



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (DCP-MDL)
(Versão 02 – válida a partir de: 01 de julho de 2004)**

SUMÁRIO

- A. Descrição geral da atividade de projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade do projeto/ Período de obtenção de créditos
- D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento
- E. Estimativa de emissões de gases de efeito estufa por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários dos atores

Anexos

- Anexo 1: Dados para contato dos participantes da atividade de projeto
- Anexo 2: Informações sobre financiamento público
- Anexo 3: Informações de linha de base
- Anexo 4: Plano de monitoramento



SEÇÃO E. Estimativa de emissões de gases de efeito estufa por fontes

E.1. Estimativa das emissões de gases de efeito estufa por fontes:

Essa atividade de projeto não acarreta queima adicional de combustível fóssil devido à sua implementação, na realidade ela diminui a quantidade de óleo diesel consumido, devido a eletrificação da irrigação pela produção de energia renovável.

A energia elétrica suprimindo os motores elétricos para irrigação é produzida pelo PCBJM. Então, como é explicado, nenhuma emissão de GEE associada a fonte de geração de energia elétrica será considerada.

E.2. Fugas estimadas:

Esta atividade de projeto não vendeu bagaço antes de sua implementação.
Assim, $L_y = 0$

E.3. A soma dos itens E.1 e E.2 representando as emissões da atividade de projeto:

$$L_y + PE_y = 0$$

E.4. Estimativa das emissões antrópicas por fontes de gases de efeito estufa da linha de base:

A metodologia de linha de base considera a determinação do fator de emissão da rede na qual a atividade de projeto está conectada como o centro dos dados a serem determinados no cenário da linha de base. No Brasil, há duas redes principais, Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, no entanto a rede relevante para este projeto é a Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

O método que será escolhido para calcular a Margem de Operação (MO) para o fator de emissão da eletricidade de linha de base será a opção (b) “Simple Adjusted OM”, já que a escolha de preferência (c) “Dispatch Data Analysis OM” enfrentaria a barreira de disponibilidade de dados no Brasil.

Para calcular a Margem de Operação, dados de despacho diários do Operador Nacional do Sistema (ONS) precisaram ser coletados. ONS não fornece regularmente tais informações, o que implicou em obtê-las através de comunicação direta com a entidade.

As informações obtidas referem-se aos anos 2002, 2003 e 2004, e são as informações mais recentes disponíveis nesse estágio.

Cálculo do “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” (Margem em Operação)

De acordo com a metodologia, o projeto determina o “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” ($EF_{OM, \text{simple adjusted}, y}$). Então, a equação seguinte a ser resolvida é:

$$EF_{OM, \text{simple adjusted}, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_j F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_k F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



É assumido aqui que todas as usinas de fontes de baixo custo e despacho obrigatório produzem emissões nulas.

$$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} = 0 \text{ (tCO}_2\text{/GWh)}$$

Por favor, refira-se ao texto da metodologia ou às explicações das variáveis mencionadas acima.

Os dados do ONS, assim como, a planilha do cálculo dos fatores de emissão foram disponibilizados para o validador (EOD). Na planilha, os dados de despacho são tratados para permitir o cálculo do fator de emissão para os três anos mais recentes com as informações disponíveis, que são de 2002, 2003 e 2004.

Os fatores Lambda foram calculados de acordo com os requisitos da metodologia. Mais informações detalhadas são fornecidas no Anexo 3. A tabela abaixo apresenta esses fatores.

Ano	Lambda
2002	0,5053
2003	0,5312
2004	0,5041

A geração de eletricidade para cada ano também precisa ser levada em consideração. Essa informação é fornecida na tabela abaixo:

Ano	Carga elétrica (MWh)
2002	275.402.896
2003	288.493.929
2004	297.879.874

Usando informações apropriadas para $F_{i,j}$ e $COEF_{i,j}$, os fatores de emissão da MO para cada ano podem ser determinados, como segue:

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = (1 - \lambda_{2002}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2002} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2002}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = 0,4207 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = (1 - \lambda_{2003}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2003} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2003}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = 0,4397 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2004} = (1 - \lambda_{2004}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2004} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2004}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2004} = 0,4327 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



Finalmente, para determinar a linha de base *ex-ante*, a média entre os três anos é calculada, determinando o $EF_{OM, simple_adjusted}$.

$$EF_{OM, simple_adjusted\ 2002-2004} = 0,4310\ tCO_2/MWh$$

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (MC) também precisa ser determinado:

$$EF_{BM} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}}$$

A geração de eletricidade neste caso, corresponde a 20% do total gerado no ano mais recente (2004). Como as 5 plantas mais recentes construídas geram menos que os 20%, o cálculo do fator em questão resulta em:

$$EF_{BM, 2004} = 0,1045\ tCO_2/MWh$$

Finalmente, o fator de emissão da linha de base é calculado por uma fórmula de média ponderada, considerando tanto o MO quanto o MC sendo os pesos de 50% e 50% por definição. Logo, o resultado será:

$$EF_{electricity, 2002-2004} = 0,5 * 0,4310 + 0,5 * 0,1045 = 0,2677\ tCO_2/MWh$$

É importante notar que as considerações adequadas dos pesos acima estão atualmente sendo estudadas pelo Painel Metodológico, e existe uma possibilidade de que os pesos utilizados na metodologia aplicada aqui sofram alterações.

As emissões da linha de base poderiam ser proporcionais à eletricidade despachada à rede durante o período de duração do projeto. As emissões de linha de base devido ao deslocamento de eletricidade são calculadas pela multiplicação do fator de emissão da linha de base ($EF_{electricity, 2002-2004}$) pela eletricidade gerada pela atividade do projeto.

$$BE_{electricity,y} = EF_{electricity, 2002-2004} \cdot EG_y$$

Então, para o primeiro período de crédito, as emissões de linha de base serão calculadas como a seguir:

$$BE_{electricity,y} = 0,2677\ tCO_2/MWh \cdot EG_y \quad (\text{em } tCO_2e)$$

E.5. Diferença entre os itens E.4 e E.3, representando as reduções nas emissões da atividade de projeto:

As reduções de emissão para essa atividade de projeto é:

$$ER = BE_{electricity,y} - (L_y + PE_y) = 0,2677\ tCO_2/MWh \cdot EG_y - 0 \rightarrow ER = 0,2677\ tCO_2/MWh \cdot EG_y$$

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



E.6. Tabela fornecendo valores obtidos ao se aplicar as fórmulas acima:

Ano	Estimativa das reduções de emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa da fuga (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
2004	1.038	0	0	1.038
2005	2.405	0	0	2.405
2006	6.780	0	0	6.780
2007	11.053	0	0	11.053
2008	11.053	0	0	11.053
2009	14.456	0	0	14.456
2010	15.901	0	0	15.901
Total (toneladas de CO ₂ e)	62.686	0	0	62.686

SEÇÃO F. Impactos Ambientais

F.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, incluindo os impactos transfronteiriços:

A atividade de geração de eletricidade no Brasil está aberta para iniciativa privada via autorização da ANEEL, ou por meio de concessões feitas em leilões públicos pela agência, dependendo da fonte energética e de circunstâncias particulares. No caso de construção e operação de estações para geração de energia de fontes alternativas (solar, eólica, biomassa, etc), assim como termoeletricas e pequenas centrais hidrelétricas, a ANEEL requer uma simples autorização. A Jalles Machado tem uma autorização da ANEEL para operar como Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), o qual é “uma firma ou consórcio de firmas que podem receber uma concessão ou autorização para produzir e vender toda ou parte da energia elétrica, por sua conta e risco”, como definido pelo Decreto Federal nº 2003 de 10 de Janeiro de 1996. O PIE está submetido as suas próprias regras comerciais e de operação, desde que eles cumpram com as especificações prescritas em lei prevalecente, contrato de concessão ou ato de autorização.

A autorização dada pela ANEEL, entretanto, não substitui, ou de outra forma altera, o requisito da companhia cumprir com todas as outras leis relevantes, em particular requisitos ambientais. Os possíveis impactos ambientais da atividade do PCBJM foram analisados pela Secretaria de Estado do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Habitação (SMA) através de um relatório chamado Relatório Ambiental Simplificado (RAS), elaborado pela companhia e enviada para a Agência Goiana de Meio Ambiente (AGMA).



Com respeito a impactos fora da fronteira, a atividade do PCBJM não afetará a expansão nacional do fornecimento de eletricidade, visto o seu pequeno tamanho na capacidade de geração. Uma vez que a Jalles Machado sempre se preocupou com outros assuntos ambientais, incluindo preservação do meio ambiente da região, em constante aprimoramento da preservação das áreas, adequado tratamento de efluentes e outros resíduos, e está, então, de acordo com qualquer regulamentação ambiental aplicável no Brasil, nenhuma outra avaliação de impacto ambiental ou documentação seria necessário para a atividade do PCBJM.

F.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências de apoio à documentação relativa a uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos, conforme exigido pela Parte anfitriã:

De acordo com as leis brasileiras, as possibilidades de impactos ambientais estão para ser analisadas pela SMA através da AGMA. A Jalles Machado solicitou e recebeu a licença de instalação e a licença de operação para o projeto. Entretanto, a Jalles Machado tem de cumprir com algumas exigências da agência ambiental para prosseguir a instalação e operação do projeto, sendo significativo para o projeto:

- O controle de poluição dos equipamentos tem de ser mantidos e operados de acordo com as suas especificações, de modo que a sua eficiência seja mantida;
- Emissão de partículas, ruído e níveis de vibração devem ser mantidos dentro dos parâmetros estabelecidos pela lei ambiental;
- Medições de ruído e emissão de poluentes devem ser enviadas para a AGMA a cada semestre, incluindo avaliação da dispersão estimada dos poluentes;
- A Agência Ambiental Local deve ser contatada em caso de acidentes e incidentes ambientais;
- O desempenho da atividade de projeto não pode causar prejuízo ao meio-ambiente, nem para as pessoas fora da usina.
- Áreas de Preservação Permanente devem ser mantidas preservadas, e não é permitida a impermeabilização do solo.
- A renovação da licença deve ser requerida pelo menos 120 dias antes da data de expiração.
- Disposição adequada do lixo sólido deve ser praticada.

SEÇÃO G. Comentários dos Atores

G.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários dos atores locais:

A Jalles Machado publicou um anúncio em dois jornais o requerimento de renovação da licença de operação em 12 de Setembro de 2002, edição do “Diário da Manhã” do estado de Goiás, e em 13 de Setembro de 2002, edição do D.O. / GO (Diário oficial de Goiás).



Além disso, como solicitação da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, Ministério de Ciência e Tecnologia, a AND brasileira, a Jalles Machado convidou diversas organizações e instituições para comentar o projeto de MDL a ser desenvolvido. Cartas²⁰ foram enviadas para os seguintes destinatários:

- Prefeitura do Município de Goianésia – GO;
- Câmara dos Vereadores de Goianésia – GO;
- Fórum de Goianésia;
- Fórum Brasileiro de ONGs;
- Agência Ambiental de Goiás;
- Sindicato Rural de Goianésia;
- CDEAL – Centro de Desenvolvimento de Empresários e Administradores Líderes.

G.2. Resumo dos comentários recebidos:

Devido aos convites para comentários enviados pela Jalles Machado, de acordo com o item G.1 acima, como requerimento da AND brasileira, 3 (três) comentários foram recebidos dos 7 (sete) convites enviados, como descritos abaixo:

Comentário 1. Carta recebida da Prefeitura Municipal de Goianésia – GO;

Comentário 2. Carta recebida da Sindicato Rural de Goianésia ;

Comentário 3. Carta recebida da Câmara dos Vereadores de Goianésia – GO.

Nenhuma sugestão ou questionamento foi feito nessas cartas, entretanto, a contribuição com aspectos econômicos, sociais e pioneiros do projeto foi comentada e reconhecida pelas instituições, assim como, a importância da geração de energia renovável e os benefícios para a indústria brasileira que a comercialização das RCEs poderia trazer.

G.3. Relatório sobre como a devida consideração foi dada aos comentários recebidos:

Para os comentários recebidos, os participantes do projeto entenderam que o processo de consulta poderia ser encerrado sem maiores considerações.

²⁰ Cópias dos convites, assim como suas respectivas respostas, estão disponíveis com os Participantes do Projeto.



Anexo 1

DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO

Organização:	Econergy Brasil Ltda.
Rua/Cx. Postal:	Rua Pará, 76 cj 41
Edifício:	Higienópolis Office Center
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	SP
CEP:	01243-020
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3219-0068
FAX:	+55 (11) 3219-0693
E-Mail:	junqueira@econergy.com.br
URL:	http://www.econergy.com.br
Representada por:	
Título:	Sr.
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Diniz Junqueira
Nome do meio:	Schunn
Nome:	Marcelo
Departamento:	Direção
Celular:	+55 (11) 8263-3017
FAX direto:	+55 (11) 3219-0693
Tel direto:	+55 (11) 3219-0068 ext 25
E-Mail:	junqueira@econergy.com.br



DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02



MDL – Conselho executivo

página 37

Organização:	Jalles Machado S/A
Rua/Cx. Postal:	Rodovia GO-080 km 71,5 - Zona Rural Fazenda São Pedro, S/N
Edifício:	-
Cidade:	Goianésia
Estado/Região:	GO
CEP:	76380-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (62) 389-9000
FAX:	+55 (62) 353-4040
E-Mail:	
URL:	http://www.jallesmachadosa.com.br
Representada por:	
Título:	Sr.
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Zanatta
Nome do meio:	César
Nome:	Ivan
Departamento:	Industrial
Celular:	
FAX direto:	Mesmo acima
Tel direto:	Mesmo acima
E-Mail:	zanatta@jallesmachadosa.com.br

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02



MDL – Conselho executivo

página 38

Organização:	Corporación Andina de Fomento – Netherlands Clean Development Facility
Rua/Cx. Postal:	
Edifício:	CAF
Cidade:	Caracas
Estado/Região:	Dito. Federal
CEP:	
País:	Venezuela
Telefone:	+582 (12) 209 2111
FAX:	+582 (12) 209 2444
E-Mail:	
URL:	www.caf.com
Representada por:	
Título:	Coordenador
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Barrigh
Nome do meio:	
Nome:	Jorge
Departamento:	Programa Latino Americano de Carbono (PLAC)
Celular:	
FAX direto:	
Tel direto:	
E-Mail:	jbarrigh@caf.com

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



III. Barreira Cultural

Devido à natureza do negócio da indústria açucareira, a abordagem de marketing é restrita na transação de tipo “commodity”. Por isso, a transação de eletricidade baseada em contratos de longo prazo (PPA) representa uma significativa vantagem no modelo de negócios. Nesse caso, a transação de eletricidade deve representar uma oportunidade de investimento seguro, tanto pela perspectiva econômica quanto social-ambiental, para convencer as usinas de açúcar a investirem nisso.

