



**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 A. Descrição geral da atividade de projeto.

A.1 Título da atividade de projeto:

Projeto de Cogeração com Bagaço Moema (PCBM).

Versão 1 B

Data do documento: 11 de Dezembro de 2005

As únicas mudanças feitas nesta versão do DCP comparada com a Revisão 3 do DCP datada de 26/08/2005 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 **Usina Moema Açúcar e Álcool Ltda** (Moema), 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.

Investindo para aumentar a eficiência do vapor na produção de açúcar e álcool e aumentar a eficiência da queima do bagaço (caldeiras mais eficientes), Moema gera vapor excedente e usa-o exclusivamente para produção de eletricidade (através de turbo geradores).

Os investidores da PCBM estão convencidos que a cogeração com bagaço é uma fonte sustentável de energia que traz não apenas vantagens pela mitigação de aquecimento global, mas também cria uma vantagem competitiva sustentável para a produção agrícola na indústria de cana-de-açúcar no Brasil. Usando os recursos naturais disponíveis de uma forma mais eficiente, a atividade de projeto da Moema ajuda a aumentar o consumo de energia renovável. Apesar disso, a viabilidade da geração de eletricidade é comum, sendo um negócio secundário de receita para a indústria de açúcar. É merecedor de se destacar que mais de 320 usinas de açúcar no Brasil, a grande maioria, produz energia para uso no próprio local apenas, o que é principalmente devido à baixa eficiência dos equipamentos de cogeração instalados nas usinas de açúcar.

Além disso, a cogeração com bagaço atua como um importante mecanismo para o desenvolvimento econômico do país, já que a indústria de cana-de-açúcar do Brasil gera aproximadamente um milhão de empregos e representa um dos maiores produtos do agro-negócio dentro do balanço comercial do país. A indústria pesada brasileira desenvolveu a tecnologia para suprir a indústria de cana-de-açúcar com equipamentos que determinem a expansão na cogeração. Dessa forma, esse desenvolvimento da indústria pesada também ajuda o país a criar empregos e alcançar desenvolvimento sustentável.

Cogeração com bagaço é importante para a estratégia energética do país. Cogeração é uma alternativa que permite prolongar a instalação e/ou despacho de eletricidade produzida por unidades de geração com combustível fóssil. A venda dos RCEs gerados pelo projeto incentivará a atratividade dos projetos de



cogeração com bagaço, ajudando a aumentar a produção de energia e diminuir a dependência de combustível fóssil.

Moema também acredita que o desenvolvimento sustentável será atingido não apenas com a implementação de equipamentos de produção de energia renovável, mas também promovendo atividades que correspondam com as responsabilidades social e ambiental da companhia, com descrito abaixo:

Contribuição Social

Moema está hoje entre as cinco maiores empresas de cana-de-açúcar do sul do Brasil. Na estação de colheita de 2002/2003, foram moídas 2.6 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, produzindo 94.5 milhões de litros de etanol e 216 mil toneladas de açúcar. Para a estação de colheita de 2003/2004, as estimativas são de um aumento para 3.3 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, 125 milhões de litros de etanol e 250 mil toneladas de açúcar.

Durante a estação de colheita de 2001/2002, o número de funcionários diretos em Moema era 2,711 e muito mais de indiretos. Certamente Moema é o mais importante gerador de empregos na cidade de 4,161 de habitantes, onde a companhia está localizada.

Além disso, para encorajar os funcionários da companhia a ser totalmente engajados com os resultados da empresa, Moema sempre desenvolveu serviços de recursos humanos e sociais. A contribuição dos funcionários para aumentar a qualidade dos produtos é fortemente dependente de suas qualidades de vida. A empresa oferece a seus funcionários e a seus parentes um programa chamado Plano de Benefícios Assistenciais, ajudando-os com remédios, apoio educacional, transporte, atividades de lazer e outros serviços que eles possam precisar. Além disso, Moema doa açúcar e dinheiro para muitas entidades de serviço social. Em 2000, eles investiram R\$ 429,000.00 nesses programas.

Os processos industriais de Moema também são de interesse para a empresa, e qualidade está no topo destes interesses. A companhia definiu programas para eventual certificação de todos seus processos em conformidade com as normas do ISO como um modo de incorporar tecnologia. O resultado foi a certificação da empresa com o ISO 9002 em setembro de 1999 pela agência Veritas Quality International. Em um processo de contínua melhora de seus processos e procedimentos internos, Moema está atualmente um processo de mais certificação de suas atividades. Os procedimentos de cogeração de eletricidade devem ser certificados, e a companhia está também se adaptando para cumprir com as abordagens da ISO14000 para as práticas ambientais.

Aumentando as receitas anuais da companhia devido à comercialização dos RCEs, adiciona-se valor substancial aos funcionários da empresa, aos fornecedores de cana-de-açúcar, às suas famílias e à comunidade local.

Contribuição Ambiental

Os participantes do projeto de atividades do PCBM acreditam que a cogeração de eletricidade com o bagaço é uma fonte de energia sustentável que traz não apenas vantagens à mitigação do aquecimento global, mas também cria uma vantagem competitiva para a produção agrícola na indústria de cana-de-açúcar no Brasil. Utilizar os recursos naturais disponíveis é uma maneira mais racional, a atividade de



projeto pode ajudar a aumentar o desenvolvimento das fontes de energia renováveis que têm significativo potencial no Brasil, além de demonstrar a viabilidade da geração de eletricidade como uma fonte de receita para a indústria de açúcar. É válido enfatizar que de aproximadamente 320 usinas de cana-de-açúcar no Brasil, a grande maioria produz energia somente para seu próprio uso, o que é a prática usual para a indústria de cana-de-açúcar.

