionais. Saindo do estado de São Paulo identifica-se as regionais do Triângulo Mineiro/Alto Parnaíba e Sul Goiano como as principais. Essa análise preliminar permite inferências quanto à identificação das usinas e municípios com maior incentivo a expansão de cogeração ou investimento em projetos de etanol celulósico. Tal análise fundamenta e baliza os resultados do modelo proposto, que serão apresentados *a posteriori*.

Outro mapa temático proposto no estudo diz respeito à identificação das mesorregiões com maior potencial de geração relativo ao nível tecnológico disponível, ou no presente trabalho, sua potência nominal (MW). A Figura 23 expõe a capacidade nominal instalada para geração de energia do setor sucroenergético nas mesorregiões da região Centro-Sul do Brasil, evidenciando em termos de localização a proximidade entre as distribuidoras, geradoras sucroenergéticas e linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional.

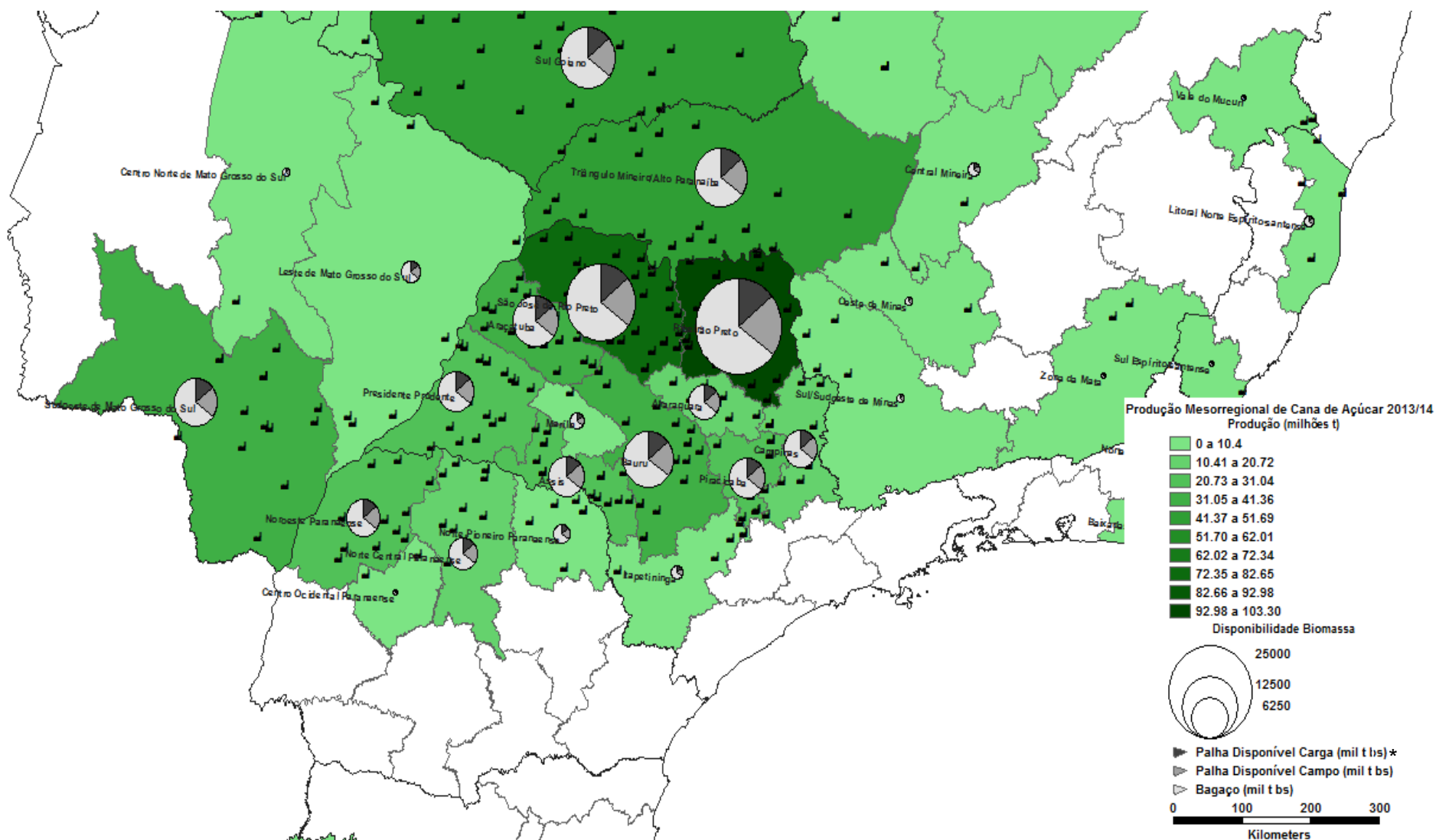


Figura 22 - Produção e disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar no Brasil, safra 2013/14
Fonte: Elaborada pela autora a partir de UNICA (2014), CTC (2104) e dados da pesquisa; *bs – base seca

A Figura 23, visualmente, reforça um dos principais benefícios da energia de biomassa de cana-de-açúcar, a proximidade dos centros consumidores. Tal característica mostra-se importante uma vez que a energia elétrica é um bem de complexa classificação, podendo inclusive ser analisada como um bem público - a maior parte das firmas não tem intenção de realizar a atividade de geração; ou como um bem privado – o consumo de um agente restringe a demanda do outro; ou como um bem não estocável – necessidade de perfeita integração, coordenação e equilíbrio das forças de oferta e demanda, uma vez que o armazenamento de energia é complexo; ou não podendo ser classificada como *commodity* pois trata-se de um produto não comercial em escala internacional, apesar de ser um bem homogêneo.

Nesse sentido, o fato da proximidade entre os centros fornecedores de energia e centros consumidores implica um menor custo relativo de transmissão de energia à rede, maior controle da logística de fornecimento e equilíbrio da oferta de demanda por energia. Além disso, apesar de a energia não ser um bem estocável, a energia elétrica a partir de biomassa de cana possui uma matéria-prima armazenável que pode ser flexivelmente manejada ao longo de todo ano, dando maior autonomia energética a essa solução.

As regiões de maior capacidade nominal instalada localizam-se nas mesmas regionais identificadas na Figura 22. Esse resultado era esperado, uma vez que em tais mesorregiões verifica-se maior concentração de usinas de cana-de-açúcar. As usinas coloridas em amarelo referem-se às unidades cuja capacidade instalada, em teoria, garantiria exportação de energia elétrica ao sistema.

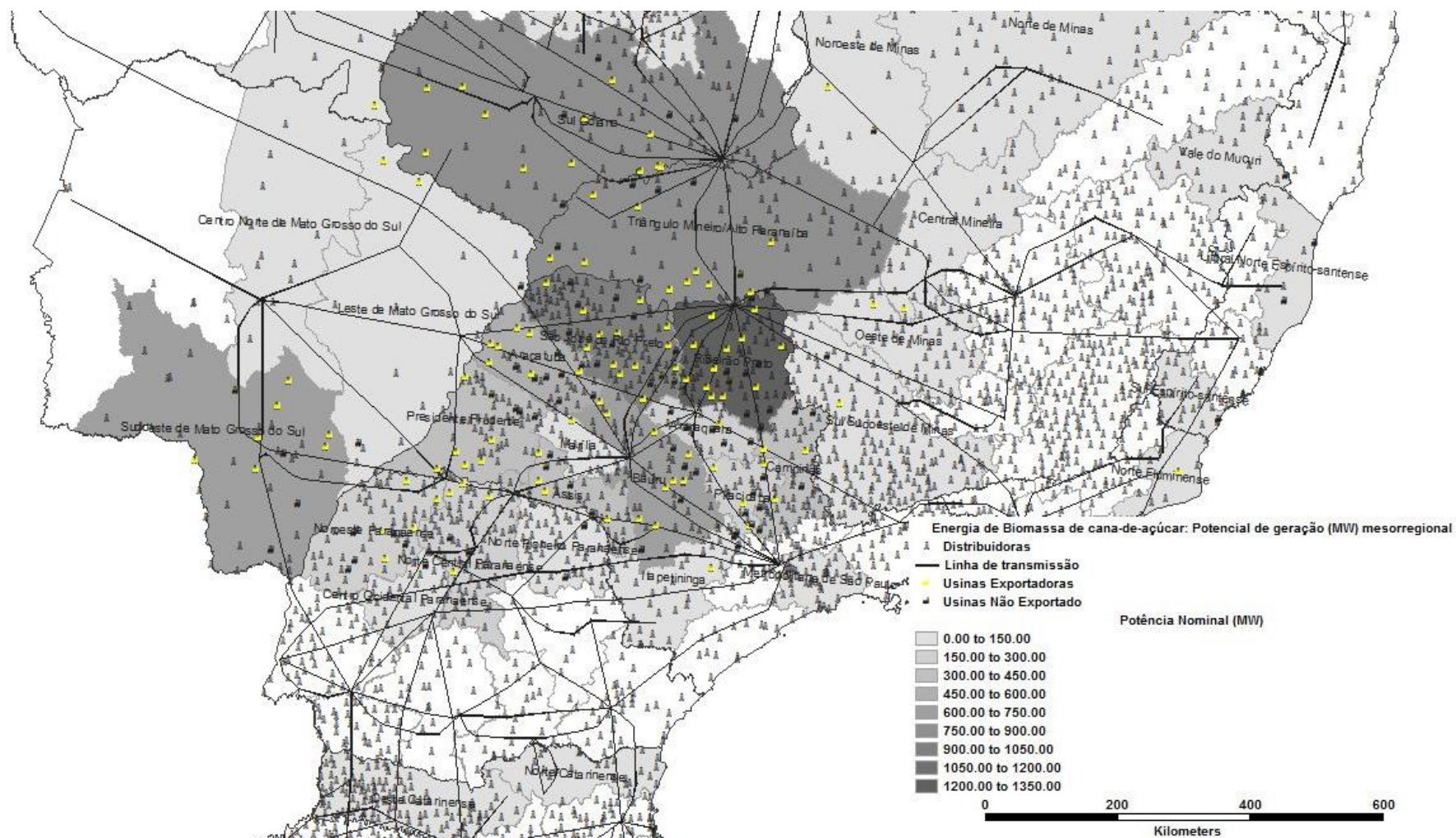


Figura 23 - Setor sucroenergético: capacidade nominal de geração de energia elétrica nas mesorregiões do Centro-Sul do Brasil
 Fonte: Elaborada pela autora a partir de ANEEL (2014) e dados da pesquisa

Por fim, como terceiro mapa temático proposto no estudo, a Figura 24 indica, em termos médios, o consumo e potencial de exportação de energia nas mesorregiões do Centro Sul do Brasil. Esses indicadores foram gerados a partir da média mesorregional obtida na pesquisa, sendo que para as mesorregiões sem amostragem, foram utilizados indicadores médios nacionais. O detalhamento de tais informações será discutido adiante.

A partir da Figura 24 é possível observar que as regiões denominadas como de expansão da cultura da cana-de-açúcar (ou Centro-Oeste brasileiro), demonstram maior potencial de exportação de energia, uma vez que são compostas por unidades produtivas relativamente mais novas que as da região tradicional e apresentam tecnologia industrial mais produtiva em termos energéticos. Os próximos subitens de resultados do mapeamento irão explorar tais indicadores mesorregionais.

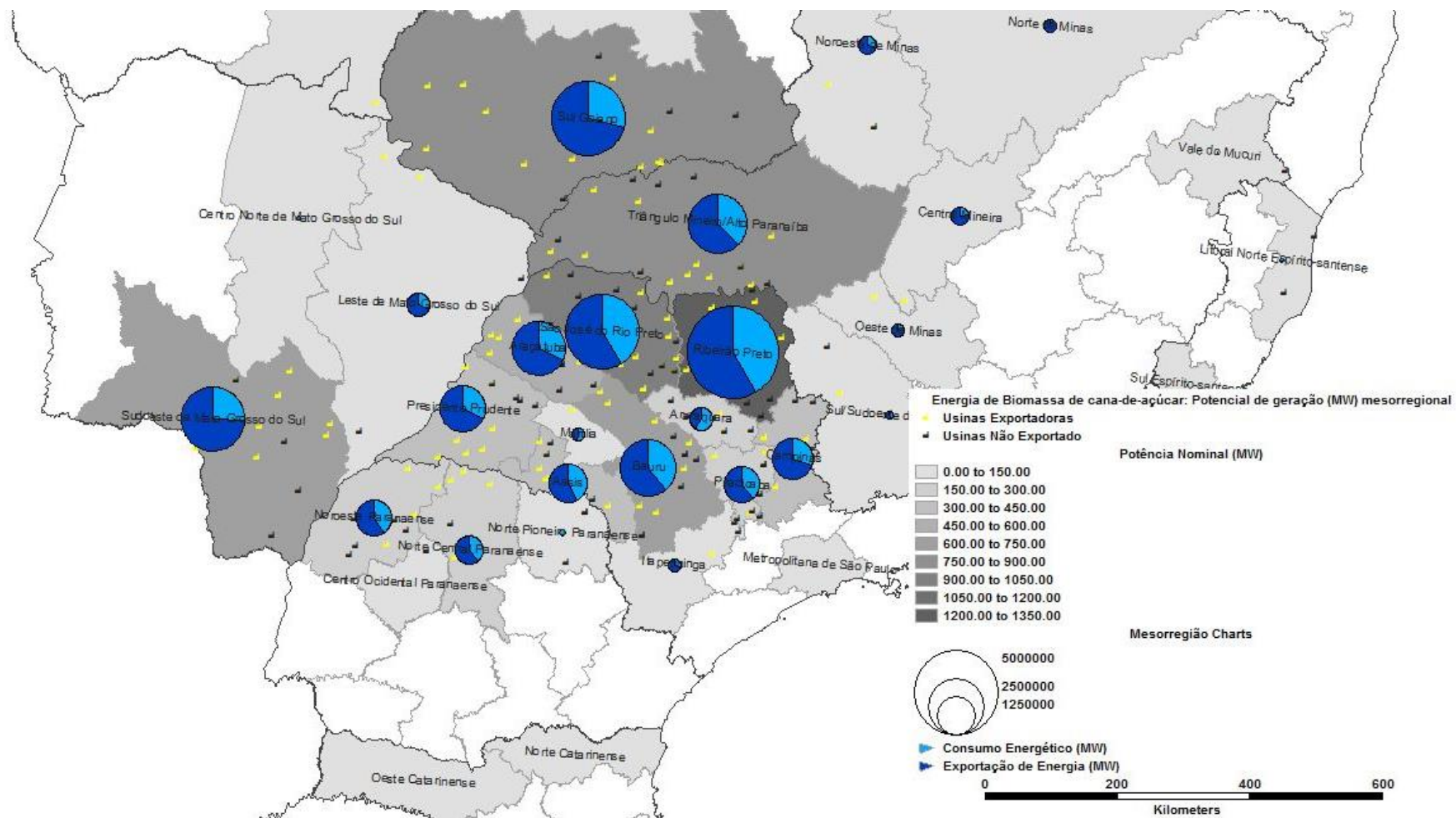


Figura 24 - Setor sucroenergético: consumo e exportação de energia médios nas mesorregiões do Centro-Sul do Brasil
 Fonte: Elaborada pela autora a partir de ANELL (2014) e dados da pesquisa

4.1.2 Disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar na região Centro-Sul: indicadores agronômicos

Os indicadores agronômicos abordados nesse estudo referem-se às variáveis que interferem na disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar ao longo do ano-safra das usinas. Para isso, foram levantadas informações como duração da safra, percentual de impurezas vegetais - diretamente ligado à quantidade de palha solta trazida na carga e disponível ao sistema - percentual de impurezas minerais, moagem, área cultivada e produtividade agrícola. Nesse sentido, pode-se considerar que para a amostra obtida na pesquisa, uma usina média típica no Brasil apresentaria os indicadores agronômicos apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 - Indicadores agronômicos médios na região Centro-Sul do Brasil

Variáveis	Indicadores Médios
Dias de Safra (dias)	246
Moagem Média (t)	2.930.113
Área Colhida (ha)	35.714
Produtividade Média (t/ha)	83
Cana Crua (%)	88%
Cana Queimada (%)	12%
Impureza Vegetal (%)	8,1%
Impureza Mineral (%)	1,3%
Estimativa Bagaço Disponível (t)*	732.528
Estimativa Palha Disponível (t)**	256.385

Fonte: Elaborado pela autora a partir dos resultados da pesquisa

* Bagaço a 50% de umidade. ** Palha a 15% umidade, aproveitamento de 50%

Mesorregionalmente, os mesmos indicadores médios podem ser visualizados na Tabela 9.