Existem também questões referentes à capacidade administrativa das companhias que compõem a indústria açucareira brasileira. Em muitos casos, elas demonstraram vontade de assumir investimentos em novas tecnologias, mas sem financiamento e capacidade empreendedora suficientes para completar tais projetos, segundo WALTER (1994)¹⁸.

Sub-passo 3b: Demonstrar que as barreiras identificadas não impediriam a implantação de ao menos uma das alternativas (exceto a atividade do projeto proposta).

3. Como exposto acima, a outra alternativa para esta atividade de projeto seria manter a situação corrente e focar estritamente na atividade principal, que é a produção de açúcar e álcool. Assim, como as barreiras mencionadas acima estão diretamente relacionadas ao ingresso em um novo negócio (venda de energia), não há impedimento para as usinas de açúcar manterem (ou mesmo investirem) na sua atividade principal.

Passo 4. Análise das práticas comuns.

Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares à atividade do projeto proposta

1. O setor açucareiro, historicamente, sempre explorou a biomassa (bagaço) de uma maneira ineficiente, utilizando caldeiras de baixa pressão. Apesar de consumirem quase todo o seu bagaço na geração de energia para uso próprio, a produção é feita de tal maneira que não há energia excedente disponível para venda, e nenhuma companhia de açúcar se aventurou no mercado de eletricidade até recentemente.

Uma atividade do projeto similar foi implementada pela companhia líder do ramo – Cia Açucareira Vale do Rosário. Entretanto, este é um exemplo solitário em um universo de cerca de 320 usinas de açúcar. Atualmente, existem outras atividades de projetos similares em implantação, por exemplo: a Cia Energética Santa Elisa, Moema, Equipav, Nova América. Projetos similares juntos estão restritos a aproximadamente 10% da indústria açucareira, já que os outros 90% continuam queimando seu bagaço para uso próprio, da velha e ineficiente maneira. Isto claramente demonstra que apenas uma pequena parte deste setor deseja investir em projetos de cogeração. Além do mais, a maioria dos projetos similares que estão sendo implantados são de atividades de projetos de MDL (Econergy já realizou pelo menos 26 projetos de MDL de cogeração por bagaço no Brasil).

Sub-passo 4b: Discutir outras opções similares que estão ocorrendo

¹⁸ Walter, A.C.S. *Viabilidade e Perspectivas da Co-geração e Geração Termelétrica no Setor Sucro-álcooleiro*. Tese de Doutorado. UNICAMP, Campinas, 1994.



2. Este tipo de atividade do projeto não é considerado uma atividade difundida no Brasil, devido à pequena porção de usinas no país que produzem eletricidade para venda.

Passo 5. Impacto do registro do MDL

O impacto do registro desta atividade do projeto de MDL contribuirá com a transposição de todas as barreiras descritas nesta ferramenta: tecnológica, institucional e política, econômica e de investimentos e cultural. O registro trará mais segurança ao investimento em si, e fomentará e apoiará a decisão dos proprietários do projeto a progredir no seu modelo de negócio. Desta maneira, a atividade do projeto já está em negociação para vender seus esperados RCEs.

Apesar disto, os benefícios e incentivos mencionados no texto da Ferramenta de Adicionalidade publicado pelo Conselho Executivo do MDL, também poderão ser experimentados pelas atividades de projeto, tais como: o projeto atingirá o objetivo das reduções antrópicas de GEE; vantagens financeiras da renda obtida nas vendas dos RCEs que trarão mais robustez à situação financeira do projeto; e sua probabilidade de atrair novos parceiros e nova tecnologia (já existem companhias desenvolvendo um novo tipo de caldeira extra-eficiente, e a compra de tal equipamento poderá ser estimulada devido à renda da venda dos RCEs) e reduzir os riscos do investidor.

O registro também trará um impacto em outros participantes da indústria açucareira, que verão a viabilidade de implementar projetos de comercialização de energia renovável em seus equipamentos com o MDL. Além disso, fluxos positivos de capital são muito desejáveis em uma economia frágil e volátil como a brasileira.

B.4. Descrição de como a definição do limite do projeto relacionado à metodologia da linha de base selecionada é aplicada à atividade de projeto:

A definição da fronteira do projeto relatada na metodologia de linha de base é aplicada para esta atividade de projeto, da seguinte forma:

Linha de base da energia da rede elétrica: para o PCBJM, o subsistema Sul-Sudeste e Centro-Oeste da rede elétrica brasileira é considerado como uma fronteira, pois é o sistema com o qual a Jalles Machado está conectada, sendo o que recebe toda a eletricidade produzida a partir do bagaço.

Usina de cogeração com bagaço: a usina de cogeração com bagaço considerada como fronteira, compreende todo terreno onde os equipamentos de cogeração estão instalados.

B.5. Informações detalhadas sobre a linha de base, incluindo a data de término do estudo de linha de base e o nome da pessoa(s)/entidade(s) que determina(m) a linha de base:

1. Data de finalização do texto final desta seção da linha de base: 05/12/2005.
2. Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base

ECONERGY BRASIL (Contato no Anexo I para informações), que é um participante do projeto, é responsável pelos serviços técnicos relacionados a reduções da emissão de GEE e é, portanto, em parceria com a Jalles Machado, elaboradora deste documento e de todo o seu conteúdo.



SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto/ Período de crédito

C.1 Duração da atividade de projeto:

C.1.1. Data de início da atividade de projeto:

23/04/2001

C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade de projeto:

25 anos-0 meses.¹⁹

C.2 Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:

C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos:

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:

23/04/2001

C.2.1.2. Duração do primeiro período de obtenção de créditos:

7 anos-0 meses.

C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:

C.2.2.1. Data de início:

Deixado em branco intencionalmente.

C.2.2.2. Duração:

Deixado em branco intencionalmente.

SEÇÃO D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento

D.1. Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto:

Metodologia de monitoramento aprovada AM0015: "Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid"

D.2. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto:

A metodologia de monitoramento foi desenvolvida para ser aplicada ao Projeto de MDL Vale do Rosário. Devido à grande similaridade entre os projetos, a mesma metodologia foi escolhida para o monitor a redução de emissões decorrente desta atividade de projeto.

¹⁹ Especialistas da ANEEL sugerem a utilização de 25 anos para a vida operacional de turbinas a vapor, combustão, ciclo combinado e plantas nucleares, de acordo com Bosi, 2000, pg. 29.



A metodologia considera o monitoramento das reduções de emissões geradas pelos projetos de cogeração com bagaço de cana-de-açúcar. A energia produzida pelo projeto poderia ser a eletricidade despachada ao sistema interligado e/ou energia usada para substituir combustível fóssil da rede conectada. E é exatamente o caso do PCBJM: o projeto utiliza um subproduto do processo da moenda da cana-de-açúcar (bagaço) para produzir e comercializar eletricidade renovável conectada a uma rede regional brasileira. A metodologia é, dessa forma, totalmente aplicável ao PCBJM, e tem justificativa para ser escolhida.

Além disso, por ser uma metodologia usada em conjunto com a metodologia de linha de base aprovada AM0015 ("Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid"), as mesmas condições de aplicabilidade são descritas e justificadas no item B1.1 deste documento.



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02

UAT

MDL – Conselho Executivo

página 25

D.2. 1. Opção 1: Monitoramento das emissões no cenário do projeto e no cenário de linha de base

D.2.1.1. Dados a serem coletados para monitorar as emissões da atividade do projeto e como esses dados serão arquivados:

Número de Identificação (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

D.2.1.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades de emissão de CO₂-eq.)

D.2.1.3. Dados relevantes necessários para determinar a linha de base das emissões antrópicas por fonte de GEEs dentro do limite do projeto e identificação de como esses dados serão coletados e arquivados:

Número de Identificação	Variável	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletrônico/ papel)	Comentários
1. EGy	Eleticidade fornecida à rede pelo Projeto.	Leituras da medição de energia conectada à rede e notas fiscais das vendas	MWh	m	Mensal	100%	Eletrônico e Papel	Dupla checagem com notas fiscais de venda. Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
2. EFy	Fator de emissão de CO ₂ da rede.	Calculado	tCO ₂ e/MWh	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02

MDL

MDL - Conselho Executivo

página 26

3. EF _{OM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação da rede.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	tCO ₂ e/MWh	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
4. EF _{BM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem em Construção da rede.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	tCO ₂ e/MWh	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
10. λ _y	Fração de tempo em que fontes de baixo custo e despacho obrigatório estão na margem.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	index	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.

D.2.1.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões de linha de base (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades de emissões de CO₂equ.)

$$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (tCO_2e/GWh)$$

$$EF_{electricity} = w_{OM} \cdot EF_{OM} + w_{BM} \cdot EF_{BM} \quad (tCO_2e/GWh)$$

$$BE_{electricity,y} = EF_{electricity} \cdot EG_y$$

$F_{i,j(or m),y}$ É a quantidade de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumida pelas fontes relevantes de energia j no ano(s) y
 j,m Refere-se às fontes de energia fornecedoras de eletricidade à rede, exceto plantas de baixo custo e despacho obrigatório, e incluindo importações da rede
 $COEF_{i,j(or m),y}$ É o coeficiente de emissão de CO₂ do combustível i (tCO₂ / unidade de massa ou volume do combustível), levando em conta o conteúdo de carbono dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (ou m) e o percentual de oxidação do combustível em ano(s) y
 $GEN_{j(or m),y}$ É a eletricidade (MWh) despachada à rede pela fonte j (or m) durante o ano y em toneladas de CO₂
 w_{OM}, w_{BM} São os pesos dados para a margem em operação (OM) e a margem em construção (BM) no cálculo do fator de emissão.
 EG_y É a quantidade líquida de eletricidade gerada na planta de cogeração com bagaço, resultante da atividade do projeto durante o ano y em MWh.
 $EF_{electricity,y}$ É o fator de emissão de CO₂ de linha de base para a eletricidade.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02

MDL

MDL – Conselho Executivo

página 27

D. 2.2. Opção 2: Monitoramento direto de reduções de emissões da atividade de projeto (os valores devem ser compatíveis com os da seção E).

D.2.2.1. Dados a serem coletados para monitoramento das emissões da atividade de projeto, e como esses dados serão arquivados:						
Número de Identificação (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados
						Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)
						Comentário

D.2.2.2. Descrição das fórmulas usadas para calcular as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissão de CO₂eq.):
Deixado em branco intencionalmente.

D.2.3. Tratamento de fugas no plano de monitoramento						
D.2.3.1. Se aplicável, descreva as informações e os dados que serão coletados para monitorar os efeitos das fugas da atividade de projeto:						
Número de Identificação (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados
						Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)
						Comentário

Deixado em branco intencionalmente.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL-DCP) - Versão 02

MDL – Conselho Executivo

página 28

D.2.3.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as fugas (para cada gás, fonte, fórmulas/algorithm, unidades de emissões de CO₂equ.):

Jalles Machado não costumava vender bagaço, consequentemente nenhuma fuga será considerada nessa atividade de projeto.

D.2.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar reduções de emissões para a atividade de projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/algorithm, unidades de emissões de CO₂equ.):

$ER_y = BE_{thermal, y} + BE_{electricity, y} - PE_y - L_y$ $BE_{thermal, y} = 0$ $PE_y = 0$ $L_y = 0$ $BE_{electricity, y} = EF_{electricity} \cdot EG_y$	ER_y: São as reduções de emissão da atividade do projeto, durante o ano y em toneladas de CO₂ BE_{electricity, y}: São as emissões de linha de base devidas ao deslocamento de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO₂ BE_{thermal, y}: São as emissões de linha de base devidas á deslocamento de energia térmica durante o ano y em toneladas de CO₂ PE_y: São as emissões do projeto durante o ano y em toneladas de CO₂ L_y: São as emissões de fuga durante o ano y em toneladas de CO₂
--	---

D.3. Estão sendo realizados procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) para os dados monitorados

Dados (Indique a tabela e o número de identificação por ex. 3-1.; 3-2.)	Grau de incerteza dos dados (Alto/Médio/Baixo)	Explique os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados, ou por que tais procedimentos não são necessários.
1	Baixo	Estes dados serão diretamente usados no cálculo da redução de emissão. Registro das vendas e outros registros são usados para assegurar a consistência.
2	Baixo	Dados não precisam ser monitorados
3	Baixo	Dados não precisam ser monitorados
4	Baixo	Dados não precisam ser monitorados
10	Baixo	Dados não precisam ser monitorados

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL-DCP) - Versão 02

MDL

MDL – Conselho Executivo

página 29

D.4 Descreva a estrutura operacional e administrativa que o operador do projeto implementará para monitorar as reduções de emissões e quaisquer efeitos relacionados às fugas, gerados pela atividade de projeto:

A estrutura para monitoramento desta atividade de projeto consistirá, basicamente, no registro da quantidade de energia vendida à rede (EG_v). Há duas operações que os operadores do projeto devem realizar para assegurar a consistência dos dados, apesar do fato que consistirá do monitoramento de apenas uma variável.