Uma contribuição adicional ao desenvolvimento sustentável inclui o fato de que a cogeração com bagaço também sustenta o desenvolvimento da economia do país, como a indústria de base de cana-de-açúcar do Brasil gera aproximadamente 1 milhão de empregos e representa um dos maiores produtos agrícolas dentro do balanço comercial de um país. Além disso, a atividade de projeto de cogeração com biomassa contribui para sustentar o modelo competitivo elétrico brasileiro, recentemente implantado.

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 (anfitrião)	Usina Moema Açúcar e Álcool Ltda. (entidade privada) Econergy Brasil Ltda. (entidade privada)	Não
Agência Sueca de Energia consignatária ao governo sueco	Agência Sueca de Energia (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.

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.:

São Paulo.

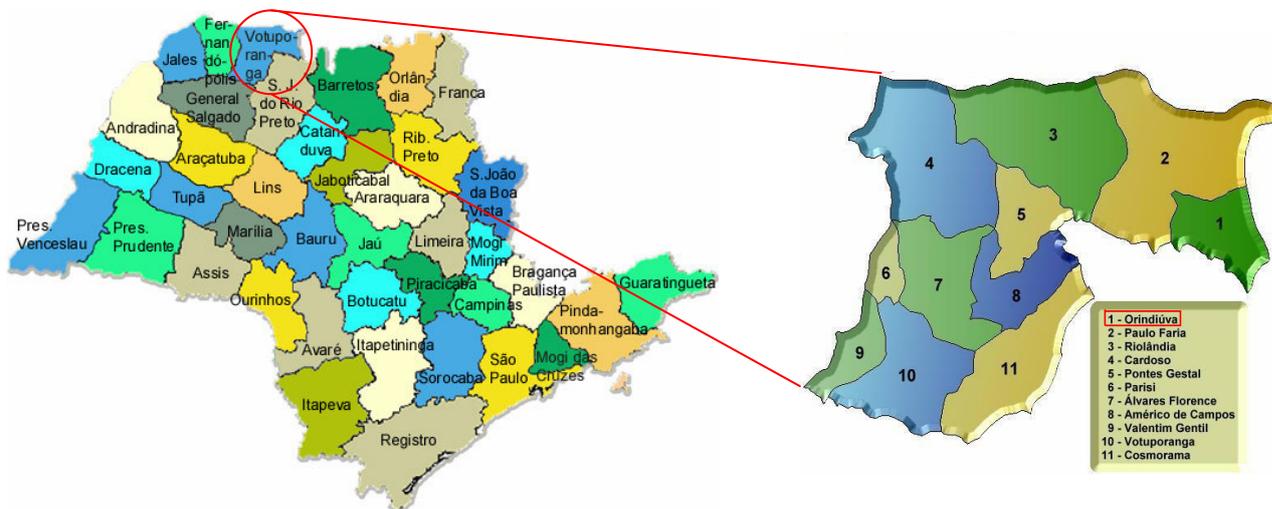
A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc.:

Orindiúva.

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



Orindiúva está localizada no nordeste do estado de São Paulo, a aproximadamente 400 km da capital do estado, São Paulo, na região agrícola de Votuporanga, como se pode observar na Figura 1.



Fonte: Elaborado pela Coordenadoria de Assistência Técnica Integral (CATI) – www.cati.sp.gov.br

Figura 1: posição geográfica da cidade de Orindiúva

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 resfriador¹.

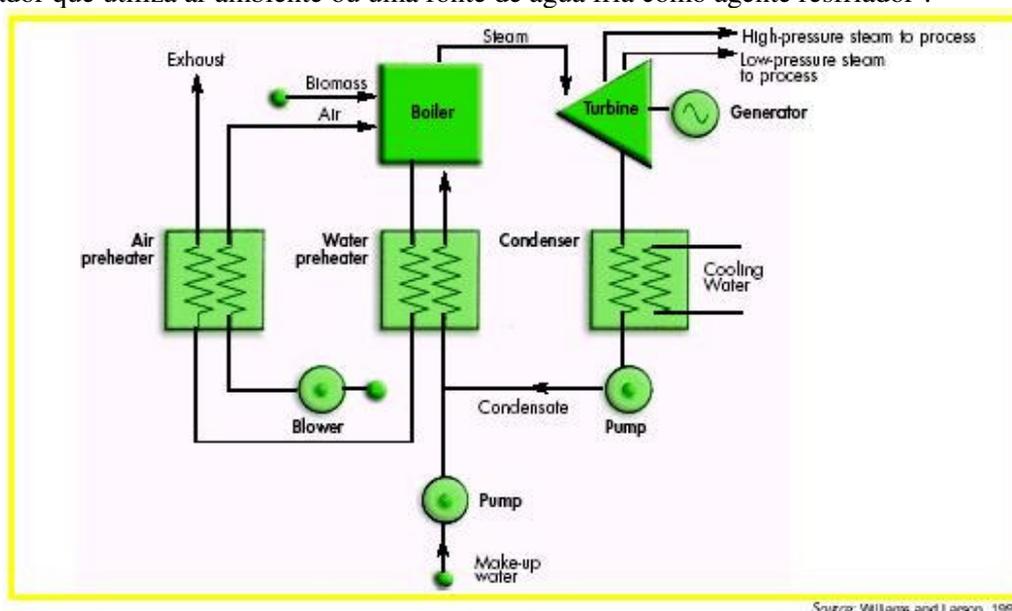


Figura 2: Diagrama esquemático de um ciclo de vapor Rankine para cogeração usando uma turbina de extração-condensação

¹Williams & Larson, 1993 and Kartha & Larson, 2000, p.101



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, Moema iniciou seus esforços em duas fases, que são:

MBCP objetiva expandir o excesso da geração de eletricidade de seu sistema de cogeração das usinas e adicionar valor ao bagaço a partir do processo das usinas de açúcar. Utilizando seus próprios capitais e recursos financeiros do BNDES², o Banco de Desenvolvimento Brasileiro, Moema investiu até aqui um total de R\$ 14 milhões³ para expandir a sua total capacidade de geração de força, além de outros investimentos relacionados à geração de eletricidade.