Deve-se ressaltar que estes indicadores, tanto nacionais quanto mesorregionais, consistem em uma média disponibilizada por usina, podendo, em nível operacional da unidade, apresentar grande variação de acordo com o ambiente de produção dos talhões, variedade de cana-de-açúcar, número de corte etc. De modo geral, verifica-se que a configuração de uma usina típica média entre as mesorregiões é bastante distinta. A diferença entre as mesorregiões com períodos de safra mais longos e curtos é de 18 dias e os maiores níveis de moagem médio se dão nas mesorregiões de Ribeirão Preto, São José do Rio Preto e Sul Goiano. No que se diz respeito à colheita de cana mecanizadamente, exceto para as

mesorregionais Central Mineira, Piracicaba e Campinas, os indicadores ficaram acima de 80% de colheita de cana crua (Tabela 9).

Tabela 9 - Indicadores agronômicos médios mesorregionais

Mesorregiões da pesquisa	Dias Safra	Moagem cana (t)	Área Colhida (ha)	Cana Crua	Cana Queimada	IV ¹	IM ²
Araçatuba	243	2.193.500	26.777	94%	6%	6,87%	1,34%
Araraquara	248	2.596.367	28.603	96%	4%	8,82%	1,45%
Assis	257	2.879.705	37.856	82%	18%	6,35%	1,24%
Bauru	249	2.877.456	37.419	91%	9%	8,22%	1,49%
Campinas	249	2.220.715	31.952	79%	21%	7,07%	1,44%
Central Mineira	255	2.044.514	28.715	72%	28%	8,74%	0,99%
Noroeste de Minas	239	2.471.290	26.000	100%	0%	11,40%	1,00%
Piracicaba	241	2.247.764	27.191	76%	24%	10,00%	1,90%
Presidente Prudente	253	3.279.495	47.479	83%	17%	8,17%	2,24%
Ribeirão Preto	244	3.872.902	41.728	86%	14%	7,16%	1,11%
São José do Rio Preto	249	3.430.089	40.850	87%	13%	11,34%	1,62%
Sudeste MT	240	2.537.013	35.328	94%	6%	11,00%	2,00%
Sudoeste de MS	246	2.858.810	43.240	93%	7%	8,64%	1,24%
Sul Goiano	250	3.526.618	42.584	99%	1%	8,57%	0,76%
Triângulo Mineiro	239	2.413.435	28.450	93%	7%	7,25%	0,93%

Fonte: Elaborado pela autora a partir dos resultados da pesquisa

¹ Impureza Vegetal (%), ² Impureza Mineral (%)

Outro indicador interessante refere-se às impurezas minerais, cuja amplitude varia em torno de 1,48% entre as mesorregionais amostradas. Uma vez que esta causa, de modo geral e dentre outros fatores, diminuição da queima de sólidos suspensos, aumento da formação de cinzas nas caldeiras e maior frequência de manutenção dos equipamentos de cogeração, esse indicador deve ser minimizado nas unidades.

Já as impurezas vegetais, encontradas na carga de cana-de-açúcar, essas indicam aporte direto de palha no sistema de processamento da usina. A quantidade de impureza vegetal muitas vezes pode ser estratégica à usina, dependendo da necessidade de biomassa, da quantidade de área própria, de legislações de transporte ou mesmo do raio de recolhimento.

Nesse sentido, cabe-se destacar que a rota de recolhimento de palha solta implica, de modo geral, o carregamento de maior quantidade de palha junto à massa de cana-de-açúcar retirada em sua operação de colheita. A fim de trazer maior quantidade de impurezas vegetais junto à carga, a velocidade dos extratores das

colhedoras de cana é modificada ou desligada, fazendo com que a palha, ou a impureza vegetal, não seja separada da matéria-prima em colheita. De modo geral, a fase industrial, quando existente, para essa rota de recolhimento de palha, consiste no investimento denominado como sistema de limpeza a seco, no qual ocorre a separação da massa de palha da massa de cana por meio de um conjunto de ventiladores. A massa de cana segue para seu destino final que é a moenda, dando continuidade à fabricação de açúcar e etanol. A massa separada de palha aloca-se em uma câmara de despressurização da estrutura do sistema de limpeza e posteriormente é incorporada à massa de bagaço de cana-de-açúcar que seguirá para a caldeira.

Os sistemas de limpeza a seco surgiram, especialmente, após o vigor da lei nº 11.241 de proibição da queimada de cana-de-açúcar. Nesse sentido, a necessidade da mecanização da colheita cultura implicou o surgimento de uma nova matéria-prima à usina: cana picada e crua em contrapartida aos colmos inteiros e sem impurezas vegetais (cana queimada). Os sistemas de limpeza anteriores à legislação tinham como característica o uso de água para limpeza da matéria-prima como processo antecedente à moagem da cana-de-açúcar. Com a nova matéria-prima, segmentada, o uso de água implica a perda considerável de açúcar, elegendo os sistemas de limpeza de cana a seco como a tecnologia mais adequada ao novo contexto do setor. A Figura 25 apresenta um sistema de limpeza a seco instalado em uma das usinas da região Centro-Sul do Brasil.



Figura 25 - Sistema de limpeza a seco
Fonte: CTC (2014)

Além da palha solta, o estudo buscou a quantificação do potencial de fornecimento de biomassa de cana-de-açúcar mesorregional, o qual pode ser verificado na Tabela 10 para uma usina média.

Tabela 10 - Indicadores agrônômicos médios mesorregionais: disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar para uma usina média

Mesorregiões	Disponibilidade Bagaço (t)	Disponibilidade Palha Solta (t)	Disponibilidade Palha Enfardada (t)
Araçatuba	548.375	76.773	115.159
Araraquara	649.092	90.873	136.309
Assis	719.926	100.790	151.185
Bauru	719.364	100.711	151.066
Campinas	555.179	77.725	116.588
Central Mineira	511.128	71.558	107.337
Noroeste de Minas	617.823	86.495	129.743
Piracicaba	561.941	78.672	118.008
Presidente Prudente	819.874	114.782	172.173
Ribeirão Preto	968.225	135.552	203.327
São José do Rio Preto	857.522	120.053	180.080
Sudeste MT	634.253	88.795	133.193
Sudoeste de MS	714.703	100.058	150.088
Sul Goiano	881.654	123.432	185.147
Triângulo Mineiro	603.359	84.470	126.705

Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados da pesquisa

Conforme supracitado, o indicador de impureza vegetal remete-se à palha de cana-de-açúcar que diretamente entra no sistema industrial a partir da colheita mecanizada da cana. Após a colheita, ficam no campo cerca de 75% da palha presente na cana-de-açúcar. O recolhimento dessa palha se dá por uma nova operação de colheita, cujo processo mais comum é o enfardamento.

Nesse sentido, diferentemente da rota de recuperação de palha solta, na qual a matéria-prima é recolhida nos transbordos juntamente à massa de cana-de-açúcar colhida, o enfardamento consiste numa série de operações agrícolas visando a retirada de parte da palha remanescente no campo, após a colheita de cana. Com isso, o processo para obtenção de 1 tonelada de palha enfardada mostra-se mais complexo, exigindo sincronismo e integração de operações semelhantemente à colheita de cana-de-açúcar.

Para o enfardamento, as principais operações agrícolas referem-se a: 1. Aleiramento da palha seca (as operações do enfardamento iniciam-se após 7 dias

da colheita da cana); 2. Enfardamento; 3. Transporte Interno dos fardos até o carreador; 4. Carregamento dos fardos e; 5. Transporte Rodoviário dos Fardos. A Figura 26 identifica parte do processo supracitado.



Figura 26 - Sistema de enfardamento de palha de cana-de-açúcar
 Fonte: Pierossi e Fagundes (2014), 1. Aleiramento; 2. Enfardamento; 3. Fardos dispostos no campo para transporte ao carreador e; 4. Transporte rodoviário de fardos

Industrialmente, o processamento de fardos deve considerar um sistema que proporcione a adequada recepção dos fardos na usina, a remoção dos barbantes, desenfardamento, limpeza de impurezas minerais, trituração da palha e direcionamento às esteiras orientadas às caldeiras da usina.

A adoção de uma ou mais rotas de recolhimento de palha dependerá de alguns fatores como raio de recolhimento médio, disponibilidade industrial, proporção de área de cana própria e fornecedores e da estratégia da usina.

No que se diz respeito à pesquisa, para ambas rotas de recolhimento de palha citadas, apenas 17 usinas responderam que apresentam estrutura industrial específica para o processamento de palha de cana-de-açúcar, representando 22% da amostra total. Dessa categoria, 13 usinas utilizam a rota de aproveitamento da palha de forma solta (cuja limpeza ocorre por meio dos sistemas de limpeza a seco), 3 usinas utilizam a rota do enfardamento e 1 usina apresenta um sistema híbrido com a integração das rotas. Esse resultado evidencia, para esse estudo, que as tecnologias de recolhimento e processamento de palha ainda devem ser

internalizadas de forma mais efetiva pelas usinas no curto e médio prazo, suavizando as curvas de aprendizagem inerentes a esse processo e aumentando a competitividade da palha na cadeia de valor do setor sucroenergético.

4.1.3 Disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar na região Centro-Sul: indicadores tecnológicos

No que se diz respeito aos indicadores tecnológicos de cogeração de energia de biomassa de cana-de-açúcar na região Centro-Sul, foram amostradas 222 caldeiras e 221 turbogeradores. Além disso, obteve-se o consumo de energia médio e energia exportada média no Brasil e nas mesorregionais contempladas no estudo. As Figuras 27, 28 e 29 ilustram tais indicadores nacionais.

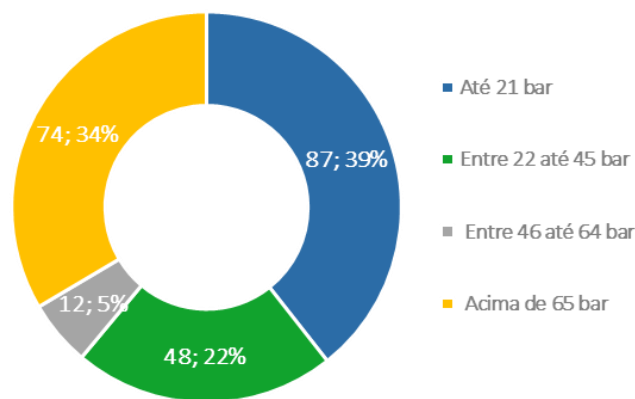


Figura 27 - Setor sucroenergético: tecnologia de caldeira e capacidade de geração de pressão de vapor (bar)

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados da pesquisa.

A partir da Figura 27 nota-se que a participação das caldeiras de alta pressão tem aumentado nos últimos anos, reflexo do investimento das unidades produtivas na segurança energética e possibilidade de receitas adicionais com a venda de energia elétrica. Apesar disso, ainda se verifica grande quantidade de caldeiras com baixa pressão de vapor (38% da amostra), com geração ínfima de vapor a ser utilizada para exportação de energia elétrica.

Em relação à tecnologia de turbogeração, a Figura 28 mostra a dispersão dos tipos de turbogeradores levantados na pesquisa.

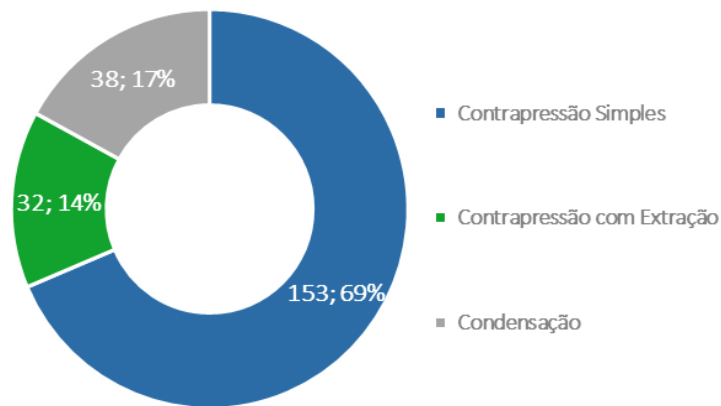


Figura 28 - Setor sucroenergético: tecnologia de turbogeração

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados da pesquisa

Conforme já descrito na revisão de literatura, as tecnologias de turbogeração à condensação proporcionam menor consumo energético do sistema produtivo e melhor aproveitamento de vapor para geração de energia na entressafra, possibilitando, com isso, maior exportação média à rede elétrica. Entretanto, a tecnologia de contrapressão simples (69%) foi a predominante na amostragem.

Apesar desse indicador mostrar baixa evolução tecnológica no que se diz respeito ao tipo de turbogeração, tal tecnologia não é restritiva a ponto de prejudicar o potencial exportador de energia de uma unidade padrão.

Quanto ao consumo e exportação de energia, a Figura 29 ilustra os indicadores médios para a região Centro-Sul.

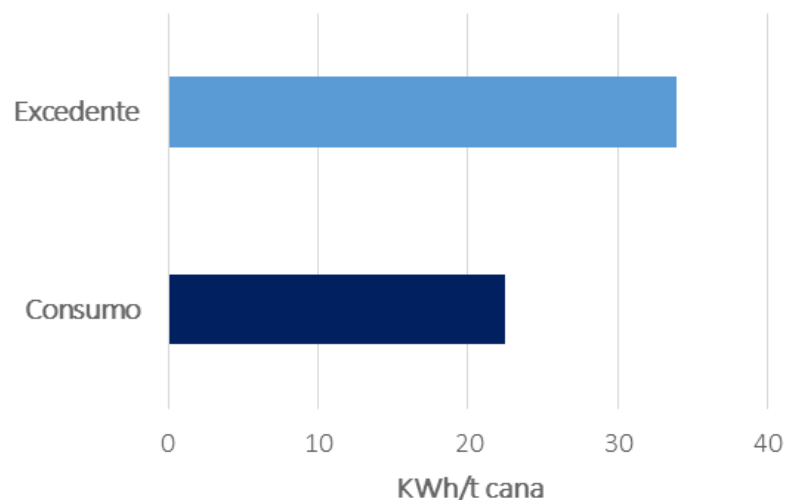


Figura 29 - Setor sucroenergético: consumo e geração de energia médios

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados da pesquisa

Os mesmos indicadores anteriormente apresentados para a região Centro-Sul do Brasil podem ser verificados, em nível mesorregional, nas Tabelas 11, 12 e 13.