1. Leituras mensais do equipamento de medição dos irrigadores devem ser registradas numa planilha eletrônica;
2. Recibos de venda devem ser arquivados para dupla checagem dos dados. No caso de inconsistência, esses são os dados a serem usados.

Ademais, de acordo com a lei, o equipamento de medição deve ser periodicamente calibrado para obedecer os regulamentos para produtores independentes de energia conectados à rede regional.

Operadores, trabalhando em 3 turnos, operarão o sistema eletrônico que registra os dados de venda de eletricidade. A função deles será a de garantir os dados estão sendo corretamente gerados e arquivados. Considerando a nota fiscal da compra de energia pelo distribuidor de eletricidade, será guardada e usada para contar a quantidade de eletricidade enviada à rede. O departamento de contabilidade será o responsável em arquivar tais dados.

A quantidade atual de eletricidade vendida terá leitura remota pelo distribuidor de eletricidade através de sinais telefônicos. A fatura enviada pela Jalles Machado de tais leituras e pagas pelo distribuidor será também arquivada por uma pessoa administrativa, trabalhando no departamento de contabilidade da usina.

D.5 Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoramento:

ECONERGY BRASIL (Contato no Anexo I para informações), que é participante do projeto, é responsável pelos serviços técnicos relacionados a reduções da emissão de GEE e é, portanto, em parceria com a Jalles Machado, elaboradora deste documento e de todo o seu conteúdo.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



A Tabela 1 mostra o cronograma de implementação da atividade de projeto de cogeração com bagaço.

Tabela 1: Dados técnicos do Projeto de Cogeração com Bagaço Jalles Machado

	Ativo / Ativando				Stand by/
Antes do Plano de Expansão 2000	Um turbo gerador de contrapressão de 5 MW (G1)	Um turbo gerador de contrapressão de 1,2 MW			
	Duas caldeiras de 21 kgf/cm ²				
Fase 1 2001	Um turbo gerador de contrapressão de 5 MW (G2)	Um turbo gerador de contrapressão de 5 MW (G1)			Um turbo gerador de contrapressão de 1,2 MW
		Duas caldeiras de 21 kgf/cm ²			
Fase 2 2002		Um turbo gerador de contrapressão de 5 MW (G2)	Um turbo gerador de contrapressão de 5 MW (G1)		Um turbo gerador de contrapressão de 1,2 MW
	Uma caldeira de 42 kgf/cm ²		Uma caldeira de 21 kgf/cm ²		Uma caldeira de 21 kgf/cm ²
Fase 3 2003	Um turbo gerador de contrapressão de 28 MW (G3)		Um turbo gerador de contrapressão de 5 MW (G2)	Um turbo gerador de contrapressão de 5 MW (G1)	Um turbo gerador de contrapressão de 1,2 MW
	Uma caldeira de 42 kgf/cm ²	Uma caldeira de 42 kgf/cm ²			Uma caldeira de 21 kgf/cm ²

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.

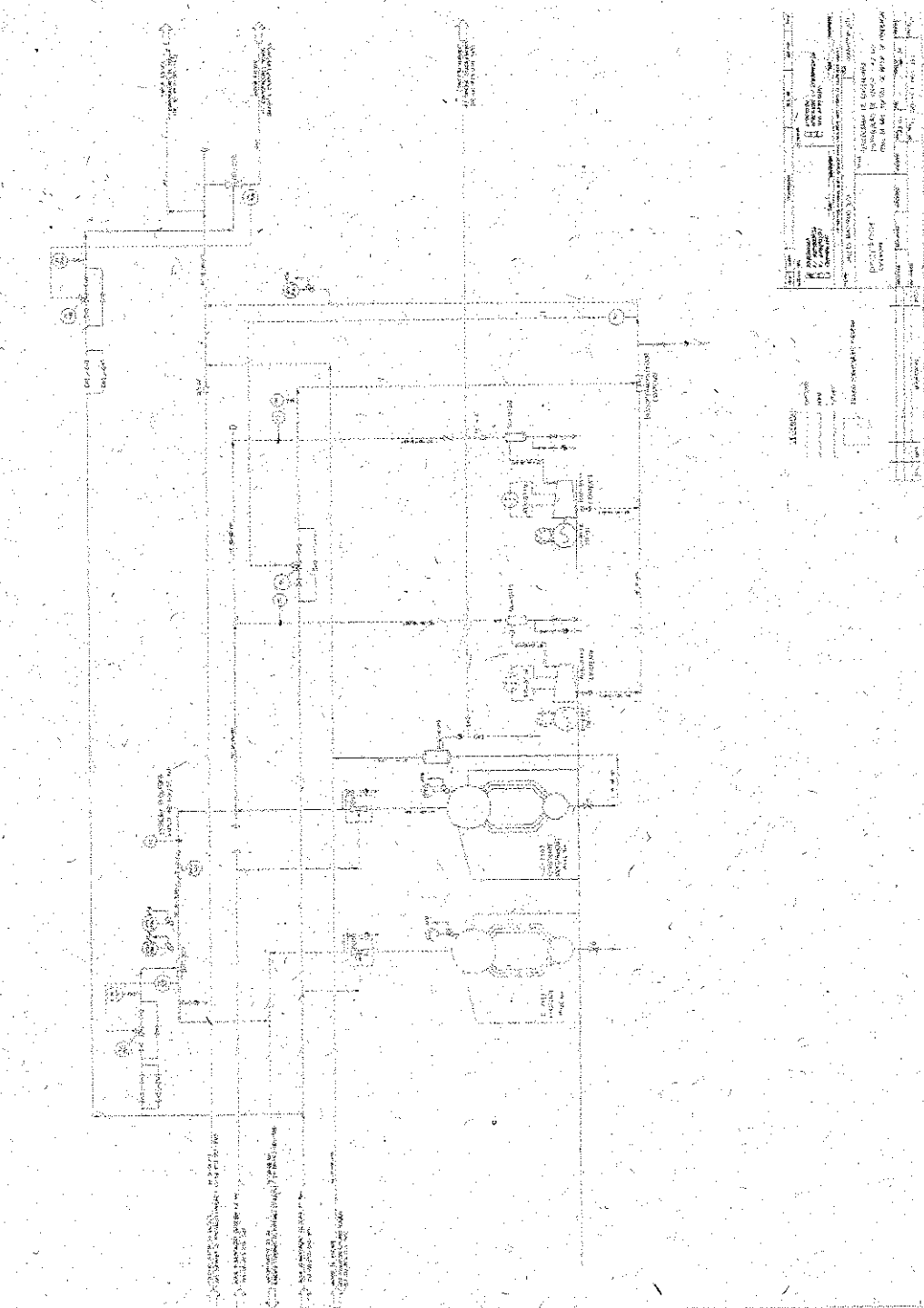


Figura 6: Diagrama de Balanço de Energia

A cogeração com bagaço depende do fornecimento constante de biomassa para as caldeiras da usina. Se houver uma interrupção no suprimento de bagaço, por exemplo, devido à interrupção no fornecimento de

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



cana-de-açúcar à usina, as caldeiras não poderão produzir vapor requerido tanto pelo processo de produção de açúcar quanto pela geração de energia. Devido a esse fato, o plano de expansão na Jalles Machado inclui acompanhado de investimentos no processo de produção de açúcar, de forma a diminuir o consumo de vapor no processo de produção de açúcar e etanol. Essa redução é necessária para se liberar o máximo possível de vapor para a unidade de cogeração. Consequentemente, quanto mais eficiente é o sistema usado para o bagaço disponível, mais alto é o investimento por MWh produzido.

A.4.4. Explicação sucinta de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEEs) por fontes serão reduzidas pela atividade de projeto de MDL proposta, incluindo por que as reduções das emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta, levando em consideração políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais:

Unidade de cogeração

Entregando energia renovável à rede, a eletricidade que seria de outra forma produzida empregando combustível fóssil é substituída. Essa substituição de eletricidade ocorrerá na margem do sistema, ou seja, este projeto de MDL substituirá eletricidade produzida por fontes marginais (predominantemente por usinas térmicas a combustível fóssil), as quais têm custos mais altos de despacho e são solicitadas somente no período em que fontes que produzem energia na base do sistema não podem suprir a rede (em decorrência das limitações por altos custos marginais de despacho ou limitações de estoque de combustível – no caso de fontes hídricas).

O bagaço é um subproduto fibroso, originário do processamento da cana-de-açúcar, que corresponde a aproximadamente 25% do peso da cana verde e aproximadamente um terço do conteúdo energético da cana. Numa unidade de processamento brasileira típica, queimar bagaço para a geração de calor e eletricidade é uma prática já estabelecida. Estima-se que mais de 700 MW de capacidade para geração de eletricidade a partir do bagaço estão atualmente instalados apenas no estado de São Paulo⁹. A maioria da energia produzida nessas plantas é consumida pelas próprias usinas. Devido às restrições que limitavam o acesso de produtores independentes de energia ao mercado de eletricidade, não havia incentivo às usinas de cana-de-açúcar operarem de uma forma mais eficiente. Caldeiras de baixa pressão, pouca preocupação com o melhor uso e controle do vapor, esmagamento feito mecanicamente ativado pelo vapor, processo de destilação que necessita de muita energia, são alguns poucos exemplos de métodos inefficientes usados normalmente na indústria sucroalcooleira¹⁰.

A legislação do setor elétrico brasileiro atualmente reconhece o papel do produtor independente de energia, o que acentuou o interesse em melhorar a eficiência das caldeiras e aumentar a geração de eletricidade nas usinas, permitindo às usinas, assim, produzirem energia para satisfazerem suas próprias necessidades e gerarem também uma quantidade excedente que pode ser vendida para a rede elétrica. A atual necessidade de atender a uma demanda crescente de energia no Brasil abre uma real oportunidade para algumas usinas de cogeração de energia a partir do bagaço. Adicionalmente, a característica única de que a geração de energia a partir da cana-de-açúcar no país ocorra nos meses de seca, quando o nível dos reservatórios das hidrelétricas - a mais importante fonte elétrica do país - está baixo, faz dessas iniciativas um complemento perfeito ao sistema elétrico nacional e torna a cogeração de energia a partir do bagaço atrativa para potenciais compradores de eletricidade.

No entanto, barreiras de natureza financeira, dentre outras, ainda representam um desafio para a implementação da maioria dos projetos dessa natureza. Na maioria dos casos, a cultura dos investidores das usinas de açúcar é muito influenciada pelo mercado de açúcar e álcool. Então, eles precisam de um

⁹ Secretaria de Energia de São Paulo, 2001.

¹⁰ Nastari, 2000.



incentivo extra para investir na produção de eletricidade, visto que este é um produto que não poderá ser estocado para especulação. Os contratos de venda de energia, PPAs (do inglês Power Purchase Agreement) requerem diferentes habilidades de negociação, as quais não são comuns na indústria sucroalcooleira. Por exemplo, quando é assinado um contrato de longa duração de venda de energia, o PPA, uma dada usina de açúcar terá de estar suficientemente confiante de que ela irá produzir biomassa suficiente para fornecer ao seu projeto de cogeração. Embora isto pareça fácil de prever, a volatilidade da produtividade de cana-de-açúcar varia de 75 até 95 toneladas de cana por hectare anualmente, dependendo das chuvas. Então, o rendimento na redução de emissão de gases de efeito estufa e outros benefícios associados com o MDL poderão representar uma oportunidade de investimento atraente para algumas usinas e empresas do setor sucroalcooleiro como a Jallés Machado, que se deparam especialmente com as circunstâncias do setor elétrico acima mencionadas, para investir na expansão de sua capacidade de geração de eletricidade e operar seus sistemas de cogeração de uma forma mais racional.

A.4.4.1. Quantia estimada de reduções de emissões durante o período de obtenção de créditos escolhido:

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões (tCO ₂ e)
2001	1.038
2002	2.405
2003	6.780
2004	11.053
2005	11.053
2006	14.456
2007	15.901
total de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	62.686
número de anos de crédito	7
média anual de estimativas de redução sobre o período de crédito (tonelada de CO₂e)	8.955

Essa atividade de projeto reduzirá **62.686 tCO₂e** em 7 anos.

RCEs produzidos até 2004. Dados para 2005 em diante são estimados.

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

De acordo com os investimentos técnicos descritos abaixo, BNDES, Banco Nacional para Desenvolvimento Econômico e Social, financia 63% do investimento total de R\$ 60,4 milhões (US\$ 19,5 milhões¹¹) para o projeto de expansão de cogeração de bagaço e produção da usina de açúcar (desse total R\$ 26,32 milhões é o investimento para o projeto de cogeração), através da FINAME – Financiamento para Aquisição de Máquinas e Equipamentos, aprovado em 30 de Agosto de 2002:

¹¹ Taxa de câmbio em Agosto, 2002: US\$ 1,00 / R\$ 3,10



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02

EX-1000

MDL – Conselho Executivo

página 15

Item	Valor Total Financiado	% Financiado	Período/Taxa de juros
Cogeração	R\$ 26.318.028,00	80	10 anos / 35% + TJLP ¹²
Açúcar e Alcool	R\$ 24.674.732,00	50	6 anos / 4,5% + TJLP
Cana-de-açúcar	R\$ 3.750.000,00	50	6 anos / 4,5% + TJLP
Capital de giro	R\$ 5.704.000,00	-	

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base

B.1. Título e referência da metodologia de linha de base aprovada aplicada à atividade de projeto:

AM0015: “Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid”.