O investimento de R\$ 13 milhões compreende a aquisição de uma nova caldeira fornecendo 150 toneladas de vapor por hora a 415 °C e 44 bar, um turbo gerador de contrapressão de 12 MW, a 27 km de linha de transmissão, uma subestação de energia e outros custos de construções para ser capaz de exceder a energia. O equipamento adquirido aumentou a capacidade total de Moema para 24 MW, sendo 7.5 MW para consumo interno e 12.5 MW para comercialização de eletricidade. A usina decidiu deixar 4 MW de geração turbo em espera, para que assim possa ser utilizado em situações de emergência para cumprir com os compromissos de fornecimento.

Em 2001, Moema começou a fornecer rede elétrica através de um acordo de cinco anos de compra de força (até novembro, 2005) com a Elektro⁴, com uma capacidade de fornecimento de 12.5 MW, dos quais 54.4% têm que ser energia fixa e os outros 45.6% da decisão de Moema para fornecer ou não de acordo com o cenário de preços. No dia 15 de maio de 2002, quando o verificador visitou o projeto, MBCP estava utilizando 9.5 MW para comercialização e tinha 4 MW geradores desligados devido ao baixo preço de energia no mercado brasileiro naquela época. Em 2001 fornecia a rede com 49.533 MWh durante a estação de colheita, abrangendo-se aproximadamente de abril a dezembro.

² Banco Nacional para o Desenvolvimento Econômico e Social.

³ US\$ 4,8 milhões, em 26 de Dezembro de 2003 (R\$ 2.92/US\$ 1).

⁴ Elektro - Eletricidade e Serviços S.A., é um distribuidor de energia líder localizado em Campinas – SP

⁵ Secretaria de Energia de São Paulo, 2001.

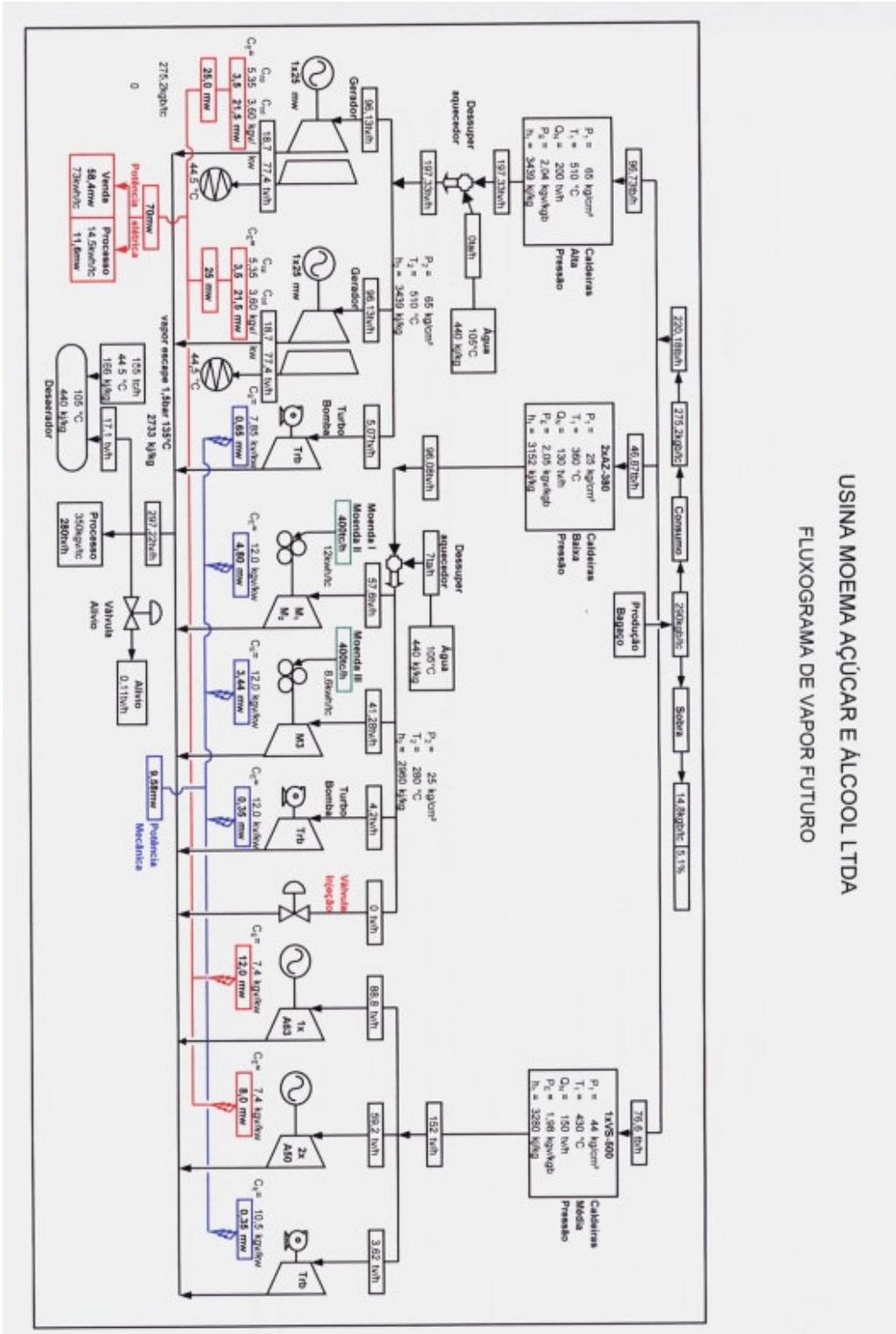


A Tabela 1 mostra como a infraestrutura de cogeração da Moema será atualizada de acordo com o PCBM, enquanto a figura 3 mostra o diagrama de balanço de energia para Moema.