A partir dos resultados verificados na Tabela 11, nota-se que as mesorregionais localizadas nas regiões denominadas como áreas de expansão (MS, MT, GO e MG) apresentaram maior nível tecnológico para o parâmetro de caldeiras, evidenciando maior produção média de vapor e potencial de exportação de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Tabela 11 - Indicadores tecnológicos médios mesorregionais – caldeiras

Mesorregiões da pesquisa	Até 21 bar	22 a 45 bar	46 a 64 bar	Acima de 65 bar
Araçatuba	31%	13%	0%	56%
Araraquara	76%	6%	0%	18%
Assis	18%	53%	12%	18%
Bauru	56%	19%	0%	25%
Campinas	55%	0%	0%	45%
Central Mineira	0%	0%	0%	100%
Noroeste de Minas	0%	0%	0%	100%
Piracicaba	64%	0%	7%	29%
Presidente Prudente	0%	0%	0%	100%
Ribeirão Preto	41%	29%	12%	19%
São José do Rio Preto	36%	23%	9%	32%
Sudeste MT	0%	0%	0%	100%
Sudoeste de MS	0%	0%	0%	100%
Sul Goiano	0%	0%	0%	100%
Triângulo Mineiro	11%	89%	0%	0%

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados da pesquisa

Para as usinas localizadas nas mesorregiões do estado de São Paulo, verifica-se maior incidência de caldeiras com baixa pressão de vapor. A tendência supracitada nesse resultado não surpreende, uma vez que as usinas na área de expansão são mais novas, construídas em um contexto setorial favorável (com a presença da bioeletricidade) e com maiores níveis de investimento relativo.

Já a Tabela 12 classifica as mesorregiões amostradas de acordo com o tipo de tecnologia de turbogeração. Diferentemente do que foi verificado para as caldeiras, o nível tecnológico predominante é o de turbogeradores do tipo de contrapressão simples, os quais, de modo geral, tendem a apresentar menor rendimento em termos de conversão da energia mecânica em elétrica.

Conforme já citado no indicador nacional para essa variável, verifica-se a adoção mais lenta pelos turbogeradores de condensação, os quais têm como principal vantagem o menor consumo energético de vapor, proporcionando a geração de energia no período de entressafra. Para as unidades que adotam essa estratégia, a reserva de biomassa, seja bagaço armazenado ou palha enfardada, deve ser planejada.

Tabela 12 - Indicadores tecnológicos médios mesorregionais – turbogeradores

Mesorregiões da Pesquisa	Contrapressão Simples	Contrapressão com Extração	Condensação
Araçatuba	71%	6%	24%
Araraquara	91%	0%	9%
Assis	53%	33%	13%
Bauru	65%	10%	26%
Campinas	71%	7%	21%
Central Mineira	33%	33%	33%
Noroeste de Minas	67%	0%	33%
Piracicaba	56%	31%	13%
Presidente Prudente	0%	67%	33%
Ribeirão Preto	75%	10%	15%
São José do Rio Preto	80%	10%	10%
Sudeste MT	50%	50%	0%
Sudoeste de MS	60%	20%	20%
Sul Goiano	55%	27%	18%
Triângulo Mineiro	100%	0%	0%

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados da pesquisa

Por fim, a Tabela 13 destaca os indicadores de potência instalada média, consumo e excedente potencial de energia nas mesorregiões. De modo análogo ao verificado na Tabela 11, a Tabela 13 reforça o maior potencial de cogeração de energia elétrica verificado nas mesorregiões localizadas na área de expansão do cultivo de cana-de-açúcar no Brasil. Nesse sentido, as mesorregiões com maior produção de excedente de energia elétrica são Sudeste do Mato Grosso, Sul Goiano e Noroeste de Minas.

Pontualmente, nota-se que para as regiões do Sul Goiano e do Sudoeste do Mato Grosso do Sul, os parâmetros de caldeira, capacidade instalada e tecnologia de turbogeração são semelhantes; no entanto, o excedente energético dessa segunda regional é menor. Tal resultado é verificado em virtude de uma das usinas da amostra para a regional do Sudeste do Mato Grosso apresentar capacidade

ociosa tecnológica ou limitadores de biomassa que impedem a máxima produção energética da unidade.

Tabela 13 - Indicadores tecnológicos médios mesorregionais – potência nominal, consumo e exportação de energia elétrica

Mesorregiões da Pesquisa	Potência Média (MW)	Consumo de Energia (KWh/t)	Excedente de Energia (KWh/t)
Araçatuba	21	24,58	42,15
Araraquara	11	17,38	17,84
Assis	16	18,80	24,92
Bauru	15	19,57	18,26
Campinas	13	23,05	36,51
Central Mineira	28	33,62	30,58
Noroeste de Minas	30	30,00	69,60
Piracicaba	13	16,28	23,53
Presidente Prudente	54	19,16	51,96
Ribeirão Preto	17	20,52	28,99
São José do Rio Preto	22	25,76	35,75
Sudeste MT	37	32,00	71,74
Sudoeste de MS	38	31,53	48,10
Sul Goiano	38	30,61	70,72
Triângulo Mineiro	15	19,41	27,16

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados da pesquisa

4.1.4 Disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar na região Centro-Sul: indicadores de mercado

Finalizando as análises relativas ao levantamento primário e secundário do mercado potencial de aproveitamento de biomassa de cana-de-açúcar, apresentam-se os indicadores mercadológicos. Tais indicadores referem-se à energia média exportada no Sistema Interligado Nacional, aos preços recebidos pela energia em leilões e no mercado livre – bem como à proporção de venda em ambos mercados - preços pagos para aquisição de bagaço (custo de oportunidade da biomassa), geração de energia na entressafra e restrição quanto ao limite de 30 MW para obtenção de desconto para uso da rede. Nesse grupo de indicadores, são apresentados somente os valores médios nacionais referentes à região Centro-Sul em virtude de falhas de preenchimento da amostragem entre as mesorregiões (a informação de preços, por muitas unidades, foi considerada sensível e não disponibilizada na pesquisa).

Nesse contexto, por meio da Tabela 14, pode-se verificar os indicadores médios de mercado para região Centro-Sul do Brasil.

Tabela 14 - Indicadores de mercado – potência nominal, consumo e exportação de energia elétrica

Variável	Indicadores Médios Brasil	Amostragem
Exportação de Energia (MWh/safra)	140.879	58
Participação Leilão (%)	53,45%	31
Preço Leilão (R\$/MW)	191,49	31
Participação Mercado Livre (%)	46,55%	27
Preço Mercado Livre (R\$/MW)	230,64	18
Preço Bagaço (R\$/t)	R\$ 75,41	17

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados da pesquisa

Para o indicador qualitativo referente à geração de energia na entressafra, das 77 usinas amostradas, 75%, ou 58 usinas, exportaram energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional na safra 2013/14. Quanto à possibilidade de geração de energia no período de entressafra, 71% das usinas exportadoras de energia indicaram essa tendência (Figura 30).

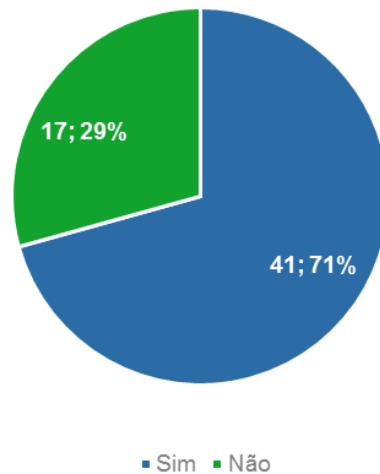


Figura 30 - Setor sucroenergético: geração de energia na entressafra de cana-de-açúcar

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados da pesquisa

Já o indicador relativo à limitação de exportação de energia pelas unidades em virtude da restrição de 30 MW máximos exportados para obtenção de desconto na TUSD, 43% das unidades exportadoras da amostra indicaram tal limite, o que

implica uma exportação de energia à rede aquém à capacidade de geração. A Figura 31 ilustra tal indicador.

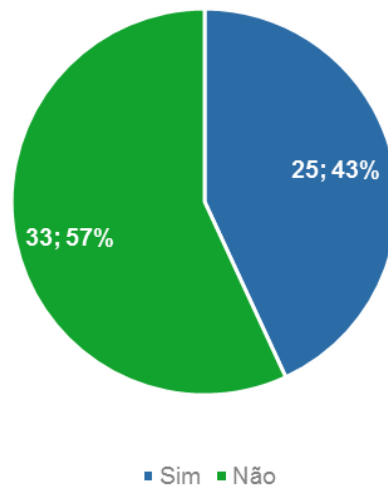


Figura 31 - Restrição na exportação de energia de biomassa de cana-de-açúcar pela limitação da rede

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados da pesquisa

4.2 Modelo de alocação e localização ótima de unidades processadoras de biomassa de cana-de-açúcar

Finalizando o presente capítulo, esse subitem apresenta os resultados do modelo para os diferentes cenários avaliados. As análises que são feitas sob a ótica da maximização do lucro do sistema sucroenergético se referem às composições ótimas dos fluxos de biomassa de cana-de-açúcar nas mesorregiões do Centro-Sul do Brasil e à identificação de localidades com potencial de expansão da capacidade de cogeração e/ou investimento em unidades vocacionadas *stand alone* em cada mesorregião.

Tais resultados foram obtidos a partir do desenvolvimento de um modelo matemático de programação linear inteira mista, sendo este processado por meio do software *GAMS (General Algebraic Modeling System)* versão 22.5, com o solver *CPLEX 10.2.0*, por meio do servidor *ESALQ-LOG, Windows Server*, sistema operacional *Intel® Core™i5 – 2310* com memória RAM de 8,00 Gb. Para todos os cenários, bem como para suas variações, obteve-se a solução ótima. Os resultados gerados na íntegra para os cenários analisados podem ser acessados no Anexo D.

Já a programação computacional anteriormente citada, referente ao Cenário A pode ser consultada no Anexo E.

4.2.1 Cenário A

Os principais resultados obtidos a partir dos parâmetros considerados no Cenário A identificaram a alocação ótima de aproximadamente 135 milhões de toneladas de bagaço, 20,5 milhões de toneladas de palha solta e 5,5 milhões de toneladas de palha enfardada. Tais números representaram a utilização de cerca de 91%, 98% e 17% da oferta das respectivas biomassas na safra 2013/14 (Tabela 15).

Em relação à exportação de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional, o resultado da modelagem, considerando a maximização do lucro do sistema, registrou geração de aproximadamente 40 mil GWh para as características da safra 2013/14. Em termos médios, tal geração equivale a uma potência de 4.500 MW, suficientes para atender à demanda de aproximadamente 17 milhões de residências (considerando-se consumo médio de 200 KWh/mês).

Tabela 15 - Cenário A: resultados do modelo para a condição de autofornecimento mesorregional

Mesorregional	Alocação Bagaço (t)	Alocação Palha Carga (t)	Alocação Palha Fardos (t)	Energia Produzida (MWh)
Araçatuba	8.019.111	1.201.749	-	2.124.167
Araraquara	3.018.683	582.447	47.783	663.571
Assis	5.420.823	810.549	453.249	1.789.447
Baixadas	36.909	6.720	-	8.677
Bauru	9.257.127	1.425.162	509.480	2.678.565
Campinas	4.282.780	658.726	-	1.074.573
Central Mineira	725.812	110.421	108.445	267.833
Centro Goiano	2.490.065	411.228	198.552	749.712
Centro Norte de MS	320.153	58.286	-	75.267
Centro Ocidental PR	162.974	29.110	-	35.047
Itapetininga	681.004	111.110	58.087	204.942
Leste de MS	1.822.138	286.057	155.028	567.468
Leste Goiano	74.118	13.494	-	17.425
Litoral Norte ES	534.780	97.051	-	123.923
Marília	1.205.144	172.583	-	325.911
Noroeste de Minas	1.297.623	174.547	178.720	545.466
Noroeste PR	4.664.049	717.902	440.910	1.508.599
Noroeste RS	14.079	2.563	-	3.310
Norte Central PR	3.242.520	499.237	252.549	1.013.699
Norte de Minas	155.965	21.835	32.753	66.022
Norte Fluminense	384.818	63.547	32.516	119.613
Norte Goiano	65.527	11.930	-	15.405
Norte MT	786.729	141.656	-	175.782
Norte Pioneiro PR	1.062.570	191.157	-	236.446
Oeste de Minas	303.209	42.449	63.674	128.353
Piracicaba	4.474.415	757.568	-	1.033.476
Presidente Prudente	6.001.114	823.630	916.642	2.605.557
Ribeirão Preto	23.380.277	3.555.462	-	6.034.836
São José do Rio Preto	16.583.790	2.552.697	-	4.293.571
Sudeste MT	839.757	113.265	-	262.124
Sudoeste de MS	7.822.691	1.080.734	-	2.460.482
Sudoeste MT	2.067.652	326.525	56.666	571.956
Sul ES	169.911	30.349	-	36.539
Sul Goiano	11.959.922	1.659.046	1.703.048	5.108.087
Sul/Sudoeste de Minas	430.553	66.713	52.573	146.841
Triângulo Mineiro	10.496.523	1.567.355	-	2.844.160
Vale do Mucuri	194.766	34.789	-	41.883
Zona da Mata	189.902	34.573	-	44.646
Total	134.639.982	20.444.224	5.260.673	40.003.381

Fonte: Elaborado pela autora a partir de resultados da pesquisa

Ainda para o Cenário A, identificou-se a expansão da capacidade de cogeração de energia em apenas 1 unidade, localizada na mesorregião de Araraquara, cuja alocação de biomassa e produção adicional de energia elétrica pode ser verificada na Tabela 16.

Tabela 16 - Cenário A: resultados do modelo para mesorregião candidata a expansão de geração de energia

Mesorregional	Alocação Bagaço (t)	Alocação Palha Enfardada (t)	Geração Estimada de Energia (MWh)	Unidades em Expansão
Araraquara	357.254	175.740	252.000	1

Fonte: Elaborado pela autora a partir de resultados da pesquisa

Considerando a relação de 8 usinas em Araraquara e a composição de fluxos ótima para o restante do Centro-Sul, entende-se que essa mesorregião foi selecionada em virtude de sua composição de fluxos de biomassa específica mostrar um dos menores níveis utilização, 72% do bagaço total disponível, evidenciando um excedente de 28%. Além disso, essa regional apresenta uma distância média até os linhões de energia de 8,3 km, três vezes menor que a média no Brasil.

Quanto à possibilidade de investimento em unidades *stand alone*, para esse contexto analítico não foram selecionados municípios considerados potenciais. Esse resultado é justificado em virtude dos elevados custos de aquisição de biomassa de cana, os quais, em caso de auto fornecimento ou de expansão, são consideravelmente menores, uma vez que são produzidos no próprio processo.

De modo geral e como síntese dos principais resultados obtidos no Cenário A, deve-se destacar que estes mostram-se coerentes à realidade quanto ao uso das biomassas disponíveis no sistema. O bagaço de cana-de-açúcar e palha acompanhada da carga de cana colhida mecanicamente são utilizados praticamente integralmente no autoconsumo das unidades, em virtude dos menores custos de aquisição e das demandas de energia térmica e elétrica para o pleno funcionamento do *core business* do setor: a produção de açúcar e etanol. Em relação à palha, a oferta disponível foi utilizada em patamares inferiores a 20% do total, evidenciando um grande potencial energético ainda presente nas lavouras de cana-de-açúcar.

Quanto aos resultados de produção de energia elétrica registrados no sistema, estes devem ser vistos com cautela, uma vez que, apesar de parcial e ponderadamente considerado, o nível tecnológico do parque cogedor nacional é bastante variável.

Relativamente à identificação de eventuais oportunidades de expansão do parque cogedor, por meio de unidades anexas ou usinas termelétricas vocacionadas, verificou-se ínfima atratividade aos níveis de preços de energia e custos de biomassa levantados para a safra 2013/14 e considerados no Cenário A.

4.2.2 Cenário B

O ano de 2014, no que se diz respeito à intensidade pluviométrica, mostrou-se bastante atípico ao histórico de chuvas nacional. Uma vez que a matriz energética brasileira é predominantemente hídrica, tal fato afetou consideravelmente a oferta de energia aos centros consumidores. Essa insegurança energética culminou em elevação dos preços médios de energia elétrica no mercado livre, incentivando a indústria canavieira na ampliação de exportação de energia na safra 2014/15.

Nesse contexto, para o Cenário B considerou-se alterações nos parâmetros de preço da energia elétrica e aumento do limite de exportação à rede elétrica (Tabela 17). As modificações na modelagem ocorreram somente no banco de dados utilizado, deixando a programação computacional equivalente à abordada para o Cenário A. O banco de dados para o Cenário B encontra-se no Anexo F.