B.1.1. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto:

Esta metodologia é aplicável ao PCBJM, pois: (i) o bagaço é produzido e consumido no mesmo local; (ii) o projeto nunca seria implantado pelo poder público, assim como também não seria implantado na ausência do MDL, como demonstrado no capítulo de adicionalidade abaixo; (iii) não há aumento na produção de bagaço devido ao projeto e (iv) não haverá armazenamento de bagaço por mais de um ano.

B.2. Descrição de como a metodologia é aplicada no contexto da atividade de projeto:

A atividade do projeto segue os passos dados pela metodologia, levando em conta o cálculo de (b) Simple Adjusted OM no PASSO 1, uma vez que não haveria dados disponíveis para aplicação da opção preferida – (c) *Dispatch Data Analysis OM*. No PASSO 2, a opção 1 foi escolhida. A tabela a seguir apresenta as informações-chave e os dados usados na determinação do cenário de linha de base.

Número ID	Tipo de dado	Valor	Unidade	Fonte dos dados
1. EG _y	Eletricidade fornecida à rede pelo Projeto.	Obtido durante todo o tempo de vida do projeto.	MWh	Proprietário do projeto
2. EF _y	Fator de emissão de CO ₂ da rede.	0,2677	tCO ₂ e/MWh	Calculado

¹² TJLP: *Taxa de Juros de Longo Prazo*, criada pela Ordem Ministerial Nº 684 de 31 de Dezembro de 1994 e publicada no Diário Oficial de 3 de Novembro de 1994, definindo como custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES. A TJLP é ajustada periodicamente pelo Banco Central do Brasil de acordo com as normas estabelecidas pelo Conselho Monetário Nacional e pode ser encontrado em qualquer um dos principais jornais brasileiros. Ela foi definida em 9,25% por ano no primeiro trimestre de 2001. Hoje (primeiro trimestre de 2003), ela está definida em 11,0% ao ano. Para maiores informações sobre a TJLP, veja BNDES, 2003b



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02



MDL – Conselho Executivo

página 16

3. $EF_{OM,y}$	Fator de emissão de CO_2 da Margem de Operação da rede.	0,4310	tCO_2e/MWh	Esse valor foi calculado usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.
4. $EF_{BM,y}$	Fator de emissão de CO_2 da Margem em Construção da rede.	0,1045	tCO_2e/MWh	Esse valor foi calculado usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.
10. λ_y	Fração de tempo em que fontes de baixo custo e despacho obrigatório estão na margem.	$\lambda_{2002} = 0,5053$ $\lambda_{2003} = 0,5312$ $\lambda_{2004} = 0,5041$	-	Esses valores foram calculados usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.

B.3. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada de MDL:

Aplicação da ferramenta de demonstração e avaliação da adicionalidade da Jalles Machado.

Passo 0. Projeção preliminar baseada na data de início da atividade do projeto

- Uma cópia da primeira revisão da proposta técnica para a construção do PCBJM, enviada à Jalles Machado, datada de 24 de Novembro de 2000 e a cópia do comprovante de venda (recibo), um documento de controle do governo emitido pelo vendedor quando o produto é vendido, documentando a aquisição do turbo gerador de contrapressão de 5 MW instalado em 2001 (Fase 1 do PCBJM) datado em 13 de Março de 2001 está disponibilizado.
- A conscientização ambiental sempre foi levada em conta na história da Usina de Açúcar Jalles Machado. O fundador – Sr. Jalles Machado – foi um deputado federal no início do século 20 que defendeu o uso do etanol desde daquele tempo como uma forma de suprir o interior do país com um combustível ambientalmente correto. Seu filho – Sr. Octávio Lage de Siqueira – disseminou o estilo de administração do pai pela empresa. Então, os executivos implementaram diversas ações ambientais como é descrito nesse documento. Pelo propósito dessa atividade do projeto no início de seu desenvolvimento, em 20 de Novembro de 2000, a consultoria J.A. Rubiano Consultores preparou o Plano de Negócios da atividade do projeto enviado ao Banco BBA, para que esse banco pudesse ser intermediário ao BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) solicitando fundo de dívida. Esse Plano de Negócios contemplou a qualificação dessa atividade de projeto como um projeto de MDL. Então, esse documento é uma evidência confiável que o MDL foi seriamente considerado na decisão de proceder com essa atividade de projeto.

Passo 1. Identificação das alternativas para a atividade do projeto, consistente com as leis e regulamentações atuais.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



Sub-passo 1a. Definir alternativas para a atividade do projeto

1. Havia somente duas possibilidades para a implantação desta atividade de projeto: uma consistia em manter a situação corrente da usina de açúcar, focando apenas na produção de açúcar e álcool, dirigindo os investimentos na melhoria da eficiência e aumento da escala da atividade central. A outra opção seria assumir a atividade do projeto, investindo em aumentar a eficiência do vapor e da produção de eletricidade para venda, pela aquisição de caldeiras de alta eficiência e turbo geradores.

Sub-passo 1b: Aplicação das leis e regulamentações aplicáveis

2. Como pode ser visto na seção F, esta atividade de projeto cumpre com todas as leis ambientais e também com outras leis aplicáveis e requisitos reguladores. Como a outra alternativa era manter a situação prévia à decisão de implantar esta atividade de projeto de MDL, considera-se então que todos os requisitos aplicáveis estariam sendo cumpridos.

3. Não aplicável.

4. Todas alternativas estão em conformidade com todas as regulamentações.

Passo 3. Análise de Barreiras

Sub-passo 3a. Identificar barreiras que impediriam a implantação do tipo da atividade de projeto proposta

1+2. Segundo COELHO (1999)¹³, “programa de cogeração de larga escala no setor sucro-alcooleiro ainda não ocorreu, devido às inúmeras barreiras, principalmente econômica, política e institucional”, como:

I. Barreiras tecnológicas

As barreiras tecnológicas representam um ponto muito importante para o crescimento da cogeração por bagaço no Brasil. Apesar de o ciclo-Rankine ser uma tecnologia bastante conhecida, as unidades de cogeração operam com baixa eficiência e não são competitivas se comparadas a outras opções de geração. Por causa disso, há um aspecto delicado sobre a tecnologia e o valor econômico para tal tecnologia. Apesar desta tecnologia ser bem desenvolvida, o valor econômico para sua aplicação não serve para projetos de escala similares a outras usinas de açúcar no Brasil. COELHO (1999) justifica enfatizando que os custos unitários (\$ / MW instalado) são significativamente influenciados pelo efeito de escala. Como a unidade de cogeração por bagaço deveria ter uma escala pequena devido ao alto custo de transporte do combustível (bagaço), os investimentos são altos. Portanto, como a diminuição dos custos é almejada, o resultado final é uma instalação simplificada e uma eficiência mais baixa.

COELHO (1999) também declara que a grande maioria das usinas de açúcar ainda se apóia em tecnologia ineficiente, como as caldeiras de 22 bar, mesmo no Estado de São Paulo, o mais industrializado do Brasil. Além do mais, quando existe a necessidade da troca de equipamentos, é comum não considerar a compra de caldeiras de alta eficiência devido ao conservadorismo, falta de conhecimento ou até falta de interesse em gerar vapor adicional para venda de eletricidade.

¹³ COELHO, Suani T. *Mecanismos para implementação da cogeração de eletricidade a partir de biomassa: um modelo para o Estado de São Paulo*. São Paulo: Programa interunidades de pós-graduação em energia, 1999.



Finalmente, SWISHER (1997)¹⁴, considera difícil convencer o distribuidor local que a energia a ser adquirida, geralmente gerada durante a época de colheita, é suficientemente confiável para ser contabilizada no seu planejamento.

II. Barreiras Políticas e Institucionais

Do ponto de vista do setor elétrico, segundo COELHO (1999), adquirir eletricidade que não hidroelétrica não seria uma prioridade, pois sendo a eletricidade a partir do bagaço ser gerada apenas na época da colheita, não poderia ser oferecida energia de forma confiável. Entretanto, a grande vantagem da eletricidade a partir do bagaço é que ela é produzida durante o período no qual as usinas hidrelétricas enfrentam dificuldades, devido ao baixo nível de chuvas. Como resultado, COELHO (1999), sugere que exista um significativo prejuízo e tradicionalismo dos distribuidores quando decidem em comprar ou não energia proveniente de bagaço.

Do ponto de vista da usina de açúcar, salvo raras exceções, COELHO (1999) diz que a grande maioria das usinas não cogita investir em cogeração (para venda de eletricidade) como prioridade. O setor, mesmo no atual contexto político, parece não ter motivação para investir em um processo que ele vê com desconfiança e cuja produção não tem garantia de um mercado seguro no futuro. Ademais, é fato que “as usinas de açúcar são essencialmente dirigidas por famílias, o que dificulta a associação com agentes financeiros externos”, o que permitiria ao setor ser mais competitivo e diversificar seus investimentos.

Desde 1997, segundo SWISHER (1997), o anúncio do Decreto de Cogeração está sendo aguardado, e se esperava que isso tivesse influência positiva nas decisões corporativas a respeito da implantação de projetos de biomassa. A proposta original do Decreto de Cogeração, que nunca foi aprovado, obrigava a compra de equipamentos¹⁵ de cogeração e auto-geração por parte das concessionárias. Ao invés de energia renovável, o plano de expansão do governo para energia elétrica, aprovado em fevereiro de 2000, é baseado em combustível fóssil – gás natural. Este plano de expansão, chamado de PPT – Programa Prioritário de Termelétricas, tornou-se uma realidade pouco antes da crise de energia. Os beneficiários do PPT, que eram basicamente usinas térmicas de gás natural, através do Decreto 3.371 de Fevereiro de 2000 do Ministério de Minas e Energia (MME), contavam com condições de preço garantido, atrativo e de longo prazo nas vendas de energia e suprimento de gás natural, conjuntamente com o financiamento do BNDES. Apesar de não ser provável que o PPT venha a ser completamente implantado, a política do setor público para energia renovável não são consideradas confiáveis o suficiente pelos executivos do setor privado para dar apoio à expansão da cogeração nas usinas de açúcar. Esta suposição é claramente demonstrada pela seguinte lista de regras e/ou regulamentações no setor energético que foram lançadas nos últimos 10 anos:

- **Março de 1993:** A Lei 8.631 ajusta a regulamentação de tarifas para a energia elétrica;
- **Fevereiro de 1995:** A Lei 8.987 estabelece concessões públicas para a energia;
- **Julho de 1995:** A Lei 9.074 regulamenta as concessões para o setor de energia;

¹⁴ SWISHER, J. *Using area-specific cost analysis to identify low incremental-cost renewable energy options: a case study of co-generation using bagasse in the State of São Paulo*. Washington DC: Prepared for Global Environment Facility (GEF) Secretariat, 1997.

¹⁵ Decreto Presidencial sobre a cogeração de energia elétrica, rascunho de 5 de Agosto de 1997.



- **Dezembro de 1996:** A Lei 9.427 cria a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- **Agosto de 1997:** A Lei 9.478 cria o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE);
- **Outubro de 1997:** Decreto 2.335 regula as obrigações da ANEEL;
- **Dezembro de 1997:** Implementação da ANEEL;
- **Mai de 1998:** A Lei 9.648 estabelece o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS);
- **Julho de 1998:** Decreto 2.655 regula as obrigações da MAE e da ONS;
- **Fevereiro de 2000:** Decreto 3.371 regula o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT);
- **Abril de 2002:** A Lei 10.438 institui o PROINFA – Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica, determinando que contratos devem ser assinados dentro de 24 meses da sua data e que haverá diferentes valores econômicos para a aquisição de 3.300MW de capacidade elétrica de fontes renováveis pela estatal Eletrobrás, para plantas com data de início de operação anterior a 30 de Dezembro de 2006.
- **Agosto de 2002:** Medida Provisória 64, ato presidencial que muda a constituição para permitir a regulamentação do setor energético, incluindo o PROINFA;
- **Dezembro de 2002:** Resolução 4.541 da ANEEL regula a implementação do PROINFA, estabelecendo que valores econômicos devem ser definidos em 90 dias;
- **Março de 2003:** Decreto 4.644 adia, por 180 dias, da sua data, o valor econômico e os anúncios das diretrizes operacionais;
- **Junho de 2003:** Decreto 4.758 adia indefinidamente a data para o valor econômico e os anúncios das diretrizes operacionais e revogou o Decreto 4.644 acima mencionado;
- **Novembro de 2003:** A Lei 10.762 de 11 de Novembro de 2003 revisada da Lei 10.438 de 26 de Abril de 2002 institui o PROINFA.
- **Março de 2004:** Decreto 5.025 regula a Lei 10.438 de 26 de Abril de 2002.

Para a análise deste projeto de MDL, na época do início do projeto, não havia incentivo institucional como o PROINFA. Portanto, a decisão da companhia de assinar uma PPA de longo prazo com o distribuidor local representou, sem dúvida, um risco significativo que a usina estava disposta a assumir, parcialmente devido ao retorno esperado do MDL.

III. Barreiras Econômicas e de Investimentos



Do ponto de vista dos agentes econômicos, o excessivo grau de garantias requerido para financiar os projetos é uma barreira comum para se atingir um estágio de viabilidade financeira, profundamente discutida em SWISHER (1997).