Tabela 1: Atualização dos equipamentos de cogeração

	Ativo/Ativando		Stand by
Antes do Plano de Expansão 2000	Três turbo geradores de contrapressão de 4 MW		
	Quatro caldeiras de 21 bar		
2001	Um turbo gerador de contrapressão de 12 MW	Dois turbo geradores de contrapressão de 4 MW	Um turbo gerador de contrapressão de 4 MW
	Uma caldeira de 44 bar	Quatro caldeiras de 21 bar	

Figura 3: Diagrama de balanço de Energia



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:

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 Paulo⁵. 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 ineficientes usados normalmente na indústria sucroalcooleira.⁶

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 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

⁶ Nastari, 2000.



benefícios associados com o MDL poderão representar uma oportunidade de investimento atraente para algumas usinas e empresas do setor sucroalcooleiro como a Moema, 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:

Esta atividade de projeto reduzirá **91.976 tCO₂e** em 7 anos.

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões (tCO ₂ e)
20/05/2001	13.438
2002	12.802
2003	10.720
2004	12.949
2005	13.385
2006	13.385
2007	13.385
19/05/2008	1.912
Total de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	91.976
Número de anos de crédito	7
Média anual de estimativas de redução sobre o período de crédito (tonelada de CO₂e)	13.139

Reduções de emissões produzidas até 2004. Dados de 2005 em diante são estimados.

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

Não há financiamento público do Anexo I envolvido nessa atividade de projeto.

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 PCBM, pois: (i) o bagaço é produzido e consumido no mesmo local - Moema; (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 calculation 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 a 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
3. $EF_{OM,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação da rede.	0,4310	tCO ₂ e/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 ₂ e/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 Moema.

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

(a) O PCBM foi implantado depois de janeiro de 2000, como evidenciado na Resolução 178 pela Agência de Energia Nacional (ANEEL) em 01 de junho de 2000, o que autoriza Moema a estabelecer sua



cogeração como um Produtor de Energia Independente. Essa resolução foi publicada no Diário Oficial de 02 de junho de 2000, na seção 1, página 17.

(b) Alguns dos proprietários das usinas de açúcar de Moema são também proprietários da usina do Vale do Rosário, o que evidencia que o MDL foi seriamente considerado na decisão da atividade do PCMB. Sr. Ricardo Brito, que é administrador da usina de açúcar do Vale do Rosário e também a pessoa que tem estimulado o uso do MDL como uma fonte de receita para a cogeração com bagaço na indústria do açúcar, participando de eventos de construção desde 1999, é também um administrador de Moema. Sr. Brito assistiu a um seminário na Faculdade de Administração de São Paulo (EAESP/FGV) em 1999 como Moderador da equipe, discutindo elegibilidade de projetos, certificação e geração de RCEs (Qualificação de Projetos, Certificação e Geração de Créditos)⁷, procurando um melhor entendimento dos procedimentos do MDL e a possibilidade de utilizá-lo como uma fonte financeira para sustentar a expansão da cogeração da indústria de açúcar. Os outros participantes da equipe, assim como EAESP/FGV poderiam servir de uma evidência viva que o MDL tem sido considerado na atividade de projeto.

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

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. A alternativa, que é continuar com a situação usual antes da decisão de implementar essa atividade de projeto de MDL, é consistente com as leis e regulamentações aplicáveis.

3. Não aplicável.

4. Tanto a atividade de projeto quanto o cenário alternativo 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

⁷ Nesse painel também esta Sra. Sandra Brown, da Winrock International, Sr. Norm Anderson da BP Amoco, Sr. Peter Avram-Waganoff da IPRO Industrieprojekt GmbH, Sr. Manoel Regis Lima Verde Leal da Copersucar e Sr. Adwin Aalders da SGS.



1. e 2. Segundo COELHO (1999)⁸, “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 de 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 de esta 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.

Finalmente, SWISHER (1997)⁹, 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.

⁸ 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.

⁹ 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.



Do ponto de vista dos agentes economistas, o nível excessivo de garantias requeridas para financiar os projetos, comumente é uma barreira para atingir um estágio de possibilidade financeira, profundamente discutido no SWISHER 1999.

Outras barreiras estão mais relacionadas à falta de acordos contratuais comerciais adequados do que com os compradores de energia, (por exemplo, os contratos em longo prazo e mecanismos de garantia de pagamentos para o setor público locais de créditos não rentáveis e clientes privados) e isso influencia diretamente, tornando mais difícil de obter um financiamento em longo prazo de um banco e/ou um banco de desenvolvimento. Algumas outras barreiras financeiras ocorrem simplesmente devido à alta proibitividade de transação de custos, o que inclui a burocracia para assegurar a licença ambiental.

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 equipamentos¹⁰ 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 políticas 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;
- **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;

¹⁰ Decreto Presidencial sobre a cogeração de energia elétrica, rascunho de 5 de Agosto de 1997.