Tabela 17 - Cenário B - Preço de energia elétrica e limite de exportação de energia a rede

Parâmetros	Valores
Preços Energia Elétrica	R\$ 400,00/MWh
Limite de Exportação a Rede	35 MW

Fonte: Elaborado pela autora a partir de premissas adotadas na pesquisa

A composição do preço de energia nesse cenário se deu a partir de uma ponderação hipotética de exportação de energia no mercado regulado em 70%, a valores de R\$ 220,00/MWh e participação de 30% no mercado livre a R\$ 820,00/MWh - próximo ao valor teto computado na safra 2014/15, cuja competitividade na venda de bioeletricidade de cana-de-açúcar foi bastante positiva.

Como resultados para o Cenário B, verifica-se, por meio da Tabela 18, melhor aproveitamento da biomassa disponível, no comparativo ao Cenário A. Nesse sentido, a demanda por bagaço na condição de autofornecimento as usinas foi de 87% em relação à oferta. Já o consumo de palha mostrou considerável crescimento no comparativo ao Cenário anterior, especialmente a palha enfardada (53% do total ofertado disponível) e ao aparecimento de volumes de palha solta adicional (representatividade de 55% do total disponível) na maioria das mesorregionais.

A exportação de energia no Cenário B foi de aproximadamente 8 mil GWh superior, uma vez que maior quantidade de biomassa foi alocada no sistema, haja vista as condições favoráveis de preços de energia e incentivos à exportação de energia elétrica à rede. Qualitativamente, a quantidade adicional de energia exportada potencial entre os cenários A e B representaria o abastecimento de aproximadamente uma cidade de 1 milhão de habitantes.

Tabela 18 - Cenário B: resultados do modelo para a condição de autofornecimento mesorregional

Mesorregional	Alocação Bagaço (t)	Alocação Palha Solta (t)	Alocação Palha Carga (t)	Alocação Palha Fardos (t)	Energia Produzida (MWh)
Araçatuba	8.114.829	150.484	1.201.749	1.172.445	3.084.216
Araraquara	2.960.463	44.981	582.447	119.737	707.371
Assis	5.152.170	169.492	810.549	499.071	1.784.647
Baixadas	36.909	-	6.720	-	8.677
Bauru	8.083.127	227.414	1.425.162	1.179.726	2.778.117
Campinas	4.447.155	133.390	658.726	730.599	1.709.893
Central Mineira	788.720	23.135	110.421	165.631	343.463
Centro Goiano	2.578.296	17.633	411.228	240.728	822.489
Centro Norte de MS	320.153	-	58.286	-	75.267
Centro Ocidental PR	162.974	-	29.110	-	35.047
Itapetininga	780.353	12.392	111.110	58.087	249.884
Leste de MS	1.822.138	21.618	286.057	205.220	612.269
Leste Goiano	74.118	-	13.494	-	17.425
Litoral Norte ES	516.728	14.659	97.051	1.503	123.837
Marília	879.953	55.227	172.583	109.416	296.632
Noroeste de Minas	1.307.828	38.031	174.547	274.644	642.909
Noroeste Paranaense	4.599.417	42.084	717.902	454.972	1.510.181
Noroeste RS	14.079	-	2.563	-	3.310
Norte Central PR	3.122.294	87.529	499.237	312.221	1.044.406
Norte de Minas	155.965	6.987	21.835	32.753	68.917
Norte Fluminense	472.949	6.937	63.547	145.307	238.346
Norte Goiano	65.527	-	11.930	-	15.405
Norte MT	786.729	-	141.656	-	175.782
Norte Pioneiro PR	1.062.570	-	191.157	-	236.446
Oeste de Minas	347.149	13.584	42.449	82.078	164.730
Piracicaba	4.446.987	183.829	757.568	453.866	1.404.437
Presidente Prudente	6.045.540	146.156	823.630	1.199.763	2.914.980
Ribeirão Preto	21.232.030	621.631	3.555.462	2.715.556	7.365.542
São José do Rio Preto	16.066.943	486.017	2.552.697	1.595.422	5.433.201
Sudeste MT	839.757	28.415	113.265	133.193	380.018
Sudoeste de MS	7.837.477	291.687	1.080.734	1.594.720	3.856.388
Sudoeste MT	1.844.481	29.810	326.525	103.087	528.038
Sul Espírito-santense	169.911	-	30.349	-	36.539
Sul Goiano	11.952.715	375.207	1.659.046	2.133.381	5.615.314
Sul/Sudoeste de Minas	430.553	-	66.713	25.680	127.636
Triângulo Mineiro	9.792.243	416.547	1.567.355	1.053.901	3.498.363
Vale do Mucuri	194.766	-	34.789	-	41.883
Zona da Mata	189.902	-	34.573	-	44.646
Total	129.695.899	3.644.874	20.444.224	16.792.706	47.996.651

Fonte: Elaborado pela autora a partir de resultados da pesquisa

A maior competitividade de preços de energia não somente implicou a exploração otimizada do potencial de cogeração das unidades como também estimulou o aumento de investimentos no setor com a ampliação do parque cogrador. Ao todo, foram identificadas expansões de geração em 66 usinas, localizadas em 19 mesorregiões distintas (Tabela 19).

Tabela 19 - Cenário B: resultados do modelo para mesorregião candidata a expansão de geração de energia

Mesorregional	Alocação Bagaço (t)	Alocação Palha Enfardada (t)	Geração Estimada de Energia (MWh)	Unidades em Expansão
Araçatuba	651.478	668.767	756.000	3
Araraquara	881.092	640.136	759.975	3
Assis	815.856	923.409	1.008.000	4
Bauru	2.177.001	998.359	1.540.143	6
Campinas	533.972	414.544	504.000	2
Centro Goiano	184.757	249.216	252.000	1
Itapetininga	306.782	180.751	252.000	1
Leste de MS	222.572	227.999	252.000	1
Litoral Norte ES	265.820	203.733	252.000	1
Marília	352.785	154.939	252.000	1
Noroeste PR	442.455	457.506	504.000	2
Norte Central PR	755.315	634.846	756.000	3
Norte Pioneiro PR	279.545	196.032	252.000	1
Piracicaba	905.551	602.867	756.000	3
Ribeirão Preto	4.682.813	2.840.554	3.889.200	15
São José do Rio Preto	2.670.919	2.438.044	2.826.177	11
Sudoeste MT	388.522	211.345	306.600	1
Sul Goiano	22.827	307.132	252.000	1
Triângulo Mineiro	1.533.809	1.225.620	1.515.735	6
Total	18.073.872	13.575.797	16.885.829	66

Fonte: Elaborado pela autora a partir de resultados da pesquisa

Cabe analisar que, para os cenários propostos nesse estudo, não foi discriminado se a palha enfardada alocada se originou de áreas próprias ou de fornecedores de cana-de-açúcar. Nesse sentido, para os 66 projetos pontuados no Cenário B, poderia existir a oportunidade não só de expansão das usinas mas também da atuação de fornecedores de cana-de-açúcar (sozinhos ou em associação). Essa atuação poderia ocorrer de duas formas: 1. A partir da cobrança pela palha retirada da área ou terceirização do serviço de enfardamento e; 2. A partir do próprio investimento em estruturas de cogeração de energia, visando aporte econômico não só pela venda de cana mas também pela exportação de energia

elétrica. Esse modelo se caracterizaria, também, como construção de uma termelétrica *stand alone*.

Em relação a alocação ótima resultada no Cenário B, a demanda por biomassas praticamente equilibra a oferta disponível no sistema, uma vez que 13% do bagaço e 43% da palha restantes da situação de autoconsumo são utilizadas. Os fluxos de biomassa em 80% dos casos ocorrem dentro da própria mesorregional de origem. O aporte de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional pela expansão da capacidade de cogeração das usinas é de aproximadamente 17 mil GWh ou 1900 MWmédio.

Deve-se recordar que todos os dados de investimento foram inseridos em valores presentes anualizados, considerando-se projetos de longo prazo, conforme explorado no capítulo metodológico. Nesse sentido, para diferentes níveis de preços de energias, de investimento, taxa de juros etc., os resultados do modelo podem ser distintos ao apresentado neste estudo.

Analisando-se a dispersão nos investimentos nas mesorregiões, nota-se que as regiões de Ribeirão Preto, São José do Rio Preto, Bauru e Triângulo Mineiro são as que mais apresentam projetos de expansão, 15, 11, 6 e 6 respectivamente. Esse comportamento pode ser explicado em virtude da maior oferta nas regionais supracitadas, maior capacidade instalada média, além de uma distância relativa as linhas de transmissão inferior à média nacional, que foi estimada em aproximadamente 24 km.

4.2.3 Cenário C

Para o Cenário C buscou-se identificar os 10 municípios candidatos à construção de unidade de cogeração *stand alone* e a localização em suas respectivas mesorregiões. Nesse sentido, adicionou-se na programação do Cenário A uma nova restrição referente à incorporação de municípios candidatos a solução ótima do sistema (equação 16).

$$\sum^l BIN_l \geq 10 \quad (16)$$

Avaliou-se, também, os resultados do Cenário C perante às condições aplicadas no Cenário B.

No que se diz respeito à avaliação dos fluxos de biomassa em situação de autoconsumo para a situação de preços médios vigentes na safra 2013/14 (relativo ao Cenário A), a alocação de bagaço, palha carga e palha fardos foi praticamente equivalente ao verificado na Tabela 15. Houve somente diminuição de 100.000 toneladas subtraídas da região de Bauru, o que implicou menor geração de energia elétrica potencial nas unidades cogeneradoras. Os 10 projetos de cogeração vocacionados, bem como as usinas candidatas à expansão do parque cogenerador localizaram-se na mesorregional de Araraquara (Tabela 20) por razões semelhantes às apresentadas no Cenário A.

Tabela 20 - Cenário C: resultados do modelo para a mesorregião candidata a ampliação de cogeração

Mesorregional	Alocação Bagaço (t)	Alocação Palha Fardos (t)	Energia Produzida (MWh)	Quantidade Projetos	Tipo
Araraquara	214.761	3.641.373	2.520.000	10	cogeneradora
Araraquara	357.254	175.740	252.000	1	expansão

Fonte: Elaborado pela autora a partir de resultados da pesquisa

As mesmas análises foram realizadas para as condições de preços de energia elétrica na safra 2014/15 (relativas ao Cenário B) e, de modo análogo ao verificado na situação de preços anteriormente citada. A alocação de biomassa destinada ao autoconsumo mesorregional mostrou-se praticamente a mesma verificada na Tabela 18, apresentada no Cenário B. Apesar disso, notou-se desvios de volumes das biomassas bagaço, palha solta adicional e palha fardos na maioria das mesorregionais do Centro-Sul (Tabela 21).

Tabela 21 - Cenário C: resultados para a condição de autofornecimento mesorregional em níveis de preços de energia elétrica em 2014/15

Mesorregional	Alocação Bagaço (t)	Alocação Palha Solta Adicional (t)	Alocação Palha Carga (t)	Alocação Palha Fardos (t)	Energia Produzida (MWh)
Araçatuba	8.148.966	241.948	1.201.749	1.086.956	3.074.517
Araraquara	2.950.030	44.981	582.447	125.591	707.371
Assis	5.178.217	214.877	810.549	442.424	1.773.188
Baixadas	36.909	-	6.720	-	8.677
Bauru	8.087.295	227.414	1.425.162	1.140.489	2.752.517
Campinas	4.414.470	133.390	658.726	730.599	1.696.950
Central Mineira	788.720	23.135	110.421	165.631	343.463
Centro Goiano	2.578.296	17.633	411.228	240.728	822.489
Centro Norte de MS	320.153	-	58.286	-	75.267
Centro Ocidental PR	162.974	-	29.110	-	35.047
Itapetininga	711.532	12.392	111.110	58.087	222.309
Leste de MS	1.822.138	21.618	286.057	205.220	612.269
Leste Goiano	74.118	-	13.494	-	17.425
Litoral Norte ES	519.406	14.867	97.051	-	123.923
Marília	879.953	55.227	172.583	109.416	296.632
Noroeste de Minas	1.307.828	38.031	174.547	274.644	642.909
Noroeste PR	4.594.957	87.172	717.902	431.315	1.510.181
Noroeste RS	14.079	-	2.563	-	3.310
Norte Central PR	3.075.065	87.529	499.237	252.591	982.899
Norte de Minas	155.965	6.987	21.835	32.753	68.917
Norte Fluminense	472.949	6.937	63.547	145.307	238.346
Norte Goiano	65.527	-	11.930	-	15.405
Norte MT	786.729	-	141.656	-	175.782
Norte Pioneiro PR	1.062.570	-	191.157	-	236.446
Oeste de Minas	347.149	13.584	42.449	82.078	164.730
Piracicaba	4.371.266	183.829	757.568	459.780	1.379.550
Presidente Prudente	6.034.687	200.953	823.630	1.079.152	2.840.226
Ribeirão Preto	21.257.718	606.398	3.555.462	2.724.394	7.375.793
São José do Rio Preto	16.296.901	599.945	2.552.697	1.396.202	5.430.260
Sudeste MT	839.757	28.415	113.265	133.193	380.018
Sudoeste de MS	7.843.391	291.687	1.080.734	1.647.112	3.900.268
Sudoeste MT	1.844.481	81.943	326.525	72.841	528.038
Sul Espírito-santense	169.911	-	30.349	-	36.539
Sul Goiano	12.069.269	400.889	1.659.046	1.979.919	5.557.685
Sul/Sudoeste de Minas	430.553	-	66.713	25.680	127.636
Triângulo Mineiro	9.859.797	401.606	1.567.355	966.929	3.456.414
Vale do Mucuri	194.766	-	34.789	-	41.883
Zona da Mata	189.902	-	34.573	-	44.646
Total	129.958.397	4.043.386	20.444.224	16.009.030	47.699.926

Fonte: Elaborado pela autora a partir de resultados da pesquisa

Quanto aos resultados relativos à seleção de projetos de expansão de energia elétrica nas unidades produtivas, verificou-se incentivo ao investimento em 17 mesorregionais e em 60 usinas, evidenciando incremento energético de aproximadamente 15 mil GWh (Tabela 22).

Tabela 22 - Cenário C: resultados do modelo para a expansão da geração de energia elétrica para níveis de preços da safra 2014/15

Mesorregional	Alocação Bagaço (t)	Alocação Palha Fardos (t)	Energia Produzida (MWh)	Quantidade Projetos
Araçatuba	601.359	696.888	756.000	3
Araraquara	891.526	634.282	759.975	3
Assis	698.622	643.895	756.000	3
Bauru	2.174.336	999.854	1.540.143	6
Campinas	215.286	236.279	252.000	1
Centro Goiano	184.757	249.216	252.000	1
Itapetininga	306.782	180.751	252.000	1
Marília	352.785	154.939	252.000	1
Noroeste PR	429.523	464.761	504.000	2
Norte Central PR	619.325	358.269	504.000	2
Norte Pioneiro PR	279.545	196.032	252.000	1
Piracicaba	905.551	602.867	756.000	3
Ribeirão Preto	4.729.175	2.814.541	3.889.200	15
São José do Rio Preto	2.270.756	2.662.566	2.826.177	11
Sudoeste MT	388.522	211.345	306.600	1
Sul Goiano	28.559	303.916	252.000	1
Triângulo Mineiro	1.220.559	1.054.533	1.263.735	5
Total Geral	16.296.968	12.464.934	15.373.829	60

Fonte: Elaborado pela autora a partir de resultados da pesquisa

Para os projetos *stand alone* de geração de energia elétrica nas condições simuladas, verificou-se a alocação de biomassa em 6 mesorregionais, com destaque para Presidente Prudente com 4 projetos (Tabela 23), que mostrou melhor relação receita-custo na alocação de biomassa de cana para o modelo proposto. O aumento na exportação de energia elétrica ao SIN, caso esses empreendimentos fossem realizados, é de 2.520 GWh/ano.