Outras barreiras são mais relacionadas à falta de acordos contratuais comerciais adequados dos compradores de energia (ex.: contratos de longo prazo negociáveis e mecanismos de garantia de pagamento para tanto o setor público local quanto para compradores privados que não tenham crédito) e que tornam mais difícil de se obter financiamentos de longo prazo de um banco e/ou um banco de desenvolvimento. Algumas outras barreiras financeiras ocorrem simplesmente devido aos custos proibitivos de transação, que incluem a burocracia de se obter a licença ambiental.

“Existem diversas razões para a relutância das concessionárias brasileiras em oferecer preços mais altos para energia de cogeração. Uma razão importante provém da hipótese de que os custos são geograficamente uniformes, isto é, há essencialmente um valor único para o custo evitado no setor industrial. Se este valor do custo não indica que haja economia suficiente quando da compra de energia de cogeração e portanto haja pouca motivação econômica, tanto sob um monopólio público quanto uma estrutura privatizada competitiva, para uma concessionária pagar o suficiente para a cogeração para satisfazer os critérios financeiros de seus investidores em potencial”¹⁶ como citado por SWISHER (1997). Na realidade, o custo econômico é a razão pela qual as concessionárias brasileiras não compram energia de cogeração, pelo menos enquanto a regulamentação do setor não garantir a eles repassar tais custos para o consumidor final. O custo da eletricidade varia numa faixa entre US\$ 35 a US\$ 105 por MWh, de acordo com o Plano de Expansão 2001-2010 do Governo Brasileiro, que é mais alto do que o custo marginal para a expansão elétrica do sistema - US\$ 33/MWh¹⁷.

COELHO (1999) enfatiza ainda que um dos maiores problemas de se vender energia excedente para a rede com sendo o valor econômico pago às usinas de açúcar insuficiente para remunerar o capital investido pelas usinas de açúcar na expansão de um projeto de cogeração. Além disso, “a taxa de acesso à rede não contribui com a viabilidade da venda da energia excedente para os distribuidores”.

Resumindo, SWISHER (1997) considera que as principais dificuldades são encontradas em: (a) **pequeno tamanho de projetos e custos de instalação:** como os custos fixos são altos e usualmente as instalações não são grandes, há uma grande barreira econômica para implementação desses tipos de projetos, já que os retornos serão baixos comparando com os custos fixos, (b) **disponibilidade de financiamentos de longo prazo:** tradicionalmente, projetos de infra-estrutura costumam ter mais acesso a financiamentos de longo prazo, situação que se alterou após a privatização do setor elétrico. (c) **falta de garantias:** além das garantias técnicas, investidores requerem garantias comerciais, estabelecendo um paradoxo: privatizações devem fomentar uma economia baseada em mercado, mas bancos ainda requisitam garantias governamentais para assegurar investimentos de longo prazo no setor privado, (d) **falta de financiamento local:** falta de familiaridade com ferramentas financeiras de projeto e também devido às altas taxas de juros no Brasil.

Além disso, é importante notar que o negócio de comercialização de eletricidade é responsável por uma pequena parte do total dos retornos da usina – 3% para o ano fiscal de 2004.

¹⁶ Comunicação pessoal de Joel Swisher com Mark Croke, gerente de projetos da Rolls Royce em 26 de agosto de 1997. Swisher J. 1997 pág. 76.

¹⁷ “Como se pode observar, os custos unitários das fontes alternativas de energia ainda são altos comparados ao custo marginal de expansão do sistema, hoje calculado em US\$33/MWh”. IN: Ministério de Minas e Energia, Brasil 2001, pág. 80.



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público do Anexo I envolvido no PCBJM.

Anexo 3

INFORMAÇÕES DE LINHA DE BASE

Informação detalhada sobre a configuração elétrica na usina de açúcar da Jalles Machado, assim como energia esperada de vendas e geração de reduções de emissão são apresentadas abaixo:

Projeto de cogeração de bagaço da Jalles Machado									
linha	item	(Fase 1) 2001	(Fase 2) 2002	(Fase 3) 2003	2004	2005	2006	2007	Total RCEs
1	Capacidade instalada, MW	10	10	38	38	38	38	38	
2	Consumo interno (MW)	5	5	7,74	7,74	7,74	9	9	
3	Standby (MW)	2,6	0,9	21,7	17,6	17,6	11,4	9,6	
4	Fator de capacidade	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	
5	Capacidade instalada disponível para venda (MW)	2	3,5	7,3	10,8	10,8	15	16,5	
6	Dias totais estimados de cogeração (dias)	173	147	145	160	160	150	150	
7	horas de operação (h/ano)	4.159	3.533	3.488	3.837	3.837	3.600	3.600	
8	Energia elétrica a ser vendida a CPFL, MWh/ano	3.877	8.985	25.326	41.288	41.288	54.000	59.400	
9	Fator de emissão da linha de base tCO ₂ e/MWh	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	
10	Total de reduções de emissão de CO ₂ , tCO ₂ e/ano	1.038	2.405	6.780	11.053	11.053	14.456	15.901	62.686

O sistema elétrico brasileiro tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: Norte/Nordeste (N/NE) e Sul/Sudeste/Centro-Oeste (S/SE/CO). Isto ocorre principalmente devido à evolução histórica e física do sistema, o qual se desenvolveu naturalmente ao redor dos grandes centros consumidores do país.

A evolução natural de ambos os sistemas está crescentemente mostrando que a integração ocorrerá no futuro. Em 1998, o governo Brasileiro anunciou o primeiro movimento com a linha de interconexão entre S/SE/CO e N/NE. Com investimentos em torno de US\$700 milhões, a conexão teve como propósito principal, na visão do governo, ao menos, ajudar a resolver desequilíbrios energéticos no país: a região S/SE/CO poderia suprir a N/NE caso fosse necessário e vice-versa.

Todavia, mesmo após o estabelecimento da interconexão, a papelada técnica ainda divide o sistema Brasileiro em dois (Bosi, 2000)²¹:

²¹ Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.



“... onde o Sistema Elétrico Brasileiro se divide em três subsistemas separados”:

- (i) O Sistema Interconectado Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- (ii) O Sistema Interconectado Norte/Nordeste, e
- (iii) Os Sistemas Isolados (que representam 300 localizações eletricamente isoladas dos sistemas interconectados).”

Além disso, Bosi (2000) apresenta uma forte argumentação a favor do assim chamado multi-projeto de linha de base:

“Para grandes países com diferentes circunstâncias no interior de suas fronteiras e diferentes redes energéticas baseadas nos três diferentes sistemas, multi-projetos de linha de base no setor de eletricidade talvez tenham a necessidade de se desagregar abaixo do nível do país para que possa prover representação acreditável do que poderia ter ocorrido de outra forma”.

Finalmente, deve-se levar em consideração que mesmo que os sistemas estejam interconectados atualmente, a transmissão de energia entre o N/NE e o S/SE/CO é severamente limitada pela capacidade das linhas de transmissão. Então, somente uma fração do total de energia gerada em ambos os subsistemas é enviada de alguma maneira. É natural que essa fração possa mudar de direção e magnitude (acima da capacidade da linha de transmissão) dependendo do padrão hidrológico, clima e outros fatores incontroláveis. Mas não é necessário que isso represente uma quantidade significativa da demanda de cada subsistema. Também deve ser considerado que apenas no final de 2004 a interconexão entre SE e NE foi concluída, isto é, se os proponentes do projeto estiverem coerentes com a base de dados de geração disponível no momento da submissão para validação do DCP, uma situação onde a transmissão de eletricidade entre os subsistemas estava restrita deverá ser considerada.

O sistema elétrico brasileiro compreende atualmente ao redor de 91,3 GW de capacidade instalada, no total de 1.420 iniciativas de geração de eletricidade. Destas, aproximadamente 70% são plantas hidroelétricas, perto de 10% são plantas de energia a partir da queima de gás natural, 5,3% são plantas de diesel e óleo combustível, 3,1% de são fontes de biomassa (cana-de-açúcar, madeira, casca de arroz, biogás e licor negro), 2% são usinas nucleares, 1,4% são plantas de carvão, e também há 8,1 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Venezuela, Uruguai e Paraguai) que deverão despachar energia à rede brasileira (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Essa última capacidade é na realidade compreendida principalmente por 6,3GW da parte do Paraguai na Itaipu Binacional, uma usina hidrelétrica que opera tanto no Brasil quanto no Paraguai, mas cuja produção é enviada quase que totalmente para a rede brasileira.

As metodologias aprovadas AM0015 e ACM0002 pedem aos proponentes do projeto a se responsabilizar por “todas fontes geradoras servindo o sistema”. Deste modo, ao aplicar uma destas metodologias, os proponentes de projeto no Brasil devem procurar e pesquisar todas as plantas energéticas que servem o sistema brasileiro.

Na realidade, informações do tipo das fontes de geração não são publicamente disponíveis no Brasil. O centro de despacho nacional, ONS – Operador Nacional do Sistema – argumenta que tais informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia e por isso não podem se tornar disponíveis. Por outro lado, a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, fornece informações de capacidade energética e outros interesses legais do setor de eletricidade, mas nenhuma informação de despacho pode ser adquirida por esta entidade.



A respeito disto, os proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível para tornar possível o cálculo do fator de emissão do Brasil com a melhor acurácia possível. Visto que dados de despacho real são necessários, a ONS foi contatada para que os participantes pudessem saber até que grau de detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Depois de muitos meses de diálogo, a informação de despacho diário das plantas foi disponibilizada para os anos de 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes de projeto, ao discutir a praticabilidade da utilização dos dados, concluíram que era a mais apropriada informação a ser considerada para determinar o fator de emissão da rede brasileira. De acordo com a ANEEL, de fato, a ONS centralizou as plantas de despacho estimadas em 75.547 MW de capacidade instalada em 31/12/2004, dentre o total de 98.848,5 MW instalados no Brasil na mesma data ([http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf)), incluindo a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar ao Brasil e plantas de emergência, que são despachadas somente nos períodos de limitações elétricas do sistema. Tal capacidade é na realidade constituída de plantas com capacidade instalada de 30 MW ou mais, conectadas ao sistema por linhas de energia de 138kV ou linhas de alta voltagem. Então, mesmo que o cálculo do fator de emissão não considere todas as fontes de geração que servem ao sistema, aproximadamente 76,4% da capacidade instalada que serve ao Brasil está sendo levada em consideração, o que é suficiente em vista das dificuldades de obtenção de informações de despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são plantas que não tem despacho coordenado pela ONS, visto que: mesmo que elas operem com base nos acordos de compra os quais não estão sob controle das autoridades de despacho, ou estão localizadas em sistemas não interconectados aos quais a ONS tem acesso. Deste modo, esta parte não é passível de afetar os projetos de MDL, e esta é outra razão para que não seja levada em consideração na determinação do fator de emissão.

Na tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores do projeto consideraram a opção de pesquisar por dados disponíveis, mas não oficiais para suprimir a lacuna existente. A solução encontrada foi a base de dados da Agência Internacional de Energia (AIE) criada para executar o estudo “Testes de Caminhos de Linhas de Base para Projetos de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Setor de Energia Elétrica”, publicado em Outubro de 2002. Ao fundir os dados da ONS com os dados da AIE em uma planilha eletrônica, os proponentes do projeto tiveram a possibilidade de considerar todas as fontes de geração conectadas a redes relevantes para determinara o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi mais conservador ao considerar apenas os dados da ONS, como é mostrada na tabela abaixo a margem de construção em ambos os casos.

Margem de Construção com fusão de dados AIE/ONS (tCO ₂ /MWh)	Margem de Construção com dados da ONS (tCO ₂ /MWh)
0,205	0,1045

Então, considerando todos os argumentos explanados, os desenvolvedores do projeto decidiram pela base de dados que considera apenas os dados da ONS, e desta forma foi possível dirigir-se oportunamente ao caso da determinação do fator de emissão e fazê-lo da maneira mais conservadora.

As eficiências das usinas de combustível fóssil também foram retiradas da redação da AIE. Isso foi feito considerando a falta de mais informações detalhadas sobre essas informações de fontes públicas, confiáveis e acreditáveis.

Da referência mencionada:

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



A eficiência de conversão de combustíveis fósseis (%) para plantas de energia térmica foi calculada com base na capacidade instalada de cada planta e da energia produzida de fato. Para a maioria das plantas de energia por combustível fóssil em construção, um valor constante de 30% foi usado como estimativa para a eficiência de conversão de seus combustíveis fósseis. Essa hipótese foi baseada nos dados disponíveis em literatura e baseados nas observações da atual situação destes tipos de plantas atualmente em operação no Brasil. Para as únicas duas plantas de gás natural em ciclo combinado (totalizando 648 MW) assumiu-se taxa de eficiência maior, isto é, 45%.

Então apenas dados para plantas em construção em 2002 (com início de operação em 2002, 2003 e 2004) foram estimados. Todas as outras eficiências foram calculadas. Para o melhor do nosso conhecimento, não há reforma/modernização de usinas de geração mais antigas no período analisado (2002 a 2004). Por essa razão, os participantes do projeto consideraram a aplicação desse número não apenas razoável, mas a melhor opção disponível.

Os dados de despacho horário reunidos mais recentemente recebidos pela ONS foram usados para determinar o fator λ para cada um dos anos de dados disponíveis (2002, 2003 e 2004). A geração de baixo custo e despacho obrigatório foi determinada como a geração total menos a geração das plantas de geração térmica por combustível fóssil, esta última determinada por dados diários de despacho fornecidos pela ONS. Toda essa informação foi disponibilizada aos validadores e extensivamente discutida com eles, de maneira a tornar todos os pontos claros.