- **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 para ser considerado. Portanto, a decisão da companhia de assinar um 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

“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”¹¹ 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

¹¹ Joel Swisher *personal communication with Rolls Royce Power Ventures project manager*. Mark Croke, August 26, 1997. Swisher J. 1997 pg. 76.



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/MWh¹².

COELHO (1999) enfatiza como um dos maiores problemas de se vender energia excedente para a rede, 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 para 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 assegurarem 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.

IV.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)¹³.

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

A 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.

¹² “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.

¹³ Walter, A.C.S. *Viabilidade e Perspectivas da Cogeração e Geração Termelétrica no Setor Sucro-alcooleiro*. Tese de Doutorado. UNICAMP, Campinas, 1994.



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

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.

Atividades de projetos similares foram implementadas por companhias líderes na indústria, principalmente depois que a Vale do Rosário serviu como “benchmark”. Entretanto, estes são poucos exemplos 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 disso, a maioria de projetos similares, que estão atualmente sendo implantados, é feito como uma atividade de projeto de MDL.

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

Este tipo de atividade de projeto não é considerado uma atividade difundida no Brasil, devido à pequena porção de usinas no país que produzem eletricidade para venda. Também, a maioria das atividades similares está sendo desenvolvida como atividade de projeto de MDL.

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.

Além do mais, o registro do projeto de MDL deve influenciar outros projetos similares a se mover na direção de utilizar as vendas das RCE como benefícios econômicos, de forma que haveria também benefícios em se ter todos os seguidores trabalhando estritamente na gestão do desenvolvimento sustentável, já que isso é requisitado de todos os projetos que desejem ser registrados.

Além dos benefícios e incentivos mencionados no texto de Ferramentas para demonstração e avaliação de adicionalidade, publicado pelo MDL-EB, será experimentado pelas atividades de projeto, tais como: o projeto irá atingir o objetivo de 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.

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 PCBM, o subsistema Sul-Sudeste e Centro-Oeste da rede elétrica brasileira é considerado como uma fronteira, pois é o sistema com o qual a Moema está conectada, e 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: 11/12/2005.
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 Moema, elaborador 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:

20/05/2001.

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

25 anos-0 meses.¹⁴

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:

20/05/2001.

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

7 anos-0 meses.

¹⁴ 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.



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 monitorar a redução de emissões dessa atividade de projeto.

A aplicabilidade da metodologia é descrita no parágrafo B1.1 desse documento.



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 <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	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 CO₂equ.)

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.1.3. Dados relevantes necessários para determinar a <u>linha de base</u> 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 ser monitorada	Como os dados serão arquivados? (eletrônico/ papel)	Comentários
1. EGy	Eletricidade fornecida à rede pelo Projeto.	Leituras da medição de energia conectada à rede e notas fiscais das vendas	MWh	<i>m</i>	Mensal	<i>100%</i>	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.



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



2. EF _y	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.
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	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.)

$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$ $EF_{electricity} = \frac{EF_{OM} + EF_{BM}}{2} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$ $BE_{electricity,y} = EF_{electricity} \cdot EG_y$	<p>$F_{i,j(or m),y}$ É a quantidade de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumida pelas fontes relevantes de energia j no ano(s) y</p> <p>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</p> <p>$COEF_{i,j(or m),y}$ 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</p> <p>$GEN_{j(or m),y}$ É a eletricidade (MWh) despachada à rede pela fonte j (ou m)</p> <p>$BE_{electricity,y}$ São as emissões de linha de base devidas à substituição de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO₂</p> <p>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.</p> <p>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,</p> <p>$EF_{electricity,y}$ É o fator de emissão de CO₂ de linha de base para a eletricidade.</p>
--	--

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



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 <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	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 CO₂equ.):

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 <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	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.



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

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar reduções de emissões para a atividade de projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, 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



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_y) e a quantidade de horas que cada motor operará. Há duas operações que os operadores do projeto devem realizar para assegurar a consistência dos dados.

1. Leituras mensais do equipamento de medição calibrado 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 aos regulamentos para produtores independentes de energia conectados à rede regional.

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 das emissões de GEEs e é, portanto, em parceria com a Moema, elaborador deste documento e de todo o seu conteúdo.



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. Dessa forma, a variável PE_y , apresentada nessa metodologia, não necessita ser monitorada.

Então, $PE_y = 0$

E.2. Fugas estimadas:

Moema não vendia bagaço de cana-de-açúcar antes da implementação do PCBM.

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” ($EF_{OM, simple \ adjusted, y}$). Então, a equação seguinte a ser resolvida é:

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



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

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

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:

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

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

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

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



$$EF_{OM, simple_adjusted\ 2002_2004} = 0,4310 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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:

$$EF_{BM, 2004} = 0,1045 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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:

$$EF_{electricity, 2002-2004} = 0,5 * 0,4310 + 0,5 * 0,1045 = 0,2677 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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:

$$BE_{electricity,y} = 0,2677 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y \text{ (em tCO}_2\text{e)}$$

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

As reduções de emissões para essa atividade de projeto são:

$$ER = BE_{electricity,y} - (L_y + PE_y) = 0,2677 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y - 0 \rightarrow ER = 0,2677 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y$$



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)
20/05/2001	13.438	0	0	13.438
2002	12.802	0	0	12.802
2003	10.720	0	0	10.720
2004	12.949	0	0	12.949
2005	13.385	0	0	13.385
2006	13.385			13.385
2007	13.385	0	0	13.385
Até 19/05/2008	1.912	0	0	1.912
Total (toneladas de CO ₂ e)	91.976	0	0	91.976

SEÇÃO F. Impactos Ambientais

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

Os impactos ambientais possíveis são analisados pela Secretaria de Estado do Meio Ambiente (SMA) através de um relatório chamado “Relatório Ambiental Preliminar (RAP)”, preparado pela empresa e enviado à Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB) – agência ambiental do estado de São Paulo. As autoridades ambientais já emitiram o pedido da Licença Prévia Ambiental, para poder ser capaz de checar se o projeto está em conformidade com as demandas da Secretaria do Meio Ambiente, e mais tarde enviar a licença definitiva.