Outro resultado importante verificado nesse cenário é que a seleção de unidades *stand alone* é preterida a opção de expansão de unidades já existentes. Sua seleção pelo modelo estratégico apresentado ocorre somente quando introduzida a restrição anteriormente citada. Esse resultado reflete a vantagem

competitiva do setor sucroenergético nacional, que permite a expansão tecnológica do parque produtivo já presente incorporando investimentos em instalações anexas às unidades produtivas.

Tabela 23 - Cenário C: resultados do modelo para a mesorregião candidata a ampliação de cogeração para os níveis de preços de energia da safra 2014/15

Mesorregional	Alocação Bagaço (t)	Alocação Palha Fardos (t)	Energia Produzida (MWh)	Quantidade Projetos
Litoral Norte ES	263.142	205.236	252.000	1
Sul Goiano	228.699	511.563	504.000	2
Presidente Prudente	660.427	909.211	1.008.000	4
Campinas	344.863	163.577	252.000	1
Sudoeste MT	183.461	249.943	252.000	1
Norte Central PR	188.107	247.336	252.000	1
Total Geral	1.868.699	2.286.866	2.520.000	10

Fonte: Elaborado pela autora a partir de resultados da pesquisa

Relativamente ao consumo da biomassa ofertada, pode-se analisar, de modo global para o Cenário C, o uso de 99% do bagaço, 60% da palha solta adicional, 98% da palha passível a enfardamento e 98% da palha solta oriunda na carga de cana colhida.

Energeticamente, o Cenário C, para os incentivos de exportação à rede e níveis de preços de energia próximos aos registrados na safra 2014/15, implicou a geração de 65 mill GWh por ano-safra.

4.2.4 Cenário D

O Cenário D objetivou a inclusão analítica da efetiva consideração e entrada da tecnologia de produção de etanol celulósico no sistema de produção canavieiro. Desse modo, a fim de caracterizar o potencial desse mercado, foi analisado esse cenário a partir de parâmetros secundários de curto e de médio prazos. Conforme citado no capítulo metodológico, foram consideradas as análises e simulações publicadas por Milanez et al. (2015), as quais estão sintetizadas na Tabela 24.

Tabela 24 - Cenário D: parâmetros médios utilizados

Parâmetros/Cenários	Curto Prazo		Médio Prazo	
	4	7	5B	8B
Custo de Produção (R\$/l)	1,52	1,47	0,74	0,68
Custo de Investimento (R\$/l)*	0,57	0,39	0,21	0,18
Capacidade Produtiva 2G (Milhões l)	94	92	260	218
Crescimento oferta de biomassa**	-	-	15%	
Conversão Bagaço (l/t)		150		
Conversão Palha (l/t)		250		
Preço Etanol (R\$/l)		1,34		

Fonte: Elaborado pela autora a partir de MILANEZ et.al. (2015).

* Investimento trazido a valores presentes, **sobre safra 13/14.

Relativamente à programação matemática, o Cenário D incluiu considerações da possível produção de etanol celulósico nas equações (2), (3) e (4) referentes à receita, aos custos de produção e aos custos de transporte. As respectivas adições estão expressas nas equações (17), (18) e (19).

$$RE_{e2g} = \left(\sum_{i=1}^i \sum_{m=1}^m \sum_{k=1}^k BE_{imk} \cdot f_{e2gk} \cdot Pe + \sum_{i=1}^i \sum_{l=1}^l \sum_{k=1}^k BE_{ilk} \cdot f_{e2gk} \cdot Pe \right) \quad (17)$$

$$CP_{e2g} = \left(\begin{aligned} & \sum_{i=1}^i \sum_{l=1}^l \sum_{k=1}^k BE_{ilk} \cdot f_{e2gk} \cdot (C_{pe2gl} + C_{ie2gl}) \\ & + \sum_{i=1}^i \sum_{m=1}^m \sum_{k=1}^k BE_{imk} \cdot f_{e2gk} \cdot (C_{pe2gm} + C_{ie2gm}) \end{aligned} \right) \quad (18)$$

$$CTB_{e2g} = \left(\sum_{i=1}^i \sum_{m=1}^m \sum_{k=1}^k BE_{imk} \cdot C_{imk} + \sum_{i=1}^i \sum_{l=1}^l \sum_{k=1}^k BE_{ilk} \cdot C_{ilk} \right) \quad (19)$$

onde:

RE_{e2g} : receita obtida pela comercialização de etanol (R\$);

CP_{e2g} : custo de produção de etanol celulósico (R\$);

CTB_{e2g} : custo de transporte e alocação de biomassa (R\$);

BE_{ilk} : fluxo (t) de biomassa de cana k entre a origem i e destino l, identificando-se o potencial de unidades *stand alone* para produção de etanol celulósico;

BE_{imkj} fluxo (t) de biomassa de cana k entre a origem i e destino m, identificando-se o potencial de unidades com estrutura anexa para produção de etanol celulósico;

f_{e2gk} : fator de conversão (l/t) de biomassa k em etanol de segunda geração;

C_{pe2gl} : custo de produção de etanol de segunda geração no destino l;

C_{pe2gm} : custo de produção de etanol de segunda geração no destino m;

C_{ie2gl} : custo de investimento em uma planta de etanol segunda geração no destino l;

C_{ie2gm} : custo de investimento em uma planta de etanol segunda geração no destino m.

Além disso, foram necessárias alterações na restrição de oferta e inclusão de restrições de capacidade mínima e máxima, as quais podem ser visualizadas, respectivamente, nas equações (20), (21), (22), (23) e (24).

$$\sum^j B_{ijk} + \sum^l B_{ilk} + \sum^m B_{imk} + \sum^l BE_{ilk} + \sum^m BE_{imk} \leq OFERTA_{ik} \quad (20)$$

$$\sum^i \sum^k BE_{ilk} \cdot f_{e2gk} \geq BINE2G_l \cdot CAPMINE2GL \quad (21)$$

$$\sum^i \sum^k BE_{imk} \cdot f_{e2gk} \geq BINAe2G_m \cdot CAPMINE2GM \quad (22)$$

$$\sum^i \sum^k BE_{ilk} \cdot f_{e2gk} \geq BINE2G_l \cdot CAPMAXE2GL \quad (23)$$

$$\sum^i \sum^k BE_{imk} \cdot f_{e2gk} \geq BINAe2G_m \cdot CAPMAXE2GM \quad (24)$$

onde:

$BINE2G_l$: variável binária de decisão para instalação de unidade E2G *stand alone* na localidade l na mesorregião;

$BINAe2G_m$: variável binária de decisão para instalação de unidade E2G anexa à usina m na mesorregião;

CAPMINE2GL: capacidade mínima de produção (l) na localidade l;
CAPMINE2GM: capacidade mínima de produção (l) na localidade m;
CAPMAXE2GL: capacidade máxima de produção (l) na localidade l;
CAPMAXE2GM: capacidade máxima de produção (l) na localidade m.

O banco de dados utilizado no Cenário D, bem como a programação matemática utilizada, encontram-se nos Anexos G e H, respectivamente.

Como resultados para as condições propostas no Cenário D verificou-se que, para os parâmetros de curto prazo, nenhum dos projetos de etanol celulósico foi contemplado, ou seja, os fluxos de biomassa disponíveis no sistema selecionaram somente a produção e exportação de energia elétrica. Nesse sentido, os resultados obtidos para o ótimo fluxo de biomassas de cana-de-açúcar visando o máximo lucro do sistema equivaleram aos valores apresentados no Cenário A.

Esse comportamento já era esperado uma vez que, para uma modelagem maximizadora de lucro, os projetos de etanol celulósico mostraram-se pouco atrativos do ponto de vista financeiro, dado que as contabilizações dos custos de produção e de investimento mostram-se superiores ao preço médio recebido pelo etanol no período.

Em contrapartida, para o horizonte temporal de médio prazo, o Cenário D evidenciou a presença de 68 projetos anexos às unidades produtivas viáveis à produção de etanol celulósico, conforme pode se verificar na Tabela 25.

A produção de etanol celulósico para o Cenário D no médio prazo foi de aproximadamente 9 milhões de m³, equivalente a cerca de 20% da demanda projetada pelo Plano Decenal de Energia 2022.

Tabela 25 - Cenário D: resultados da alocação de biomassa visando produção de etanol celulósico em nível tecnológico de médio prazo

Mesorregional	Alocação Bagaço (t)	Alocação Palha Fardos (t)	Produção Etanol Celulósico (l)	Quantidade Projetos
Araçatuba	1.509.666	1.694.200	650.000.000	5
Araraquara	1.899.406	940.357	520.000.000	4
Assis	564.844	701.093	260.000.000	2
Bauru	3.210.032	2.118.908	1.011.231.965	7
Campinas	594.213	683.472	260.000.000	2
Marília	405.703	297.706	135.281.993	1
Noroeste Paranaense	592.951	684.230	260.000.000	2
Norte Central PR	302.554	338.467	130.000.000	1
Norte Pioneiro PR	290.121	345.928	130.000.000	1
Piracicaba	2.114.898	1.331.061	650.000.000	5
Ribeirão Preto	7.105.761	6.292.991	2.639.111.868	18
São José do Rio Preto	4.281.395	4.291.653	1.715.122.339	13
Sudoeste MT	446.801	327.864	148.986.126	1
Triângulo Mineiro	2.054.134	1.887.519	780.000.000	6
Total Geral	25.372.480	21.935.449	9.289.734.291	68

Fonte: Elaborado pela autora a partir de resultados da pesquisa

As mesorregiões que apresentaram maior prospecção a investimento de unidades anexas às usinas produtoras de açúcar e etanol foram Ribeirão Preto, São José do Rio Preto e Bauru, as três totalizando 38 potenciais projetos. Em relação à alocação de biomassa, utilizou-se, nessa análise referente ao etanol de segunda geração, cerca de 25 milhões de toneladas de bagaço e 22 milhões de toneladas de palha enfardada. Tais números representaram 15% e 61% da oferta total dessas biomassas no médio prazo.

Com relação ao mercado de energia elétrica, a alocação de biomassa para essa finalidade limitou-se à situação de autofornecimento da usina, atendendo seu consumo de vapor de processo e gerando excedentes energéticos limitados a capacidade física de cogeração das unidades. Os resultados para esse contexto podem ser verificados na Tabela 26.

Tabela 26 - Cenário D: resultados do modelo para a condição de autofornecimento mesorregional

Mesorregional	Alocação Bagaço (t)	Alocação Palha Carga (t)	Alocação Palha Fardos (t)	Energia Produzida (MWh)
Araçatuba	7.334.069	1.330.191	-	1.897.694
Araraquara	2.488.149	633.636	59.603	491.981
Assis	5.185.542	918.715	438.693	1.728.280
Baixadas	35.867	7.728	-	8.677
Bauru	7.492.028	1.604.119	199.833	1.848.644
Campinas	3.891.137	723.760	-	946.121
Central Mineira	742.067	126.984	124.712	292.825
Centro Goiano	2.506.263	454.669	189.006	767.384
Centro Norte de MS	311.112	67.029	-	75.267
Centro Ocidental PR	162.974	29.110	-	35.047
Itapetininga	691.629	118.126	66.800	218.329
Leste de MS	1.860.707	313.749	150.023	590.822
Leste Goiano	72.025	15.518	-	17.425
Litoral Norte ES	522.216	109.201	-	123.923
Marília	879.953	198.471	-	206.339
Noroeste de Minas	1.299.776	194.654	205.011	576.313
Noroeste PR	4.240.692	800.020	218.482	1.214.151
Noroeste RS	13.682	2.948	-	3.310
Norte Central PR	3.091.266	560.476	192.005	935.232
Norte de Minas	162.660	25.110	37.665	73.570
Norte Fluminense	384.970	73.079	37.393	127.107
Norte Goiano	63.677	13.719	-	15.405
Norte MT	777.435	150.644	-	175.782
Norte Pioneiro PR	1.051.381	201.978	-	236.446
Oeste de Minas	316.225	48.817	73.225	143.027
Piracicaba	3.858.234	845.386	-	832.883
Presidente Prudente	6.007.731	933.074	1.003.359	2.726.797
Ribeirão Preto	19.689.737	3.992.592	-	4.742.418
São José do Rio Preto	14.439.645	2.886.575	-	3.568.965
Sudeste MT	842.528	126.584	-	269.435
Sudoeste de MS	7.840.019	1.230.521	-	2.536.589
Sudoeste MT	1.858.531	375.503	36.907	494.348
Sul ES	169.911	30.349	-	36.539
Sul Goiano	11.959.847	1.894.811	1.828.037	5.314.240
Sul/Sudoeste de Minas	440.603	73.784	42.832	146.841
Triângulo Mineiro	9.156.491	1.778.078	-	2.386.722
Vale do Mucuri	194.766	34.789	-	41.883
Zona da Mata	184.540	39.759	-	44.646
Total	122.220.084	22.964.256	4.903.588	35.891.409

Fonte: Elaborado pela autora a partir de resultados da pesquisa

De modo geral, o setor sucroenergético para o Cenário D, no médio prazo, apresentou potencial de geração de aproximadamente 36 mil GWh por ano-safra e 9 milhões de m³ de etanol celulósico. Tais números seriam suficientes para o fornecimento médio de energia para aproximadamente 15 milhões de famílias e para o abastecimento de 6 milhões de veículos (considerando-se consumo médio anual de 1500 l/veículo).

Relativamente à biomassa, no Cenário D, no médio prazo, consumiu-se no total cerca de 86% de bagaço, 96% de palha carga e 75% de palha em fardos, evidenciando que, em melhores situações de preços de energia e de etanol, outros eventuais projetos poderiam ser viabilizados uma vez que existe excedente de biomassa para a situação analisada.

Deve-se destacar que, com exceção do cenário C, o qual considerou a entrada forçada de unidades de cogeração *stand alone*, a modalidade de investimento em estruturas vocacionados a um dos mercados potenciais (energia elétrica e etanol) mostrou-se majoritariamente preterido no sistema. Em outras palavras, a escolha ótima visando a maximização do lucro sistemático identificou melhores condições de investimento para ampliação ou anexação de novas unidades de produção na própria usina. Essa característica apresenta-se como uma vantagem competitiva mundial e estratégica a formulação de um plano energético sustentável de longo prazo nas principais regiões produtoras de cana-de-açúcar e no país.

Evidentemente, essa análise seria distinta caso a modelagem considerasse individualmente o nível tecnológico de cada usina, bem como características específicas do mercado de combustíveis e de biomassa regional (regiões com elevada demanda por matéria-prima), eventuais ganhos de escala no processo, taxas de *retrofit* etc., permitindo análises de inúmeros cenários econômicos e tecnológicos para o contexto.

Apesar dessas limitações, os resultados gerados devem ser interpretados como sinalizadores para potenciais investimentos no setor, para o entendimento do comportamento de alocação de biomassa de modo sistemático e, principalmente, para nortear eventuais políticas públicas que venham: 1. Incentivar a renovação do nível tecnológico de cogeração do setor canavieiro, ampliando a segurança energética da matriz nacional; 2. Viabilizar o investimento em projetos de etanol

celulósico, encurtando a curva de aprendizado dessa tecnologia e; 3. Proporcionar o planejamento estratégico para retomada da competitividade de setor.

5 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Por meio dos resultados e informações apresentadas no presente trabalho foi possível inferir que as biomassas de cana-de-açúcar apresentam papel relevante no que se diz respeito à segurança energética da matriz brasileira e à produção de etanol celulósico. De modo geral, acredita-se que o levantamento das informações primárias contribuiu para um melhor entendimento da efetiva oferta de biomassa de cana-de-açúcar, para a atualização do nível tecnológico de cogeração das unidades da região Centro-Sul e das tendências mercadológicas para a comercialização de energia elétrica.