Nas páginas seguintes, um resumo das análises é fornecido. Primeiro, a tabela com as 130 plantas de despacho pela ONS é fornecida. Depois, uma tabela com as conclusões resumidas das análises, com o cálculo do fator de emissão mostrado. Finalmente, as curvas de duração de carga do sistema S/SE/CO são apresentadas.

Plantas Despachadas pelo ONS

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



Tabela Resumo

Fatores de emissão para o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste				
Linhas de base (incluindo importação)	EF_{CO_2} [tCO ₂ /MWh]	Carga [MWh]	LCMR [GWh]	Importações [MWh]
2002	0,8804	275.402,688	258.720	1.607.395
2003	0,9376	268.493,929	274.649	439.565
2004	0,8728	297.876,674	284.748	1.459.275
Total (2002-2003)		543.896,617	533.469	3.506.235
$EF_{CO_2, \text{simples}} \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$	0,4310	$EF_{CO_2, \text{padrão}}$	0,1045	Lambda
Pesos alternativos		Pesos padrão		0,5053
$w_{CO_2} = 0,75$		$w_{CO_2} = 0,5$		2,000
$w_{NU} = 0,25$		$w_{NU} = 0,5$		0,5312
EF_{CO_2} [tCO ₂ /MWh]	0,3494	Padrão EF_{CO_2} [tCO ₂ /MWh]		0,5041

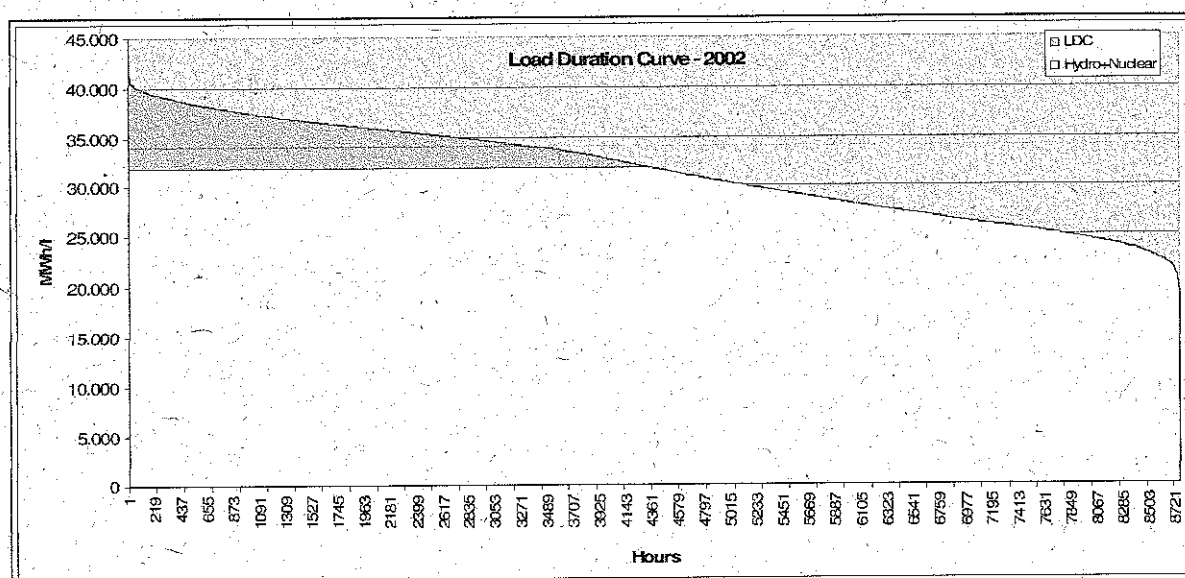


Figura 7: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2002

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.

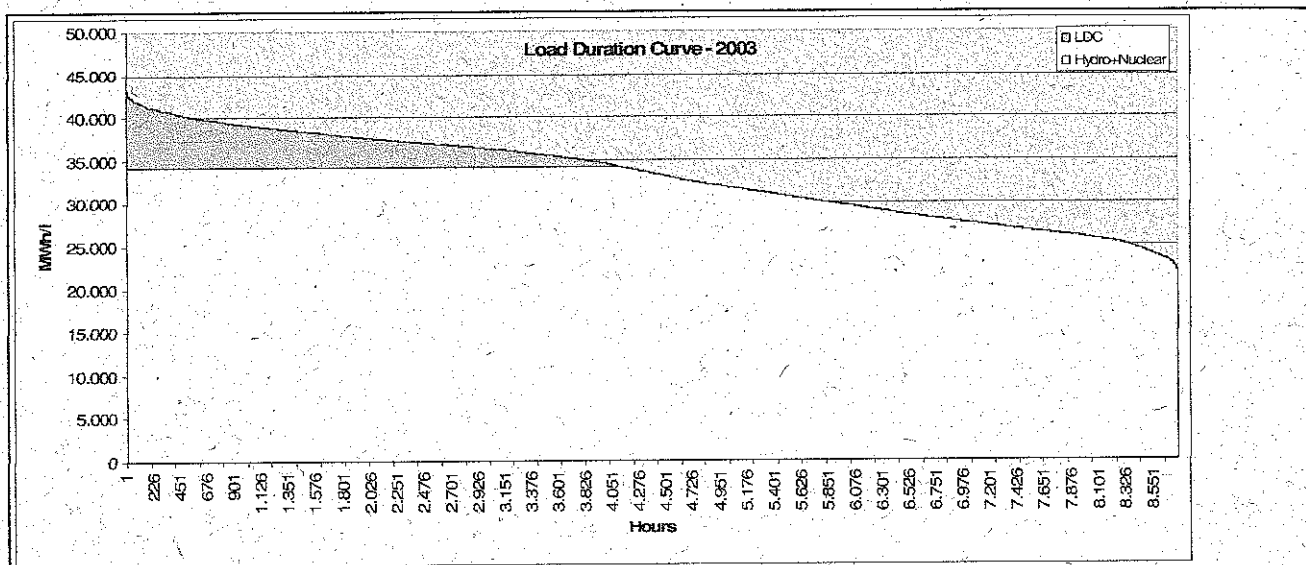


Figura 8: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2003

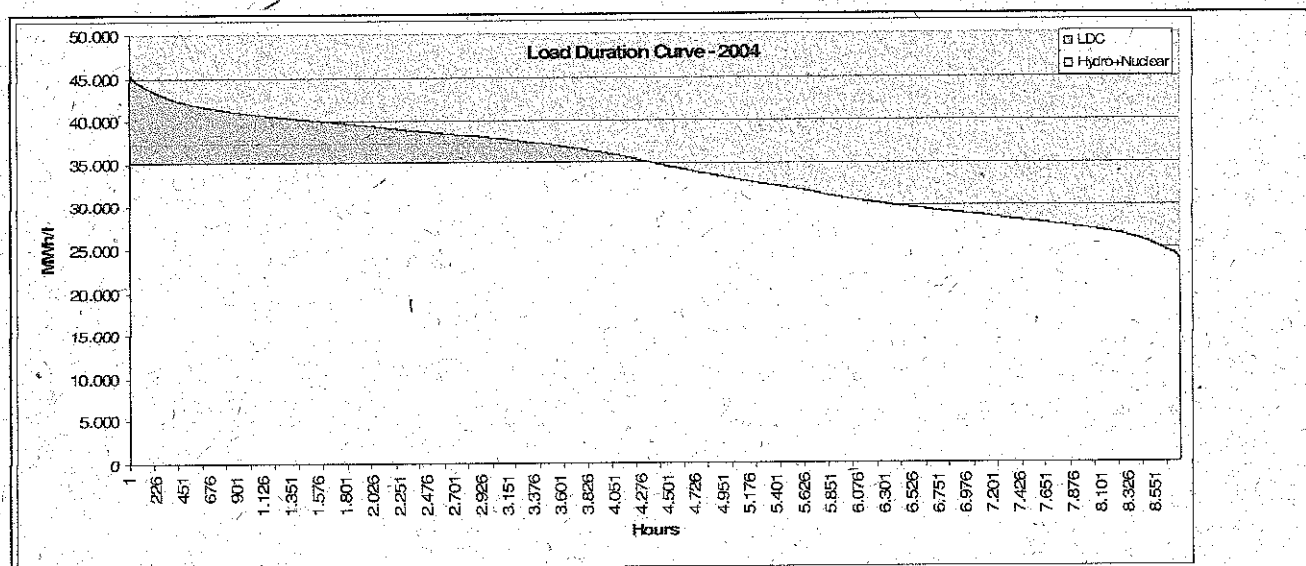


Figura 9: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2004

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

Quantificar a energia vendida é uma responsabilidade fundamental da CELG, o distribuidor local cuja rede Jalles Machado faz conexão. Eles são responsáveis pelas leituras do medidor de eletricidade e emissão de relatório sobre a quantidade de eletricidade despachada a rede em base mensal para CPFL, o distribuidor de eletricidade que compra a energia da Jalles Machado. Energia de ambas linhas de transmissão (linha 1 – G1 e G2 conectadas com uma linha de transmissão de 34,5 kV; e linha 2 – G3 conectada com uma linha de transmissão de 69 kV) são lidas por computadores e enviadas via modem diretamente aos computadores da CELG que, no final do mês, relata a Jalles Machado a quantidade total de energia vendida.

De acordo com a seção D deste documento, as variáveis a serem monitoradas nesta atividade de projeto são as quantidades de energia despachada para a rede e o número de horas de operação para os motores de irrigação, desde 2001 até o término do último período de obtenção de créditos. Já que nem fuga ou alteração de emissões na rede foram identificadas nessa atividade de projeto, não há necessidade de monitorar as variáveis para esses casos. O monitoramento será feito da seguinte maneira:

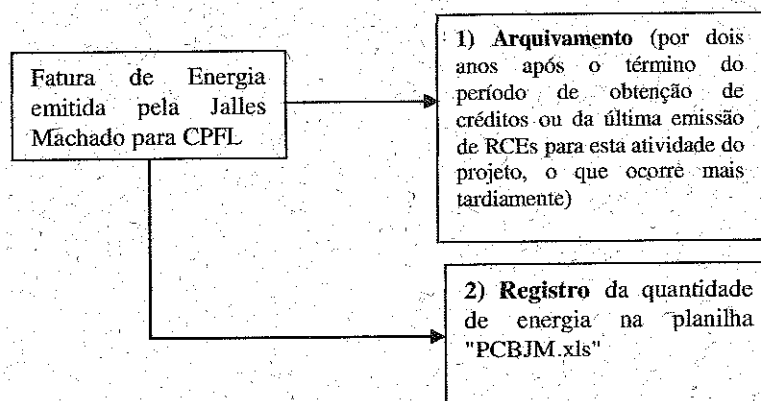


Figura 10: Procedimentos de monitoramento do PCBJM

A quantidade de energia despachada para a rede será monitorada através da fatura de energia emitida pela Jalles Machado para CPFL, o distribuidor de energia. O arquivamento será mantido por dois anos após o término do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade de projeto, o que ocorrer mais tardiamente. A quantidade de energia será registrada na planilha "PCBJM.xls", que deve ser instrumento de verificação futura.



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

A.1 Título da atividade de projeto:

Projeto de Cogeração com Bagaço Jalles Machado (PCBJM).

Versão 2 B

Data do documento: 05 de Dezembro de 2005

As únicas mudanças feitas nesta versão do DCP comparada com a Revisão 3 do DCP datada de 11/08/2005 referido na carta de aprovação da AND brasileira estão relacionadas com o novo cálculo do fator de emissão da margem de construção com a eficiência das usinas recomendadas pela 22ª reunião do Conselho Executivo do MDL.

A.2. Descrição da atividade de projeto:

Esta atividade de projeto consiste no aumento da eficiência da unidade de cogeração com bagaço (uma fonte renovável de energia, resíduo do processamento de cana-de-açúcar) da **Jalles Machado S.A.** (Jalles Machado), uma usina de açúcar e álcool brasileira. Com a implantação deste projeto, a usina passa a vender eletricidade à rede nacional, evitando que usinas térmicas geradoras de energia por combustível fóssil despachem essa quantidade de energia para a rede. Portanto, a iniciativa evita emissões de CO₂ e contribui para o desenvolvimento sustentável regional e nacional.

Jalles Machado S.A. (Jalles Machado) é uma empresa privada brasileira fundada em 1980, com sede localizada em Goianésia, uma cidade ao norte do estado de Goiás. Na estação de colheita de 2002/2003, ela empregou 2.031 pessoas diretamente, sendo a maior empregadora desse município. Na mesma estação, a companhia moeu 1,33 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, produzindo 39.000 m³ de etanol e 119.725 toneladas de açúcar.

Contribuição ao Desenvolvimento Sustentável

Além da criação de empregos que conta ao redor de 2.085 empregados, Jalles Machado é também importante devido aos benefícios direcionados aos seus empregados. Os empregados e seus dependentes da Jalles Machado têm seguro saúde – tanto médico quanto odontológico – e tem acesso a própria farmácia e comida. Além disso, a companhia possui uma escola de educação primária, com capacidade para 150 estudantes, chamada Fundação Luiz César. Jalles Machado também patrocina bolsa de estudos para seus empregados em todos os níveis escolares, incluindo também aulas de inglês. Outras iniciativas sociais são: a manutenção de rodovias locais, a construção e manutenção de um clube para a recreação dos familiares de seus empregados e um programa para participação nos resultados da empresa. A companhia foi a primeira no estado de Goiás a receber um certificado da amiga da criança, emitido em 1996 pela Associação Brasileira dos Fabricantes de Brinquedos (ABRINQ), uma fundação para os direitos das crianças e adolescentes, e em 2001 foi também premiada com o Prêmio de Gestão Ambiental, pela agência ambiental do estado, pelas medidas tomadas para a preservação dos recursos naturais.