Não haverá impactos transfronteiriços resultantes do PCBM. Todos os impactos relevantes ocorrem dentro das fronteiras brasileiras e foram mitigados para estar em conformidade com os requisitos ambientais para a implantação do projeto.

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:

Os impactos do PCBM não são considerados significantes.



A secretaria do meio-ambiente e a CETESB já analisaram os impactos mais relevantes da atividade de projeto, e espera-se que será em breve emitida a licença de operação, depois das autoridades checarem a conformidade do projeto com os requisitos de sua operação.

SEÇÃO G. Comentários dos Atores

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

Como solicitação da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, a AND brasileira, Moema convidou diversas organizações e instituições para comentar o projeto de MDL a ser desenvolvido. Este procedimento tem sido seguido por Moema para levar sua iniciativa de mitigação ao público. Cartas¹⁵ foram enviadas para os seguintes destinatários:

- Prefeitura do Município de Paulo de Faria / *Municipal Administration of Paulo de Faria*
- Prefeitura do Município de Icem / *Municipal Administration of Icem*
- Prefeitura do Município de Orindiuva / *Municipal Administration of Orindiuva*
- Câmara Municipal de Vereadores do Município de Paulo de Faria / *Municipal Legislation Chamber of Paulo Faria*
- Câmara Municipal de Vereadores do Município de Icem / *Municipal Legislation Chamber of Icem*
- Câmara Municipal de Vereadores do Município de Orindiuva / *Municipal Legislation Chamber of Orindiuva*
- Ministério Público da Comarca de Paulo de Faria / *Public Ministry*
- Fórum Brasileiro de ONGs / *Brazilian NGO Forum*
- Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB) / *State Environmental Agency*
- Rotary Club de Fronteira – MG / *Rotary Club of Fronteira –MG*
- Associação dos Fornecedores de Cana de Orindiuva / *Cane Suppliers Association of Orindiuva*

Em caso PCBM, Moema levou ao público a iniciativa de expansão das unidades de cogeração para suprir eletricidade à rede. A companhia publicou anúncios em três jornais. Primeiro informou partes interessadas que tinham intenção de instalar as unidades do PCBM e quaisquer comentários deveriam ser feitos dentro de um mês após as publicações. Mais tarde, Moema publicou em dois jornais que recebeu a licença da CETESB.

Cópias dos jornais onde os anúncios foram publicados estão mostradas na Figura 4 e Figura 5.

G.2. Resumo dos comentários recebidos:

Moema não recebeu comentários dos atores.

¹⁵ Cópias dos convites estão disponíveis com os Participantes do Projeto.



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

Já que nenhum comentário foi recebido, Moema prosseguiu com o projeto como inicialmente planejado.



Figura 4: Anúncio em um jornal pedindo aos atores para comentar a iniciativa de Moema sobre a expansão das concessionárias de cogeração





Figura5: Anúncio do recebimento da Licença de instalação do PCBM

Anexo 1

DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO

Participante 1:

Organização:	Usina Moema. Açúcar e Álcool Ltda.
Rua/Cx. Postal:	Fazenda Moema s/n
Edifício:	
Cidade:	Orindiúva
Estado/Região:	SP
CEP:	15480-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (17) 3816 9000
FAX:	+55 (17) 296 1283
E-Mail:	
URL:	www.usmoema.com.br
Representada por:	
Título:	Sr.
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	De Souza
Nome do meio:	Aparecido Lauriano
Nome:	Lázaro
Departamento:	Administrativo
Celular:	
FAX direto:	+55 (17) 296 1283
Tel direto:	+55 (17) 3816 9000
E-Mail:	lazarolauriano@usmoema.com.br



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



MDL – Conselho executivo

página 34

Participante 2:

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 35

Participante 3:

Organização:	Agência Sueca de Energia
Rua/Cx. Postal:	P.O. Box 310
Edifício:	
Cidade:	Eskilstuna
Estado/Região:	
CEP:	SE 631 04
País:	Suíça
Telefone:	+46 16 544 20 00
FAX:	+46 16 544 20 99
E-Mail:	stem@stem.se
URL:	www.usmoema.com.br
Representada por:	
Título:	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Boström
Nome do meio:	-
Nome:	Bengt
Departamento:	Análise de Sistema
Celular:	+46-706 48 85 79
FAX direto:	+46 16 544 20 99
Tel direto:	+46 16 544 20 81
E-Mail:	bengt.bostrom@stem.se



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público do Anexo I envolvido na atividade de projeto PCBM.

Anexo 3

INFORMAÇÕES DE LINHA DE BASE

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, ao 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)¹⁶:

“... 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 incontrolláveis. 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.

¹⁶ Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.