Tais informações, acrescidas de dados secundários setoriais e subsidiadas pelo desenvolvimento de pesquisa operacional aplicada, proporcionaram a geração de resultados coerentes e norteados à melhor assertividade do planejamento estratégico da alocação de biomassa no setor para fins energéticos (eletricidade e etanol).

A amplitude dos níveis de tecnologia para cogeração, o domínio do manejo adequado e otimizado das biomassas - especialmente a palha de cana-de-açúcar -, a escassez de investimentos e o cenário de recessão econômica são os principais gargalos no curto prazo para que o potencial de geração e máxima utilização dessa matéria-prima seja efetivo.

Verificou-se que, em média, para todos os cenários, existe um potencial de exportação de energia de 40 mil GWh, o equivalente a 4.500 MWmédio. O cenário energético de maior atratividade econômica foi evidenciado pelo maior nível de preços de energia elétrica no mercado livre, situação semelhante à vivida pelo setor na safra 2014/15. Tal cenário propiciaria um aporte de energia elétrica de aproximadamente 2.700 MWmédio.

Identificou-se que o incentivo à geração de energia de biomassa de cana-de-açúcar, seja por meio de ampliação do limite de exportação à rede, melhores condições de financiamento à renovação tecnológica ou por preços competitivos possibilitaria uma participação mais efetiva do setor na geração de energia termelétrica renovável na matriz nacional.

Nesse sentido, é fundamental a transparência de atuação das usinas no mercado de energia, em ambientes regulado ou livre. Para isso, a clareza na

formação e cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças e na determinação dos valores-teto deve ser melhor formalizada ao setor. Além disso, maior frequência de acontecimentos e preços diferenciados nos leilões de energia para as fontes térmicas de biomassa - assim como verificou-se no último leilão de energia realizado em abril de 2015, no qual o preço-teto foi de R\$ 280,00/MWh – são fundamentais para a sustentabilidade, previsibilidade e melhor planejamento econômico do setor.

Desse modo, cria-se um ambiente de maior segurança e com nível de planejamento a investimentos para melhoria tecnológica por meio da reforma de caldeiras e/ou aquisição de caldeiras de alta pressão, turbogeradores de condensação, visando maiores eficiências de geração e conseqüentemente maior aporte de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional.

Em relação às expectativas na utilização das biomassas de cana-de-açúcar no médio e longo prazo, tem-se o desafio da produção comercial de etanol celulósico. Nesse contexto, uma vez que a tecnologia de todo o processo ainda percorre sua curva de aprendizagem em níveis financeiros atualmente inviáveis (elevado investimento, elevado custo de enzimas etc.) e entende-se que a presença desse produto será efetiva no médio e longo prazos, pode-se sugerir o desenvolvimento de mecanismos que minimizem o risco presente.

Para esse contexto, o suporte político por meio da criação de políticas públicas ou mecanismos de incentivo à minimização dos riscos é fundamental para viabilizar e estender tais tecnologias ao setor canavieiro. Uma das iniciativas que poderiam ser realizadas, fazendo um *benchmarking* ao que se vislumbra internacionalmente, pode ser exemplificado pela seguinte sequência: 1. Garantia de atendimento de parte da demanda doméstica de etanol ou do mix de mistura de etanol à gasolina por etanol celulósico; 2. Quantificação e precificação das externalidades positivas obtidas com a produção e utilização de etanol em relação aos combustíveis fósseis; 3. Incentivos financeiros a partir de condições de pagamento atrativas, reduzindo-se assim o Custo Brasil e; 4. Abertura periódica e constante de linhas de financiamento temática, como por exemplo o PAISS (Plano BNDES-Finep de Apoio à Inovação dos Setores Sucoenergético e Sucoquímico) e linhas Inova da FINEP (Financiadora de estudos e projetos) promovendo, inclusive, a inovação e ruptura de tecnologias no setor.

Por fim, como proposta ao aprimoramento de pesquisas futuras, sugere-se:

1. Inclusão de outras variáveis de interesse ao modelo, como por exemplo o mercado específico de bagaço, ambientes de produção (considerações agronômicas mais específicas para a retirada de palha das áreas), impacto de demandas regionais de outras indústrias (suco de laranja, esmagadoras de soja, cimento etc.);
2. Discriminação da oferta de biomassas entre áreas próprias e de terceiros, buscando avaliar o potencial do fornecedor de cana-de-açúcar aferir receitas com o adequado uso da palha remanescente no campo;
3. Utilização de técnicas de programação linear fracionada buscando linearizar as curvas de demanda por biomassa e etanol e;
4. Aplicação da modelagem em níveis de planejamento tático e operacional, buscando-se entender detalhadamente a composição dos custos de aquisição e de alocação de biomassa nas usinas.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informação de Geração (BIG) – Matriz Energética**. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 06 ago. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Demanda por etanol anidro e hidratado pelas bases de distribuição no Brasil**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 01 maio 2014.

BROEK, R. van den; BURG, T. van den; WIJK, A. van; TURKENBURG, 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 & Bioenergy**. Aberdeen, v. 19, p. 311-335, 2000.

BUARQUE de HOLLANDA, J. **A energia da cana-de-açúcar: doze estudos sobre a agroindústria da cana-de-açúcar no Brasil e sua sustentabilidade**. São Paulo: Berlendis Editores, 2007.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA. **Setor elétrico, instituições do setor, comercialização, leilões de energia e legislação**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 01 jun.2014.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. **Acompanhamento da safra brasileira, cana-de-açúcar**. Brasília, 2014. Disponível em: <<http://www.conab.gov.br>>. Acesso em: 08 jan. 2015.

DANELON, A.F.; XAVIER, C.E.O.; LIMA, R.A.S. A importância do mercado de bagaço para a economia sucroenergética e os impactos em setores interligados. In: CONGRESSO DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E SOCIOLOGIA RURAL, 53. **Anais...** João Pessoa: SOBER, 2015. p. 1-20.

DANTAS FILHO, P.L. **Análise de custos na geração de energia com bagaço de cana-de-açúcar: um estudo de caso em quatro usinas de São Paulo**. 2009. 175 p. Dissertação (Mestrado em Energia) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

DEFILIPPI FILHO, L.C. **Estudo de viabilidade do uso do palhiço para geração de energia na entressafra de uma usina sucroenergética**. 2013. 133 p. Dissertação (Mestrado em Agroenergia) - Escola de Economia de São Paulo, Fundação Getúlio Vargas, São Paulo, 2013.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE INFRAESTRUTURA E TRANSPORTE. **Banco de informações rodoviárias**. Disponível em: <www.dnit.gov.br>. Acesso em: 08 jan. 2015.

DYKEN, S. van; BAKKEN, B.H.; SKJELBRED, H.I. Linear mixed-integer models for biomass supply chains with transport, storage and processing. **Energy**, Aalborg, v. 35, n. 35, p. 1338-1350, Jan. 2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030)**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2006. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 10 mar. 2014.

_____. **Balço Energético Nacional 2013 (BEN-2013)**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2013a. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 10 mar. 2014.

_____. **Plano Decenal de Energia 2022 (PDE 2022)**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2013b. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 10 mar. 2014.

_____. **Plano Decenal de Energia 2023 (PDE 2023)**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2015. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 14 abr. 2015.

GALVÃO JR., F.A. **Otimização do sistema de coleta de resíduos de biomassa de madeira para fins energéticos**. 2004. 218 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Sistemas Logísticos) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

HASSUANI, S.J.; LEAL, M.R.L.V.; MACEDO, I.C. **Biomass power generation: sugarcane bagasse and trash**. Piracicaba: PNUD-CTC, 2005. p. (Série Caminhos para Sustentabilidade, 1).

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Banco de Informações Geográficas**. Disponível em: <www.ibge.gov.br>. Acesso em: 25 fev. 2014.

ILLUKPITIYA, P.; YANAGIDA, J.F.; OGOSHI, R.; UEHARA, G. Sugar-ethanol-electricity co-generation in Hawai'i: an application of linear programming (LP) for optimizing strategies. **Biomass & Bioenergy**. Aberdeen, v. 58, p. 203-212, 2013.

LEAL, M.R.L.V.; GALDOS, M.V.; SCARPARE, F.V.; SEABRA, J.E.A.; WALTER, A.; OLIVEIRA, C.O.F. Sugarcane straw availability, quality, recovery and energy use: A literature review. **Biomass & Bioenergy**, Aberdeen, v. 53, p. 11-19, 2013.

LIN, T.; RODRÍGUEZ, L.F.; SHASTRI, Y.N.; HANSEN, A.C.; TING, K.C. Integrated strategic and tactical biomass-biofuel supply chain optimization. **Bioresource Technology**, Trivandrum, v. 156, p. 256-266, Jan, 2014.

LISBOA, M.L.V.; MARZANO, L.G.; SABÓIA, C.H.M.; MACEIRA, M.E.P.; MELO, A.C.G. A mixed-integer programming model for long term generation expansion planning of the Brazilian system. In: PSCC – POWER SYSTEM COMPUTATION CONFERENCE, 16, 2008, Glasgow. **Proceedings...** Glasgow, 2008. p. 1-7.

LOPES, J.E.G.; BARROS, M.T.L. Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**. Porto Alegre, v. 14, n. 2, p. 19-32, 2009.

LOPES, O.A. **Avaliação de métodos avançados de geração de energia elétrica na indústria de açúcar e bioenergia**. 2013. 66 p. Dissertação (Mestrado na área de Agroenergia) - Escola de Economia de São Paulo, Fundação Getúlio Vargas, São Paulo, 2013.

MAFAKHERI, F.; NASIRI, F. Modeling of biomass-to-energy supply chain operations: Applications, challenges and a research directions. **Energy Policy**, Chattanooga, v. 67, n. 1, p. 116-126, Apr. 2014.

MACEDO, I.C. **A energia da cana-de-açúcar: doze estudos sobre a agroindústria da cana-de-açúcar no Brasil e sua sustentabilidade**. São Paulo: Berlendis Editores, 2007. 217 p.

MEYER, S.; CATTRYSSSE, D.; RASINMAKI, J.; ORSHOVE, J. van. Methods to optimise the design and management of biomass-for-bioenergy supply chains: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Golden, v. 31, p. 657-670, Mar. 2014.

MICHELAZZO, M.B. **Análise de sensibilidade de seis sistemas de recolhimento do palhço da cana-de-açúcar (*Saccharum spp.*)**. 2005. 99 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) - Faculdade de Engenharia Agrícola, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

MICHELAZZO, M.B.; BRAUNBECK, O.A. Análise de seis sistemas de recolhimento do palhço na colheita mecânica da cana-de-açúcar. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, Campina Grande, v. 12, p. 546-552, 2008.

MILANEZ, A.Y.; NYKO, D.; VALENTE, M.S.; SOUSA, L.C.; BONOMI, A.; JESUS, C.D.F.; WATANABE, M.D.B.; CHAGAS, M.F.; REZENDE, M.C.A.F.; CAVALETT, O.; JUNQUEIRA, T.L.; GOUVÊIA, V.L.R. **Da promessa a realidade: como o etanol celulósico pode revolucionar a indústria da cana-de-açúcar – uma avaliação do potencial competitivo e sugestões de política pública**. Brasília: BNDES, 2015. 58 p. (BNDES Setorial, 41).

OLIVEIRA, A.M.K.; LIMA, L.M.; CARLETTI FILHO, P.T.; FERRARI, R.C.; CAIXETA FILHO, J.V. Avaliação da viabilidade técnica e econômica da utilização de biomassas como fonte energética alternativa em fornos industriais. **Revista de Economia e Agronegócio**, Viçosa, v. 4, n. 1, p. 1-14, jan./mar. 2006.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Histórico da operação**. Disponível em: <<http://www.ons.com.br/home>>. Acesso em: 14 maio 2014.

PERDONÁ, R.C. Tecnologia de aumento de eficiência de geração de bioenergia. In: FÓRUM DE NOVAS TECNOLOGIAS EM BIOMASSA, 6., 2014. São Paulo. **Página sustentável**. São Paulo, 2014.

PIEROSI, M. A.; FAGUNDES, S. A. Enfardamento de Palha. Cana-de-açúcar – do Plantio à colheita, **Departamento de Fitotecnia UFV**, Viçosa, 2012, 257p.

PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ECONOMIA E GESTÃO DE EMPRESAS. **Custos de produção de cana-de-açúcar, etanol e bioeletricidade no Brasil**: fechamento da safra 2013/14. Piracicaba: ESALQ, 2014. 54 p. (Relatório apresentado à Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil, 2014.)

PROJETO AGORA – AGROENERGIA E MEIO AMBIENTE. **Uma solução para o etanol brasileiro**. Disponível em: <<http://www.projetoagora.com.br/documentos>>. Acesso em: 01 maio 2014.

SARTORI, M.M.P.; FLORENTINO, H.O. Modelos de minimização de biomassa residual. **Bragantia**, Campinas, v. 61, n. 3, p. 297-303, 2002.

SEABRA, J.E.A. **Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral da biomassa de cana no Brasil**. 2008. 274 p. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

SOUZA, Z.J. **Geração de energia elétrica excedente no setor sucroalcooleiro: Entraves estruturais e custos de transação**. 2003. 279 p. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2003.

SOUZA, Z.J.; AZEVEDO, P.F. Geração de energia elétrica excedente no setor sucroalcooleiro: um estudo a partir das usinas paulistas. **Revista de Economia Rural**, Rio de Janeiro, v. 44, n. 2, p. 179-199, abr./jun. 2006.

TOLENTINO, G.; FLORENTINO, H.O.; SARTORI, M.M.P. Modelagem matemática para o aproveitamento da biomassa residual de colheita da cana-de-açúcar com menor custo. **Bragantia**, Campinas, v. 66, n. 4, p. 729-735, 2007.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR. **Bioeletricidade**: a energia verde e inteligente do Brasil. São Paulo, 2010. 15 p.

_____. **UnicaData**: produção etanol anidro, etanol hidratado e moagem de cana-de-açúcar. Disponível em:<<http://www.unica.com.br>>. Acesso em: 15 jul. 2014.

XAVIER, C.E.O. **Localização de tanques de armazenagem de álcool combustível no Brasil**: aplicação de um modelo matemático de otimização. Piracicaba, 2008. 175 p. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) – Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”, Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2008.

YUE, D.; YOU, F.; SNYDER, S.W. Biomass-to-bioenergy and biofuel supply chain optimization: Overview, key issues and challenges. **Computers and Chemical Engineering**, Lyngby, v. 66, p. 36-56, Dec. 2013.

ZILIO, L.B. **Análise comparativa da viabilidade econômico financeira para instalação de destilaria de etanol de cana-de-açúcar no Norte de Goiás e no Vale do São Francisco/BA: um estudo de caso.** 2009. 120 p. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) – Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”, Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2009.

ANEXOS

Anexo A – Questionário utilizado na pesquisa

<https://docs.google.com/forms/d/1a-TfRcflEXRlnrRaCAeKrmVe6KV528FmE9WNS2d6-_4/form>

Energia de Biomassa - Identificação do potencial de geração do setor sucroenergético brasileiro

Esse questionário tem por objetivo identificar e analisar o aproveitamento de biomassa de cana-de-açúcar visando a produção e abastecimento de energia elétrica no país. A partir dos resultados desse questionário, espera-se compreender de forma transparente a condição do setor perante à crescente demanda nacional por energia. Além disso, será possível a geração de indicadores e estratégias de curto, médio e longo prazo junto às instituições visando a viabilização e efetiva atuação do setor na geração de energia sustentável, limpa e rentável ao país.

Ressalta-se que os resultados desse questionário são confidenciais, sendo o relatório final relativo a uma análise macro regionalizada, que poderá ser disponibilizada aos participantes dessa pesquisa.