Os procedimentos industriais da Jalles Machado são também uma questão de cuidado para a companhia, e a qualidade está no topo desse cuidado. A companhia definiu programas para eventual certificação de todos os processos em conformidade com as normas da ISO, como uma forma de



incorporar tecnologia. O resultado foi a certificação da companhia com a ISO 9001:2000, emitida em Dezembro de 1999 pela Bureau Veritas Quality International e recertificada por uma nova auditoria que ocorreu em Maio de 2003. Jalles Machado também implementou um sistema de gerenciamento ambiental, e obteve em Novembro de 2004 um certificado da série ISO 14000 – ISO 14001:1996, seguindo a tendência global em responsabilidade ambiental através de procedimentos sistematizados.

Os participantes da atividade de projeto PCBJM entendem que a cogeração com bagaço como fonte de energia sustentável não somente contribui para a mitigação do aquecimento global, como também cria uma vantagem competitiva sustentável para a produção agrícola na indústria da cana-de-açúcar no Brasil. Utilizando os recursos naturais disponíveis de modo mais eficiente, a atividade de projeto PCBJM ajuda a aumentar o consumo de energia renovável. Além disso, o projeto demonstra a viabilidade da geração de eletricidade como um negócio secundário, e uma nova fonte de receita para a indústria açucareira. É interessante destacar que das aproximadamente 320 usinas de açúcar no Brasil, a grande maioria produz energia exclusivamente para uso próprio e não para suprir a rede, e no estado de Goiás, Jalles Machado é a primeira usina de açúcar a vender eletricidade à rede.

Jalles Machado também desenvolve projetos que visam a proteção ambiental local, concebidos para proteger espécies animais locais, reflorestamento de vegetação nativa ao longo de rios. Jalles Machado está também mantendo o Projeto de Seringueiras, com um total de mais de um milhão de árvores já plantadas e gerando empregos na região pela extração do látex.

Uma contribuição adicional para o desenvolvimento sustentável nacional inclui o fato que a cogeração com bagaço desempenha um importante papel no desenvolvimento econômico do país, já que a indústria brasileira de cana-de-açúcar gera cerca de 1 milhão de empregos e é um agronegócio com significativa participação no balanço comercial do país. Além disso, atividades de projeto de bagaço contribuem para apoiar o modelo competitivo do setor elétrico brasileiro.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitriã) indica uma Parte anfitriã)	Participantes de projeto entidade(s) privada e/ou pública (*) (conforme aplicável)	Indique gentilmente se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitriã)	Jalles Machado S.A. (entidade privada) Econergy Brasil Ltda. (entidade privada)	Não
CAF consignatário ao governo holandês	Corporación Andina de Fomento (CAF) (entidade privada)	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de tornar o DCP-MDL público no estágio da validação, uma Parte envolvida deve ou não ter fornecido sua aprovação. No momento de requisição do registro, a aprovação da(s) Parte(s) envolvida (s) é necessária.

Os participantes do PCBJM são:



- Jalles Machado S/A (Jalles Machado), o desenvolvedor do projeto, uma entidade privada brasileira;
- Econergy Brasil Ltda. (Econergy), uma entidade privada brasileira, responsável pelo desenvolvimento do DCP e estimativa das reduções de GEE;
- Corporación Andina de Fomento (CAF) Netherlands Clean Development Facility (NCDF). CAF é um consignatário ao governo holandês para vender reduções de emissões de projetos de MDL na região da América Latina.

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:

A.4.1. Local da atividade de projeto:

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil.

A.4.1.2. Região/Estado etc.:

Goiás.

A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc.:

Goianésia.

A.4.1.4. Détalhes sobre a localização física, inclusive informações que permitam a identificação única dessa atividade de projeto (máximo de uma página):

Jalles Machado está localizada em Goianésia, uma cidade com 49.724 habitantes em 2001 (SEPLAN¹). Localizado no norte do estado de Goiás, cerca de 167 quilômetros (km) da capital do estado – Goiânia – como pode ser visto na Figura 1 a seguir. A região possui uma ampla disponibilidade de mão-de-obra, comunicação e infra-estruturas de transporte e pode ser acessada pelas rodovias BR-251, GO-080, GO-230 e GO-338. O município basicamente conta com a agricultura como sua força econômica e Jalles Machado tem um importante papel nessa área através da criação de empregos e benefícios sociais para a comunidade local.

¹ Secretaria de Desenvolvimento e Planejamento de Goiás

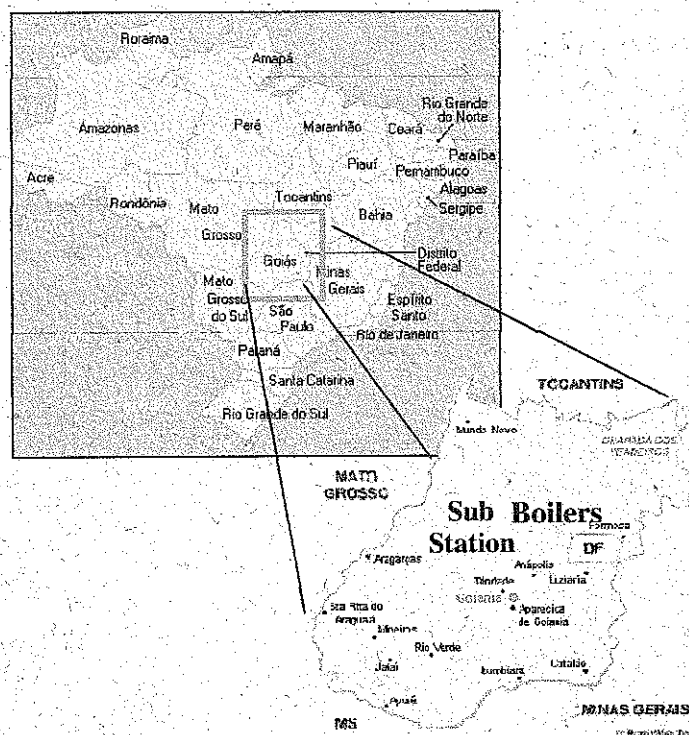


Figura 1: Vista da posição geográfica da Usina de Açúcar Jalles Machado na cidade de Goianésia.

A.4.2. Categoria(s) da atividade de projeto:

Escopo setorial: 1 – Indústria de energia (fontes renováveis - / não renováveis)

A.4.3. Tecnologia a ser empregada pela atividade de projeto:

A tecnologia predominante em todo o mundo, atualmente, para a geração de eletricidade (MW) a partir de biomassa é o ciclo Rankine, que consiste na combustão direta de biomassa em uma caldeira para gerar vapor, o qual se expande numa turbina. A maioria das geradoras de ciclo a vapor está localizada em áreas industriais, onde o vapor residual da turbina é recuperado e usado para atender a demandas locais de calor de processo. Tais sistemas de geração combinada de calor e eletricidade, ou sistemas de cogeração fornecem níveis maiores de energia por unidade de biomassa consumida do que sistemas que produzem eletricidade apenas.

O ciclo de vapor Rankine envolve a evaporação de água pressurizada, com o vapor resultante expandindo para girar um turbo gerador, e então condensado para reciclagem total ou parcial na caldeira. Um trocador de calor é usado em alguns casos para recuperar calor de gases residuais para o pré-aquecimento do ar de combustão, e um desaerador deve ser utilizado para remover da água o oxigênio dissolvido antes que ela entre na caldeira.

Turbinas a vapor são projetadas ou como contrapressão, ou como condensação. Aplicações de cogeração empregam tipicamente turbinas de contrapressão, nas quais o vapor expande até uma pressão substancialmente superior à pressão ambiente. Ele deixa a turbina ainda como vapor e é enviado para satisfazer necessidades de calor no parque industrial, onde é condensado. Retorna, então, total ou



parcialmente à caldeira. Alternativamente, se as necessidades de vapor do processo podem ser supridas utilizando-se apenas parte do vapor disponível, uma turbina do tipo extração-condensação pode ser utilizada. Este projeto inclui a capacidade de algum vapor ser extraído em um ou mais pontos no caminho de expansão para atender necessidades do processo (Figure 2). Vapor não-extraído continua a expandir a pressões sub-atmosféricas, incrementando, dessa forma, a quantidade de eletricidade gerada por unidade de vapor, comparada à turbina de contrapressão. O vapor não extraído é convertido em água num condensador que utiliza ar ambiente ou uma fonte de água fria como agente resfriador².

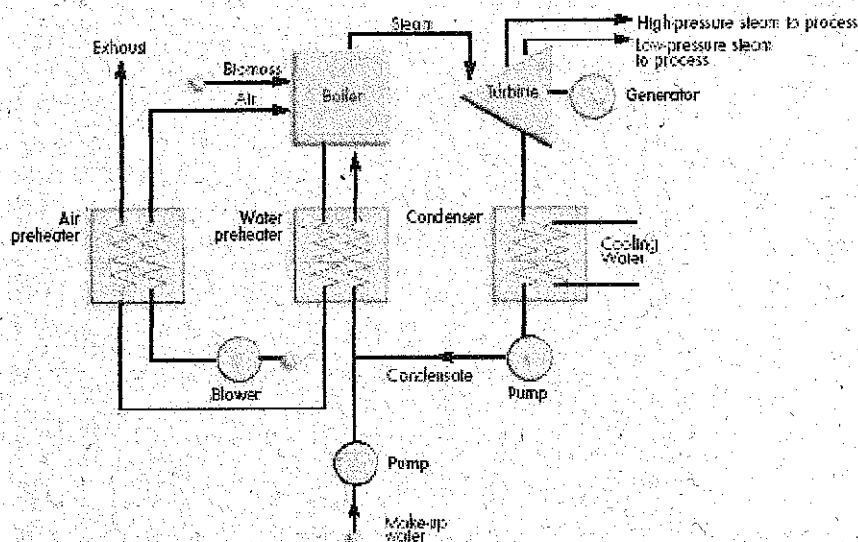


Figura 2: Diagrama esquemático de um ciclo de vapor Rankine para cogeração usando uma turbina de extração-condensação

O ciclo de vapor Rankine usa diferentes concepções de caldeiras, dependendo da escala da unidade e das características do combustível utilizado. A pressão e a temperatura iniciais do vapor, juntamente com a pressão a que ele é expandido, determinam a quantidade de eletricidade que pode ser gerada por massa de vapor. Em geral, quanto maior a pressão e temperatura do vapor, mais sofisticado, eficiente e caro o ciclo.

Usando o ciclo de vapor Rankine como a tecnologia básica de seu sistema de cogeração para alcançar um aumento no excedente de eletricidade a ser gerada, Jalles Machado iniciou seus esforços em três fases, que são:

Fases do Projeto:

Antes do Plano de Expansão (2000), Jalles Machado contava com duas caldeiras com pressão de 21 kgf/cm² que gerava, cada uma, 100 toneladas de vapor por hora e dois turbo geradores de contra-pressão (1 x 5 MW (G1) e 1 x 1,2 MW), que durante as 3 fases do Plano de Expansão serão substituídos por outros de maior eficiência. Usando seus próprios recursos financeiros e capital do BNDES³, Jalles Machado investiu US\$ 8,7 milhões⁴ para expandir sua capacidade total de geração de

² Williams & Larson, 1993 e Kartha & Larson, 2000, p.101

³ BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

⁴ Taxa de câmbio em Agosto, 2002: US\$ 1,00 / R\$ 3,10.



energia de 10 MW para 38 MW, contando com as Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) como um suporte financeiro para esse projeto. O projeto é dividido em 3 fases:

► **Fase 1 (2001):**

Nessa primeira fase um novo turbo-gerador de contrapressão TOSHIBA de 5 MW foi instalado adicionando mais capacidade de geração de energia para a planta – que consistiu de duas caldeiras de 21 kgf/cm² que forneceu 100 t de vapor por hora com 450 °C cada e dois turbo geradores de contrapressão (1 x 5 MW e 1 x 1,2 MW). Então, a capacidade total instalada para essa fase, já que um turbo-gerador de contrapressão de 1,2 MW foi desativado, é de 10 MW. Entretanto, 2 MW foi a capacidade instalada considerada para suprir a rede, que foi vendida para a Enron⁵. A quantidade total de energia produzida nessa fase e vendida para o serviço local foi de 3.877 MWh.

► **Fase 2 (2002):**

A partir do ano de 2002, PCBJM continuou o investimento do ano de 2001, para alcançar uma capacidade e eficiência maior para aproveitar a biomassa através da construção de uma caldeira de alta eficiência de 42 kgf/cm² que produzirá 200 t de vapor por hora, em substituição de uma de suas caldeiras de 21 kgf/cm².

Nessa fase, a quantidade total de energia limpa despachada a fim de suprir a rede regional – evitando as plantas marginais para despachar sua energia – foi de 8.985 MWh. A Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL⁶) é a entidade que assina o Contrato de Venda de Energia (PPA) na segunda fase.

► **Fase 3 (2003):**

Para essa fase, um turbo gerador de contrapressão de 28 MW foi instalado e outra caldeira de alta eficiência de 42 kgf/cm² – produzindo 200 t de vapor por hora – está substituindo a caldeira antiga de 21 kgf/cm².

No segundo quadrimestre de 2005, Jalles Machado assinou um contrato com a companhia de eletricidade do estado, Eletrobrás, a fim de expandir mais ainda sua capacidade de cogeração e participar do programa PROINFA, que é um programa para vender eletricidade de renováveis no Brasil. Essa expansão adicional não é parte desse projeto de MDL.