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 estão sendo levadas 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 da 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:

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 consideram 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 lambda 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 de Despacho da ONS



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



	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fossil fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tCO ₂ /t) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO ₂ /MWh)
1	S-SE-CD	H	Jauru	Sep-2003	121.5	1	0.0	0.0%	0.000
2	S-SE-CD	H	Blangora	Sep-2003	120.0	1	0.0	0.0%	0.000
3	S-SE-CD	H	Tres Lagoas	Ago-2003	302.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
4	S-SE-CD	H	Furnil (MG)	Jan-2003	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
5	S-SE-CD	H	Niquira I	Sep-2002	156.1	1	0.0	0.0%	0.000
6	S-SE-CD	G	Atuará	Sep-2002	484.5	0.3	15.3	99.5%	0.670
7	S-SE-CD	G	Canasas	Sep-2002	160.6	0.3	15.3	99.5%	0.670
8	S-SE-CD	H	Pirajá	Sep-2002	81.0	1	0.0	0.0%	0.000
9	S-SE-CD	G	Novo Pratinha	Jun-2002	384.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
10	S-SE-CD	O	PCH COITE	Jun-2002	5.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
11	S-SE-CD	H	Rosal	Jun-2002	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
12	S-SE-CD	G	Ibirá	May-2002	226.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
13	S-SE-CD	H	Caná Brasa	May-2002	465.3	1	0.0	0.0%	0.000
14	S-SE-CD	H	São Clara	Jan-2002	80.0	1	0.0	0.0%	0.000
15	S-SE-CD	H	Machadinho	Jan-2002	1.140.0	1	0.0	0.0%	0.000
16	S-SE-CD	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87.0	0.26	15.3	99.5%	0.718
17	S-SE-CD	G	Macaú Merchante	Nov-2001	922.6	0.24	15.3	99.5%	0.637
18	S-SE-CD	H	Lajeado (ANEL res. 402/2001)	Nov-2001	902.5	1	0.0	0.0%	0.000
19	S-SE-CD	G	Eletronôl	Oct-2001	379.0	0.24	15.3	99.5%	0.637
20	S-SE-CD	H	Porto Estrela	Sep-2001	112.0	1	0.0	0.0%	0.000
21	S-SE-CD	G	Curubá (Marão Covas)	Ago-2001	529.2	0.3	15.3	99.5%	0.670
22	S-SE-CD	G	W. Arjona	Jan-2001	194.0	0.25	15.3	99.5%	0.684
23	S-SE-CD	G	Uruguaiana	Jan-2000	639.9	0.45	15.3	99.5%	0.447
24	S-SE-CD	H	S. Canasas	Jan-1999	1.210.0	1	0.0	0.0%	0.000
25	S-SE-CD	H	Canasas I	Jan-1999	82.5	1	0.0	0.0%	0.000
26	S-SE-CD	H	Canasas II	Jan-1999	72.0	1	0.0	0.0%	0.000
27	S-SE-CD	H	Igaratê	Jan-1999	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
28	S-SE-CD	H	Força Primavera	Jan-1999	1.540.0	1	0.0	0.0%	0.000
29	S-SE-CD	D	Curubá (Marão Covas)	Oct-1998	529.2	0.27	20.2	99.0%	0.978
30	S-SE-CD	H	Sobradá	Sep-1998	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
31	S-SE-CD	H	PCH EMAE	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
32	S-SE-CD	H	PCH CEEE	Jan-1998	25.0	1	0.0	0.0%	0.000
33	S-SE-CD	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43.0	1	0.0	0.0%	0.000
34	S-SE-CD	H	PCH CEE	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
35	S-SE-CD	H	PCH ESPERISA	Jan-1998	82.0	1	0.0	0.0%	0.000
36	S-SE-CD	H	PCH CELESC	Jan-1998	50.0	1	0.0	0.0%	0.000
37	S-SE-CD	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145.0	1	0.0	0.0%	0.000
38	S-SE-CD	H	PCH CELG	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
39	S-SE-CD	H	PCH CERJ	Jan-1998	59.0	1	0.0	0.0%	0.000
40	S-SE-CD	H	PCH COPEL	Jan-1998	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
41	S-SE-CD	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84.0	1	0.0	0.0%	0.000
42	S-SE-CD	H	PCH CPFL	Jan-1998	52.0	1	0.0	0.0%	0.000
43	S-SE-CD	H	S. Mesa	Jan-1998	1.275.0	1	0.0	0.0%	0.000
44	S-SE-CD	H	PCH EPAULO	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
45	S-SE-CD	H	Guilherme Arnonim	Jan-1997	140.0	1	0.0	0.0%	0.000
46	S-SE-CD	H	Corumbá	Jan-1997	375.0	1	0.0	0.0%	0.000
47	S-SE-CD	H	Miranda	Jan-1997	408.0	1	0.0	0.0%	0.000
48	S-SE-CD	H	Novo Ponte	Jan-1994	510.0	1	0.0	0.0%	0.000
49	S-SE-CD	H	Sapopó (Gov. Nery Braga)	Jan-1992	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