1. Nome da unidade
2. Grupo da unidade
3. Município – UF
4. Responsável pelo preenchimento
5. Telefone
6. Email
7. Quantos dias de moagem na safra 2013/14? Ex.: 200 dias de safra
8. Qual foi a moagem de cana (toneladas) na safra 2013/14?
9. Qual foi a área colhida (própria + arrendamento + fornecedores) em hectares na safra 2013/14 pela unidade?
10. Qual o percentual de cana crua colhida na unidade na safra 2013/14? Ex.: 70% cana crua e 30% cana queimada
11. Qual o percentual médio de impureza vegetal encontrada na moagem de cana-de-açúcar da unidade na safra 2013/14? Ex.: 7%

12. Qual o percentual médio de impureza mineral encontrada na moagem de cana-de-açúcar da unidade na safra 2013/14? Ex.: 1%
13. A unidade apresenta alguma estrutura específica para recepção de palha?
Opções: Sim; Não.
14. Se sim, qual tipo de estrutura (Sistema de Limpeza a Seco, Enfardamento, Forrageira, Compactadores, outros) e capacidade de recolhimento na safra 2013/14? Ex. 1: Sistema de Limpeza a Seco – 30.000 t palha/safra. Ex. 2: Fardos – 10.000 t palha enfardada/safra.
15. Sobre a oferta/demanda da unidade por palha de cana-de-açúcar. Como foi a utilização dessa biomassa na unidade na safra 2013/14?
Opções: Utilizo parcialmente; Utilizo totalmente; Compra; Venda; Outro.
16. Se houve comercialização de palha, qual foi a quantidade comercializada (compra ou venda) e qual o preço médio? Ex.: 300 t na safra 2013/14 a R\$ 90,00 posto na usina.

Sobre as tecnologias de caldeiras da unidade. Por gentileza informar para cada uma das caldeiras: ano de fabricação, capacidade de geração de vapor, pressão e temperatura do vapor gerado. Ex.: Caldeira 1 - Ano: 1990, capacidade de 100 t/h, pressão de vapor de 30 kgf/cm², 350°C.

17. Caldeira 1 a n

Sobre as tecnologias dos Sistemas de Turbogeneradores da unidade. Por gentileza informar, para cada sistema na usina: potência (MW), ano de fabricação e tipo da turbina (contrapressão simples, contrapressão com extração ou condensação). Ex.: Turbogenerador 1 - Potência: 20MW, Ano:2005, Tipo: contrapressão simples.

18. Turbogenerador 1 a n

Utilização de Biomassa e Produção de Energia Elétrica - Nessa página, pretende-se analisar o mercado de biomassa e energia de cana-de-açúcar (bagaço e palha) a partir da compreensão da dinâmica de oferta, demanda e preços.

19. Sobre a oferta/demanda da unidade por bagaço de cana-de-açúcar. Como foi a utilização dessa biomassa na unidade na safra 2013/14?

Opções: Utilizo parcialmente; Utilizo totalmente; Compra; Venda; Outro.

20. Se houve comercialização de bagaço, qual foi a quantidade comercializada (compra ou venda) e qual o preço médio? Ex.: 300 t na safra 2013/14 a R\$ 50,00/t posto na usina.

21. Qual é o consumo específico de energia elétrica por tonelada de cana (KWh/t) na safra 2013/14? Ex.: 15 KWh/t.

22. A unidade comercializa energia elétrica?

Opções: Sim; Não.

23. Se sim, qual a quantidade e energia exportada/comercializada na safra 2013/14? Ex.: 1000 MWh/safra

24. Da energia exportada/comercializada, qual o percentual relativo comercializado nos leilões de energia e o preço médio recebido por MWh na safra 2013/14? Ex.: 50% leilões a R\$ 180,00/MWh.

25. Da energia exportada/comercializada, qual o percentual relativo comercializado no mercado livre de energia e o preço médio recebido por MWh na safra 2013/14? Ex.: 50% no mercado livre a R\$ 250,00/MWh.

26. O limite de 30 MW de injeção na rede elétrica para ter direito ao desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) é um fator que restringe sua geração ou exportação/comercialização de energia na safra? Em outras palavras, a usina teria condição de exportar energia acima do limite atual da TUSD, mas não o faz em virtude da perda do desconto?

Opções: Sim; Não.

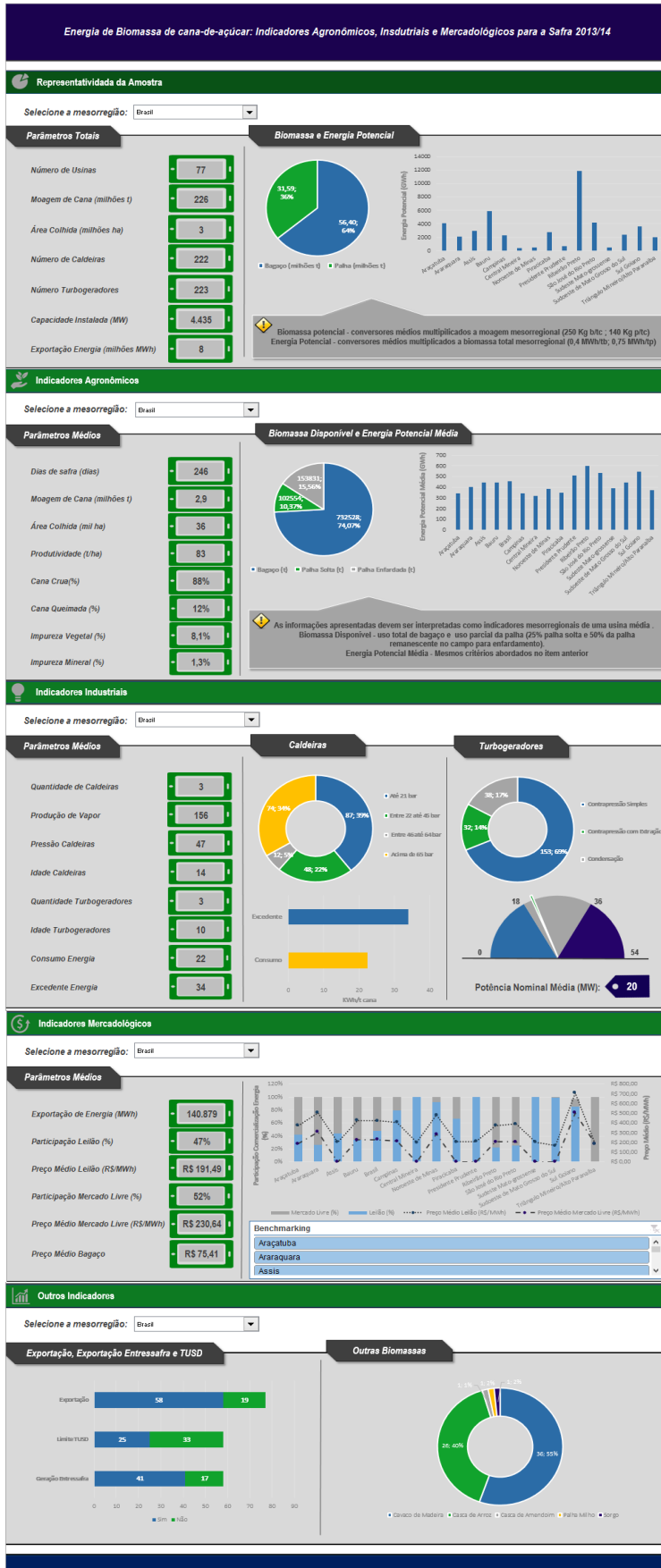
27. A unidade tem utilizado ou pretende utilizar outros tipos de biomassa para cogeração de energia elétrica? Se sim, qual material tem sido utilizado ou pretende utilizar?

Opções: Não pretendo utilizar; Cavaco de madeira; Resíduos de podas; Sorgo; Resíduos de construção; Somente utilizo biomassa de cana; Outro.

28. A unidade tem gerado ou pretende gerar energia elétrica no período de entressafra?

Opções: Sim; Não.

Anexo B – Relatório em formato de planilha eletrônica enviado aos participantes da pesquisa. Banco de dados disponível digitalmente em planilha *Microsoft Excel*



Anexo C – Banco de dados do modelo proposto – Cenário A.

Disponível digitalmente, em planilha *Microsoft Excel*.

Anexo D – Resultados do modelo

Disponível digitalmente, em planilha *Microsoft Excel*.

Anexo E – Programação em GAMS - Modelo Cenário A

\$INLINECOM /* */

\$OFFLISTING

\$OFFSYMXREF OFFSYMLIST

\$ONEMPTY

SETS

I origens - usinas fornecedoras de biomassas

J destinos - usinas receptoras de materias primas para cogeraçao

L destinos - municipios potenciais a cogeraçao vocacionada

M destinos - usinas com potencial de expansao do parque cogrador

K biomassas - tipos de biomassa disponíveis no sistema

FJ (I,J,K) fluxos permitidos i j k

FL (I,L,K) fluxos permitidos i l k

FM (I,M,K) fluxos permitidos i m k

PARAMETERS

PENJ(J) preço medio energia nos destinos j

PENL(L) preço medio energia nos destinos l

PENM(M) preço medio energia nos destinos m

CEJ(J,K) fator de conversao biomassa k em energia destino j

CEL(L,K) fator de conversao biomassa k em energia destino l

CEM(M,K) fator de conversao biomassa k em energia destino m

CTJ(I,J,K) custo transporte biomassa k para destino j

CTL(I,L,K) custo transporte biomassa k destino l

CTM(I,M,K) custo transporte biomassa k destino m

OFE(I,K) oferta de biomassa k pelas usinas i

DEM(J) consumo de energia pelos destinos j

CAPG(J) capacidade de cogeraçao pelos destinos j

CAPGMM capacidade minima de geracao destino m

CAPGML capacidade minima de geracao destino l

REDE limite de uso da rede

CC custo de cogeraçao

CG custo de investimento para amplicaçao de cogeraçao;

```

$CALL GDXXRW.EXE energia2.xls Index=leitura!a2
$GDXIN energia2.gdx
$LOAD I J L M K FJ FL FM PENJ PENL PENM CEJ CEL CEM CTJ CTL CTM OFE DEM
CAPG CAPGMM CAPGML REDE CC CG
$GDXIN

```

```

execute_unload "energia2.gdx", I, J, L, M, K, FJ, FL, FM, PENJ, PENL, PENM, CEJ, CEL,
CEM, CTJ, CTL, CTM, OFE, DEM, CAPG, CAPGMM, CAPGML, REDE, CC, CG;
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=PENJ rng=penj!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=PENL rng=penl!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=PENM rng=penm!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=CEJ rng=cej!A2:C500000 rdim=2';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=CEL rng=cel!A2:C500000 rdim=2';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=CEM rng=cem!A2:C500000 rdim=2';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=CTJ rng=ctj!A2:D500000 rdim=3';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=CTL rng=ctl!A2:D500000 rdim=3';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=CTM rng=ctm!A2:D500000 rdim=3';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=OFE rng=ofe!A2:C500000 rdim=2';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=DEM rng=dem!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=CAPG rng=capg!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=CAPGMM rng=capgmm!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=CAPGML rng=capgml!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=REDE rng=rede!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=CC rng=cc!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia2.gdx par=CG rng=cg!A1 rdim=0';

```

VARIABLES

B1(I,J,K) fluxo de biomassa k entre a origem i e destino j
B2(I,L,K) fluxo de biomassa k entre a origem i e destino l
B3(I,M,K) fluxo de biomassa k entre a origem i e destino m
BINA(M) variavel de decisao sobre a expansao de cogerao n no destino m
BIN(L) variavel de decisao sobre a construcao de uma cogedora no destino l
Z lucro do sistema

POSITIVE VARIABLE B1, B2, B3;

BINARY VARIABLE BINA, BIN;

OPTION OPTCR=0.00;

EQUATIONS

FOBJ funcao objetivo

OFERTA(I,K) oferta de biomassa k das i origens

DEMANDA(J) demanda minima para energia de consumo da usina j

BINARIAEXP(M) equacao de decisao da alocao de fluxos de biomassa no destino m para uma capacidade minima

BINARIACOGER(L) equacao de decisao da alocao de fluxos de biomassa no destino l para uma capacidade minima

CAPC(J) capacidade cogerao do destino j

RED2(L) restricao de uso da rede para obtencao de desconto na tusd de energia incentivada

RED3(M) restricao de uso da rede para obtencao de desconto na tusd de energia incentivada;

$$\begin{aligned} \text{FOBJ} \quad .. \quad Z \quad =E= \quad & (\text{SUM}((I,J,K), \text{CEJ}(J,K) * \text{PENJ}(J) * \text{B1}(I,J,K) \$\text{FJ}(I,J,K)) \quad + \\ & \text{SUM}((I,L,K), \text{CEL}(L,K) * \text{PENL}(L) * \text{B2}(I,L,K) \$\text{FL}(I,L,K)) \\ & + \text{SUM}((I,M,K), \text{CEM}(M,K) * \text{PENM}(M) * \text{B3}(I,M,K) \$\text{FM}(I,M,K))) \\ & - (\text{SUM}((I,J,K), \text{CTJ}(I,J,K) * \text{B1}(I,J,K) \$\text{FJ}(I,J,K)) \quad + \\ & \text{SUM}((I,L,K), \text{CTL}(I,L,K) * \text{B2}(I,L,K) \$\text{FL}(I,L,K)) + \text{SUM}((I,M,K), \text{CTM}(I,M,K) * \text{B3}(I,M,K) \$\text{FM}(I,M,K)) \\ & + \text{SUM}((I,J,K), \text{CEJ}(J,K) * \text{CC} * \text{B1}(I,J,K) \$\text{FJ}(I,J,K)) \quad + \\ & \text{SUM}((I,L,K), \text{CEL}(L,K) * (\text{CC} + \text{CG}) * \text{B2}(I,L,K) \$\text{FL}(I,L,K)) \quad + \quad \text{SUM}((I,M,K), \text{CEM}(M,K) * (\text{CC} + \\ & \text{CG}) * \text{B3}(I,M,K) \$\text{FM}(I,M,K))); \end{aligned}$$

$$\text{OFERTA}(I,K) \quad .. \quad \text{SUM}((J), \text{B1}(I,J,K) \$\text{FJ}(I,J,K)) \quad + \quad \text{SUM}((L), \text{B2}(I,L,K) \$\text{FL}(I,L,K)) \quad + \quad \text{SUM}((M), \text{B3}(I,M,K) \$\text{FM}(I,M,K)) \quad =L= \quad \text{OFE}(I,K);$$

$$\text{DEMANDA}(J) \quad .. \quad \text{SUM}((I,K), \text{CEJ}(J,K) * \text{B1}(I,J,K) \$\text{FJ}(I,J,K)) \quad =G= \quad \text{DEM}(J);$$

$$\text{BINARIAEXP}(M) \quad .. \quad \text{SUM}((I,K), \text{CEM}(M,K) * \text{B3}(I,M,K) \$\text{FM}(I,M,K)) \quad =G= \quad \text{BINA}(M) * \text{CAPGMM};$$

$$\text{BINARIACOGER}(L) \quad .. \quad \text{SUM}((I,K), \text{CEL}(L,K) * \text{B2}(I,L,K) \$\text{FL}(I,L,K)) \quad =G= \quad \text{BIN}(L) * \text{CAPGML};$$

$$\text{CAPC}(J) \quad .. \quad \text{SUM}((I,K), \text{CEJ}(J,K) * \text{B1}(I,J,K) \$\text{FJ}(I,J,K)) \quad =L= \quad \text{CAPG}(J);$$

$$\text{RED2}(L) \quad .. \quad \text{SUM}((I,K), \text{CEL}(L,K) * \text{B2}(I,L,K) \$\text{FL}(I,L,K)) \quad =L= \quad \text{BIN}(L) * \text{REDE};$$

```
RED3(M) .. SUM((I,K), CEM(M,K)*B3(I,M,K)$FM(I,M,K)) =L= BINA(M)*REDE;
```

```
MODEL energia2 /ALL/ ;
```

```
OPTION RESLIM = 10000000;
```

```
OPTION ITERLIM = 10000000;
```

```
OPTION LIMROW=0;
```

```
OPTION LIMCOL=0;
```

```
$OFFLISTING;
```

```
SOLVE energia2 USING MIP MAXIMIZING Z ;
```

```
DISPLAY B1.L, B2.L, B3.L, BINA.L, BIN.L;
```

```
execute_unload "resultadosenergia2.gdx" B1, B2, B3, BINA, BIN;
```

```
execute 'gdxxrw.exe resultadosenergia2.gdx var=B1.L rng=autofornecimento!A1:ZZ64000  
rdim=2';
```

```
execute 'gdxxrw.exe resultadosenergia2.gdx var=B2.L rng=cogeradora!A1:ZZ64000 rdim=2';
```

```
execute 'gdxxrw.exe resultadosenergia2.gdx var=B3.L rng=expansao!A1:ZZ6400 rdim=2';
```

```
execute 'gdxxrw.exe resultadosenergia2.gdx var=BINA.L rng=binariaexp!A1:ZZ6400 rdim=1';
```

```
execute 'gdxxrw.exe resultadosenergia2.gdx var=BIN.L rng=binariacog!A1:ZZ6400 rdim=1';
```

Anexo F – Banco de dados do modelo proposto – Cenário B

Disponível digitalmente, em planilha *Microsoft Excel*.