O investimento para aumentar a eficiência é dependente também da expansão da produção de açúcar; dessa forma o suporte financeiro dos RCEs será útil para aumentar a competitividade da usina e elevar a sustentabilidade das áreas rurais no Brasil.

Para essa terceira fase, é programado suprir a rede com aproximadamente 25.000 MWh de energia renovável durante a estação de colheita de 2003, que é coincidente com o período de baixo nível do reservatório das usinas hidrelétricas no Brasil, dedicando inicialmente 7,3 MW de uma capacidade já instalada de 38 MW, que será gradualmente elevada assim que mais bagaço é gerado.

⁵ Em 2001, Enron era a entidade compradora de energia do PCBJM.

⁶ CPFL é o distribuidor de energia elétrica.

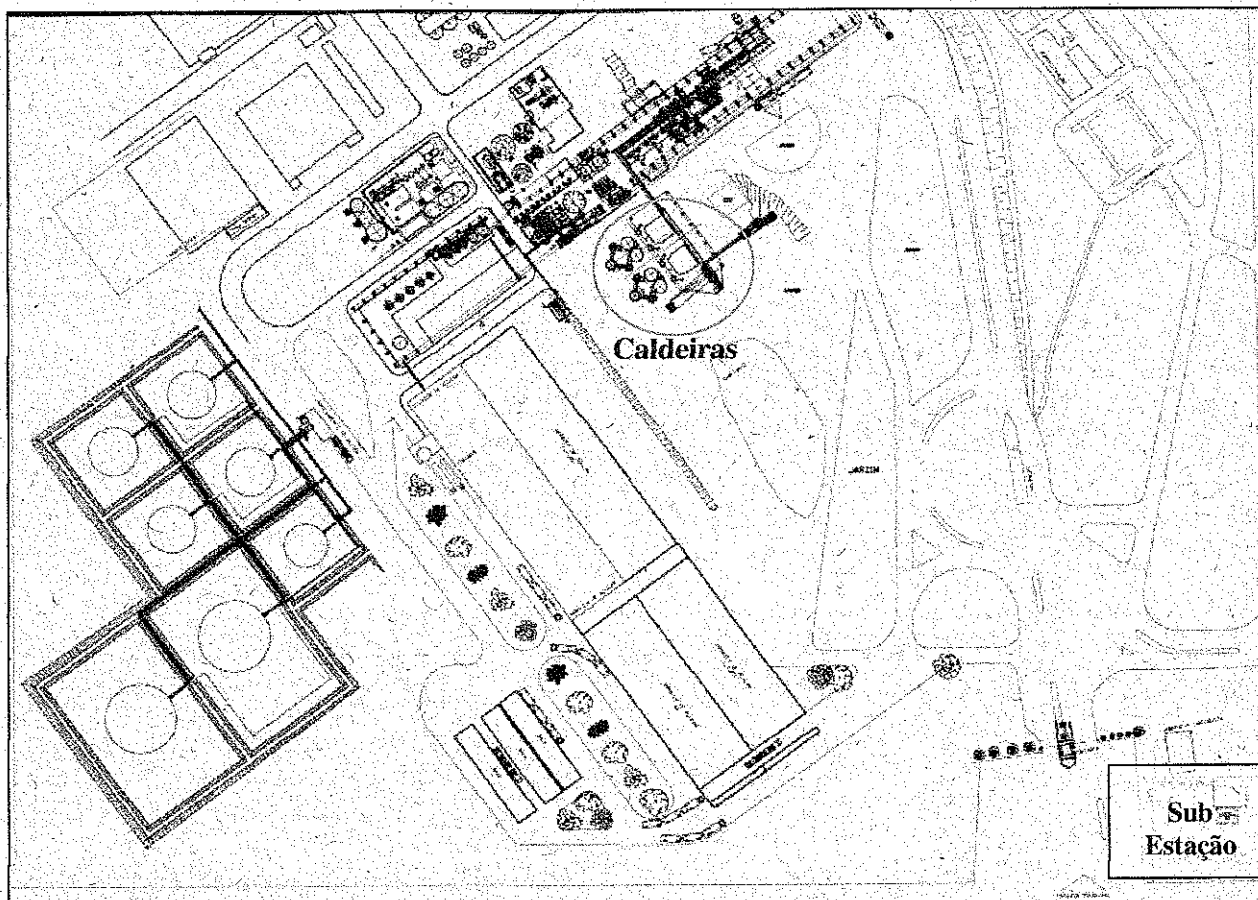


Os turbo geradores G1 e G2 são conectados a uma linha de transmissão de 34,5 kV e G3 está conectado a uma linha de transmissão de 69 kV, que tem diferentes medidores⁷ elétricos. A venda da energia elétrica será feita através de um “Power Purchase Agreement” (PPA) de dez anos com a CPFL⁸.

Para a companhia local é uma vantagem comprar energia produzida pela usina de açúcar, já que a base de carga para as utilidades no Brasil é apoiada principalmente pela geração de hidrelétricas, e o período de colheita de cana-de-açúcar é durante o período de seca.

A Figura 3 até a 5 abaixo mostram a localização detalhada dos equipamentos e motores elétricos instalados do PCBJM no local da Jalles Machado.

Figura 3: Localização dos equipamentos instalados para a cogeração no local da Jalles Machado



⁷ G1 e G2 têm a sua energia elétrica gerada e os dados medidos despachados para uma estação de computador e G3 para uma outra, ainda que ambos os dados da energia elétrica sejam despachados para a distribuidora local – CELG – via modem. Este dado é juntado pela CELG que relata para a Jalles Machado, a qual manda este relatório para a Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL – que é o compradora, para ela proceder os pagamentos, de acordo com o PPA assinado.

⁸ CPFL é um distribuidor de energia elétrica.

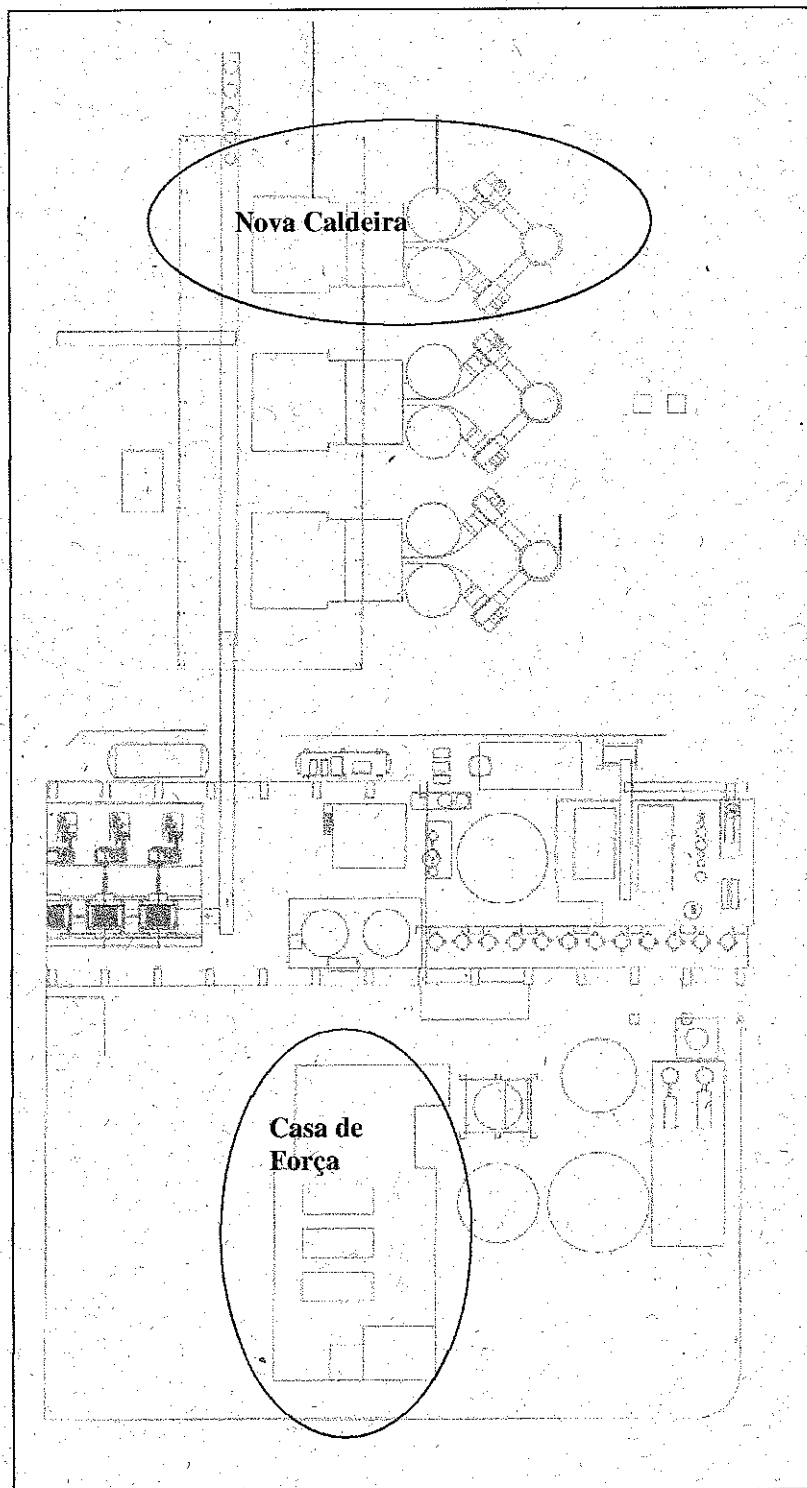


Figura 4: Localização dos equipamentos instalados para cogeração com bagaço no local da Jalles Machado com a nova caldeira.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.

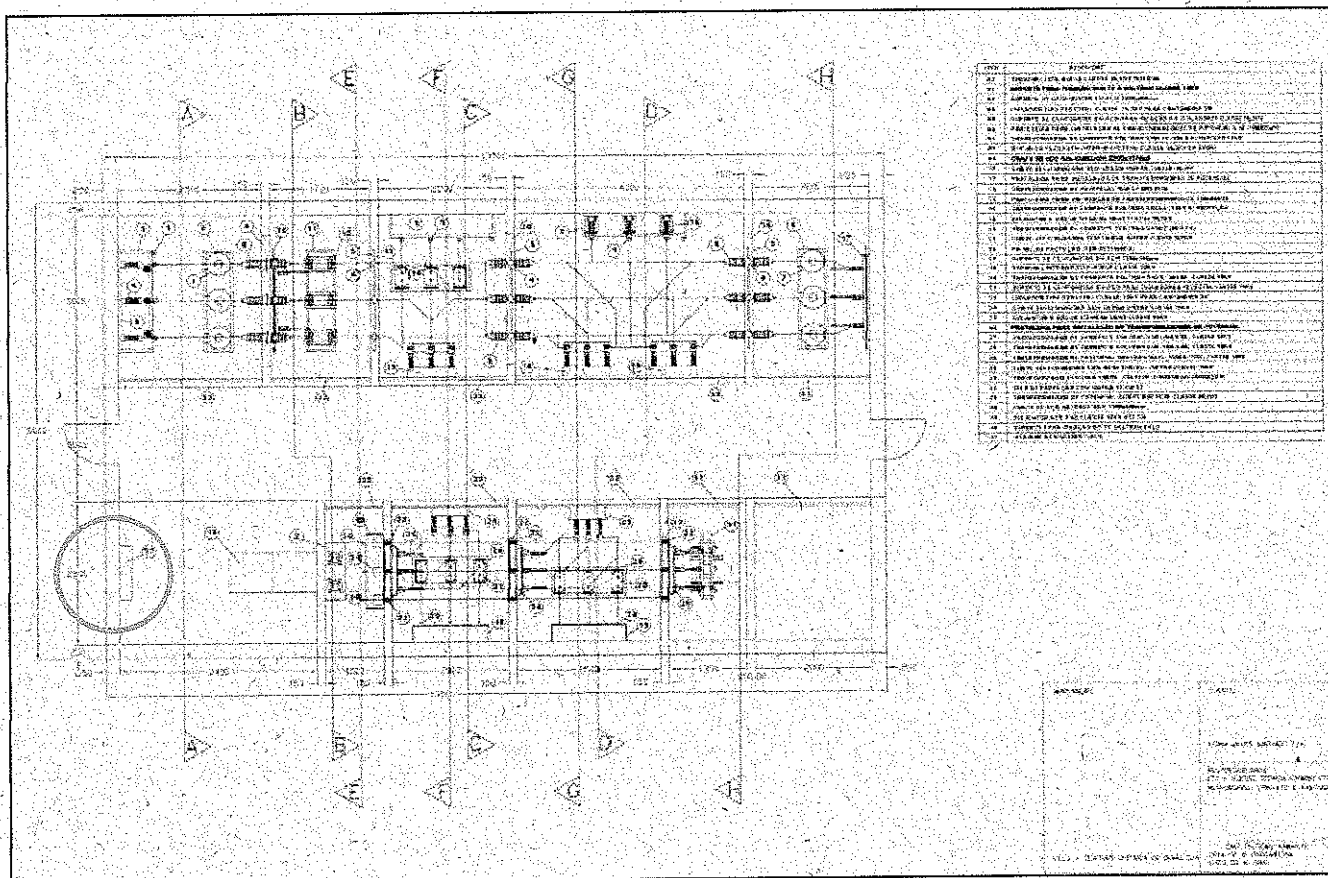


Figura 5: Detalhe da localização do medidor de energia

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.