Anexo G – Banco de dados do modelo proposto – Cenário D

Disponível digitalmente, em planilha *Microsoft Excel*.

Anexo H – Programação em GAMS - Modelo Cenário D

\$INLINECOM /* */
 \$OFFLISTING
 \$OFFSYMXREF OFFSYMLIST
 \$ONEMPTY

SETS

I origens - usinas fornecedoras de biomassas
 J destinos - usinas receptoras de materias primas para cogeraçao
 L destinos - municipios potenciais a cogeraçao vocacionada
 M destinos - usinas com potencial de expansao do parque cogrador
 K biomassas - tipos de biomassa disponíveis no sistema
 FBC(I,J) fluxos permitidos de bagaco consumo i j
 FJ (I,J,K) fluxos permitidos i j k
 FL (I,L,K) fluxos permitidos i l k
 FM (I,M,K) fluxos permitidos i m k

PARAMETERS

PENJ(J) preço medio energia nos destinos j
 PENL(L) preço medio enegia nos destinos l
 PENM(M) preço medio energia nos destinos m
 PE preço do etanol anidro
 CVBC(J) fator de conversão bagaço consumo em vapor de processo
 CEBC(J) fator de conversão bagaco consumo em energia exportada
 CEJ(J,K) fator de conversao biomassa k em energia destino j
 CEL(L,K) fator de conversao biomassa k em energia destino l
 CEM(M,K) fator de conversao biomassa k em energia destino m
 CE2G(K) fator de conversão biomassa k em etanol
 CTBC(I,J) custo transporte biomassa bagaco consumido para j
 CTJ(I,J,K) custo transporte biomassa k para destino j
 CTL(I,L,K) custo transporte biomassa k destino l
 CTM(I,M,K) custo transporte biomassa k destino m
 OFE1(I) oferta de bagaco a ser consumido processo
 OFE(I,K) oferta de biomassa k pelas usinas i
 DEM(J) consumo de vapor de processo pelos destinos j
 CAPG(J) capacidade de cogeraçao pelos destinos j
 CAPGMM capacidade minima de geracao destino m
 CAPGML capacidade minima de geracao destino l
 REDE limite de uso da rede
 CC custo de cogeraçao
 CG custo de investimento para aplicacao de cogeraçao
 CRL(L) custo de investimento em ligacao a rede do de l para o linhao
 CRM(M) custo de investimento em ligacao a rede do de m para o linhao
 CPE2GM custo de produção médio E2G
 CPE2GL custo de produção médio E2G
 CIE2GM custo de investimento médio E2G
 CIE2GL custo de investimento médio E2G
 CAPMINE2GM capacidade minima destino m

CAPMINE2GL capacidade minima destino I
 CAPMAXE2GM capacidade maxima destino m
 CAPMAXE2GL capacidade maxima destino I
 ;

```
$CALL GDXXRW.EXE energia4.xls Index=leitura!a2
$GDXIN energia4.gdx
$LOAD I J L M K FBC FJ FL FM PENJ PENL PENM PE CVBC CEBC CEJ CEL
CEM CE2G CTBC CTJ CTL CTM OFE1 OFE DEM CAPG CAPGMM CAPGML
REDE CC CG CRL CRM CPE2GM CPE2GL CIE2GM CIE2GL CAPMAXE2GM
CAPMAXE2GL CAPMINE2GM CAPMINE2GL
$GDXIN
```

```
execute_unload "energia4.gdx", I, J, L, M, K, FBC, FJ, FL, FM, PENJ, PENL, PENM,
PE, CEBC, CEJ, CEL, CEM, CE2G, CTBC, CTJ, CTL, CTM, OFE1, OFE, DEM,
CAPG, CAPGMM, CAPGML, REDE, CC, CG, CRL, CRM, CPE2GM, CPE2GL,
CIE2GM, CIE2GL, CAPMAXE2GM, CAPMAXE2GL, CAPMINE2GM, CAPMINE2GL;
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=PENJ rng=penj!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=PENL rng=pen!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=PENM rng=penm!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=PE rng=pe!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CVBC rng=cvbc!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CEBC rng=cebc!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CEJ rng=cej!A2:C500000 rdim=2';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CEL rng=cel!A2:C500000 rdim=2';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CEM rng=cem!A2:C500000 rdim=2';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CE2G rng=ce2g!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CTBC rng=ctbc!A2:C500000 rdim=2';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CTJ rng=ctj!A2:D500000 rdim=3';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CTL rng=ctl!A2:D500000 rdim=3';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CTM rng=ctm!A2:D500000 rdim=3';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=OFE1 rng=ofe1!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=OFE rng=ofe!A2:C500000 rdim=2';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=DEM rng=dem!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CAPG rng=capg!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CAPGMM rng=capgmm!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CAPGML rng=capgml!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=REDE rng=rede!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CC rng=cc!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CG rng=cg!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CRL rng=crl!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CRM rng=crm!A2:B500000 rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CPE2GM rng=cpe2gm!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CPE2GL rng=cpe2gl!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CIE2GM rng=cie2gm!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CIE2GL rng=cie2gl!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CAPMAXE2GM rng=capmaxm!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CAPMAXE2GL rng=capmaxl!A1 rdim=0';
execute 'gdxxrw.exe energia4.gdx par=CAPMINE2GM rng=capminm!A1 rdim=0';
```

execute 'gdxrw.exe energia4.gdx par=CAPMINE2GL rng=capmin!!A1 rdim=0';

VARIABLES

B(I,J) fluxo de bagaco consumo entre a origem i e destino j

B1(I,J,K) fluxo de biomassa k entre a origem i e destino j

B2(I,L,K) fluxo de biomassa k entre a origem i e destino l

B3(I,M,K) fluxo de biomassa k entre a origem i e destino m

B4(I,L,K) fluxo de biomassa k entre origem i e destino l para e2g

B5(I,M,K) fluxo de biomassa k entre origem i e destino m para e2g

BINA(M) variavel de decisao sobre a expansao de cogerao n no destino m

BIN(L) variavel de decisao sobre a construcao de uma cogedora no destino l

BINAE2G(M) variavel de decisao sobre a contrucao de projeto 2G anexa a uma usina produtora de açúcar e alcool

BINE2G(L) variavel de decisao sobre a construcao de uma stand alone E2G no destino l

Z lucro do sistema

POSITIVE VARIABLE B, B1, B2, B3, B4 , B5;

BINARY VARIABLE BINA, BIN, BINAE2G, BINE2G;

OPTION OPTCR=0.00;

EQUATIONS

FOBJ funcao objetivo

OFERTAC(I) oferta de bagaco para consumo processo

OFERTA(I,K) oferta de biomassa k das i origens

DEMANDA(J) demanda minima para energia de consumo da usina j

BINARIAEXP(M) equacao de decisao da alocao de fluxos de biomassa no destino m para uma capacidade minima

BINARIACOGGER(L) equacao de decisao da alocao de fluxos de biomassa no destino l para uma capacidade minima

BINARIA1E2G(M) equacao de decisao da alocao de fluxos de biomassa no destino m para uma capacidade minima de etanol

BINARIA2E2G(L) equacao de decisao da alocao de fluxos de biomassa no destino l para uma capacidade minima de etanol

CAPC(J) capacidade cogerao do destino j

RED2(L) restricao de uso da rede para obtencao de desconto na tusd de energia incentivada

RED3(M) restricao de uso da rede para obtencao de desconto na tusd de energia incentivada

PROD1E2G(M) capacidade maxima

PROD2E2G(L) capacidade maxima

;

FOBJ .. Z =E= (SUM((I,L,K),CE2G(K)*PE*B4(I,L,K)\$FL(I,L,K)) +
SUM((I,M,K),CE2G(K)*PE*B5(I,M,K)\$FM(I,M,K)) +

$$\begin{aligned}
& \text{SUM}((I,J), \text{CEBC}(J) * \text{PENJ}(J) * B(I,J) \$ \text{FBC}(I,J)) & + \\
& \text{SUM}((I,J,K), \text{CEJ}(J,K) * \text{PENJ}(J) * B1(I,J,K) \$ \text{FJ}(I,J,K)) & + \\
& \text{SUM}((I,L,K), \text{CEL}(L,K) * \text{PENL}(L) * B2(I,L,K) \$ \text{FL}(I,L,K)) & + \text{SUM}((I,M,K), \\
& \text{CEM}(M,K) * \text{PENM}(M) * B3(I,M,K) \$ \text{FM}(I,M,K)) & \\
& \quad - (\text{SUM}((I,L,K), \text{CTL}(I,L,K) * B4(I,L,K) \$ \text{FL}(I,L,K)) & + \\
& \text{SUM}((I,M,K), \text{CTM}(I,M,K) * B5(I,M,K) \$ \text{FM}(I,M,K)) & + \\
& \text{SUM}((I,J), \text{CTBC}(I,J) * B(I,J) \$ \text{FBC}(I,J)) + \text{SUM}((I,J,K), \text{CTJ}(I,J,K) * B1(I,J,K) \$ \text{FJ}(I,J,K)) & + \\
& \text{SUM}((I,L,K), \text{CTL}(I,L,K) * B2(I,L,K) \$ \text{FL}(I,L,K)) & + \\
& \text{SUM}((I,M,K), \text{CTM}(I,M,K) * B3(I,M,K) \$ \text{FM}(I,M,K)) + & \\
& \quad \text{SUM}((I,L,K), \text{CE2G}(K) * (\text{CPE2GL} + \text{CIE2GL}) * B4(I,L,K) \$ \text{FL}(I,L,K)) & + \\
& \text{SUM}((I,M,K), \text{CE2G}(K) * (\text{CPE2GM} + \text{CIE2GM}) * B5(I,M,K) \$ \text{FM}(I,M,K)) & + \text{SUM} \\
& ((I,J), \text{CEBC}(J) * \text{CC} * B(I,J) \$ \text{FBC}(I,J)) + \text{SUM}((I,J,K), \text{CEJ}(J,K) * \text{CC} * B1(I,J,K) \$ \text{FJ}(I,J,K)) & + \\
& \text{SUM}((I,L,K), \text{CEL}(L,K) * (\text{CC} + \text{CG} + \text{CRL}(L)) * B2(I,L,K) \$ \text{FL}(I,L,K)) & + \\
& \text{SUM}((I,M,K), \text{CEM}(M,K) * (\text{CC} + \text{CG} + \text{CRM}(M)) * B3(I,M,K) \$ \text{FM}(I,M,K)); &
\end{aligned}$$

OFERTAC(I) .. SUM((J), B(I,J)\$FBC(I,J)) =E= OFE1(I);

OFERTA(I,K) .. SUM((J), B1(I,J,K)\$FJ(I,J,K)) + SUM((L), B2(I,L,K)\$FL(I,L,K)) +
SUM((M), B3(I,M,K)\$FM(I,M,K)) + SUM((L), B4(I,L,K)\$FL(I,L,K)) + SUM((M),
B5(I,M,K)\$FM(I,M,K)) =L= OFE(I,K);

DEMANDA(J) .. SUM((I), CVBC(J)*B(I,J)\$FBC(I,J)) =E= DEM(J);

BINARIAEXP(M) .. SUM((I,K), CEM(M,K)*B3(I,M,K)\$FM(I,M,K)) =G=
BINA(M)*CAPGMM;

BINARIACOGER(L) .. SUM((I,K), CEL(L,K)*B2(I,L,K)\$FL(I,L,K)) =G=
BIN(L)*CAPGML;

BINARIA1E2G(M) .. SUM((I,K), CE2G(K)*B5(I,M,K)\$FM(I,M,K)) =G=
BINAE2G(M)*CAPMINE2GM;

BINARIA2E2G(L) .. SUM((I,K), CE2G(K)*B4(I,L,K)\$FL(I,L,K)) =G=
BINE2G(L)*CAPMINE2GL;

CAPC(J) .. SUM((I,K), CEJ(J,K)*B1(I,J,K)\$FJ(I,J,K)) =L= CAPG(J);

RED2(L) .. SUM((I,K), CEL(L,K)*B2(I,L,K)\$FL(I,L,K)) =L= BIN(L)*REDE;

RED3(M) .. SUM((I,K), CEM(M,K)*B3(I,M,K)\$FM(I,M,K)) =L= BINA(M)*REDE;

PROD1E2G(M) .. SUM((I,K), CE2G(K)*B5(I,M,K)\$FM(I,M,K)) =L=
BINAE2G(M)*CAPMAXE2GM;

PROD2E2G(L) .. SUM((I,K), CE2G(K)*B4(I,L,K)\$FL(I,L,K)) =L=
BINE2G(L)*CAPMAXE2GL;

MODEL energia4 /ALL/ ;

```

OPTION RESLIM = 100000000;
OPTION ITERLIM = 100000000;
OPTION LIMROW=0;
OPTION LIMCOL=0;

```

```
$OFFLISTING;
```

```

SOLVE energia4 USING MIP MAXIMIZING Z ;
DISPLAY B.L, B1.L, B2.L, B3.L, B4.L, B5.L, BINA.L, BIN.L, BINA2G.L, BINE2G.L;

```

```

execute_unload "resultadosenergia4.gdx" B, B1, B2, B3, B4, B5, BINA, BIN,
BINA2G, BINE2G;
execute      'gdxxrw.exe      resultadosenergia4.gdx      var=B.L
rng=bagacoconsumido!A1:ZZ64000 rdim=2';
execute      'gdxxrw.exe      resultadosenergia4.gdx      var=B1.L
rng=autofornecimento!A1:ZZ64000 rdim=2';
execute 'gdxxrw.exe resultadosenergia4.gdx var=B2.L rng=cogeradora!A1:ZZ64000
rdim=2';
execute 'gdxxrw.exe resultadosenergia4.gdx var=B3.L rng=expansao!A1:ZZ6400
rdim=2';
execute 'gdxxrw.exe resultadosenergia4.gdx var=B4.L rng=e2g!A1:ZZ6400 rdim=2';
execute 'gdxxrw.exe resultadosenergia4.gdx var=B5.L rng=e2gusina!A1:ZZ6400
rdim=2';
execute 'gdxxrw.exe resultadosenergia4.gdx var=BINA.L rng=binariaexp!A1:ZZ6400
rdim=1';
execute 'gdxxrw.exe resultadosenergia4.gdx var=BIN.L rng=binariacog!A1:ZZ6400
rdim=1';
execute      'gdxxrw.exe      resultadosenergia4.gdx      var=BINA2G.L
rng=binariau2g!A1:ZZ6400 rdim=1';
execute      'gdxxrw.exe      resultadosenergia4.gdx      var=BINE2G.L
rng=binariam2g!A1:ZZ6400 rdim=1';

```