50	S-SE-CD	H	Tequaruçu	Jan-1989	554.0	1	0.0	0.0%	0.000
51	S-SE-CD	H	Miraflores	Jan-1988	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
52	S-SE-CD	H	D. Francisca	Jan-1987	125.0	1	0.0	0.0%	0.000
53	S-SE-CD	H	Itá	Jan-1987	1.450.0	1	0.0	0.0%	0.000
54	S-SE-CD	H	Rosana	Jan-1987	369.2	1	0.0	0.0%	0.000
55	S-SE-CD	N	Angra	Jan-1985	1.874.0	1	0.0	0.0%	0.000
56	S-SE-CD	H	T. Imbuiz	Jan-1985	897.5	1	0.0	0.0%	0.000
57	S-SE-CD	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	6.300.0	1	0.0	0.0%	0.000
58	S-SE-CD	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	5.375.0	1	0.0	0.0%	0.000
59	S-SE-CD	H	Embocação	Jan-1982	1.192.0	1	0.0	0.0%	0.000
60	S-SE-CD	H	Novo Avenhandaras	Jan-1982	347.4	1	0.0	0.0%	0.000
61	S-SE-CD	H	Gov. Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1.676.0	1	0.0	0.0%	0.000
62	S-SE-CD	H	S. Sant'ago	Jan-1980	1.420.0	1	0.0	0.0%	0.000
63	S-SE-CD	H	Numbára	Jan-1980	2.280.0	1	0.0	0.0%	0.000
64	S-SE-CD	O	Igarapé	Jan-1978	131.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
65	S-SE-CD	H	Itaúba	Jan-1978	512.4	1	0.0	0.0%	0.000
66	S-SE-CD	H	A. Vermeilha (Losa E. Moraes)	Jan-1978	1.396.2	1	0.0	0.0%	0.000
67	S-SE-CD	H	S. Simão	Jan-1978	1.710.0	1	0.0	0.0%	0.000
68	S-SE-CD	H	Capivara	Jan-1977	640.0	1	0.0	0.0%	0.000
69	S-SE-CD	H	S. Celso	Jan-1975	1.078.0	1	0.0	0.0%	0.000
70	S-SE-CD	H	Marmbando	Jan-1975	1.440.0	1	0.0	0.0%	0.000
71	S-SE-CD	H	Promissão	Jan-1975	284.0	1	0.0	0.0%	0.000
72	S-SE-CD	C	Pres. Medici	Jan-1974	446.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
73	S-SE-CD	H	Valda Grande	Jan-1974	380.0	1	0.0	0.0%	0.000
74	S-SE-CD	H	Petro Colombia	Jan-1973	320.0	1	0.0	0.0%	0.000
75	S-SE-CD	H	Passo Fundo	Jan-1973	220.0	1	0.0	0.0%	0.000
76	S-SE-CD	H	Passo Real	Jan-1973	158.0	1	0.0	0.0%	0.000
77	S-SE-CD	H	Itaó Solteiras	Jan-1973	3.444.0	1	0.0	0.0%	0.000
78	S-SE-CD	H	Mascarenhas	Jan-1973	131.0	1	0.0	0.0%	0.000
79	S-SE-CD	H	Gov. Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252.0	1	0.0	0.0%	0.000
80	S-SE-CD	H	Chavesantes	Jan-1971	414.0	1	0.0	0.0%	0.000
81	S-SE-CD	H	Itaguassu	Jan-1971	434.0	1	0.0	0.0%	0.000
82	S-SE-CD	H	Sã Cavalho	Apr-1970	78.0	1	0.0	0.0%	0.000
83	S-SE-CD	H	Estrelito (Luz Carlos Barreto)	Jan-1969	1.050.0	1	0.0	0.0%	0.000
84	S-SE-CD	H	Itirama	Jan-1969	131.5	1	0.0	0.0%	0.000
85	S-SE-CD	H	Itupá	Jan-1969	1.551.2	1	0.0	0.0%	1.069
86	S-SE-CD	O	Allegrete	Jan-1968	66.0	0.26	20.7	99.0%	1.040
87	S-SE-CD	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30.0	0.24	15.3	99.5%	0.637
88	S-SE-CD	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	786.0	0.31	15.3	99.5%	0.648
89	S-SE-CD	H	Paraituba	Jan-1968	85.0	1	0.0	0.0%	0.000
90	S-SE-CD	H	Limoeiro (Armando Sales de Oliveira)	Jan-1967	32.0	1	0.0	0.0%	0.000
91	S-SE-CD	H	Caçador	Jan-1966	80.4	1	0.0	0.0%	0.000
92	S-SE-CD	C	J. Lacerda C	Jan-1965	363.0	0.25	26.0	98.0%	1.345
93	S-SE-CD	C	J. Lacerda B	Jan-1965	262.0	0.21	26.0	98.0%	1.602
94	S-SE-CD	C	J. Lacerda A	Jan-1965	232.0	0.18	26.0	98.0%	1.869
95	S-SE-CD	H	S. J. Aires (Araoz de Souza Lima)	Jan-1965	143.1	1	0.0	0.0%	0.000
96	S-SE-CD	H	Furnil (RJ)	Jan-1965	216.0	1	0.0	0.0%	0.000
97	S-SE-CD	C	Figueira	Jan-1963	20.0	0.3	26.0	98.0%	1.121
98	S-SE-CD	H	Furnas	Jan-1963	1.216.0	1	0.0	0.0%	0.000
99	S-SE-CD	H	Barragem Bonita	Jan-1963	140.0	1	0.0	0.0%	0.000
100	S-SE-CD	C	Changuasadas	Jan-1962	72.0	0.23	26.0	98.0%	1.462
101	S-SE-CD	H	Jurumirim (Armando A. Laydner)	Jan-1962	97.7	1	0.0	0.0%	0.000
102	S-SE-CD	H	Jacú	Jan-1962	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
103	S-SE-CD	H	Passos Passos	Jan-1962	29.1	1	0.0	0.0%	0.000
104	S-SE-CD	H	Tres Marias	Jan-1962	395.0	1	0.0	0.0%	0.000
105	S-SE-CD	H	Euclides da Cunha	Jan-1960	108.8	1	0.0	0.0%	0.000
106	S-SE-CD	H	Camagape	Jan-1960	46.0	1	0.0	0.0%	0.000
107	S-SE-CD	H	Santa Branca	Jan-1960	56.1	1	0.0	0.0%	0.000
108	S-SE-CD	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658.0	1	0.0	0.0%	0.000
109	S-SE-CD	H	Salto Grande (Luis N. Garcez)	Jan-1958	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
110	S-SE-CD	H	Salto Grande (MG)	Jan-1958	102.0	1	0.0	0.0%	0.000
111	S-SE-CD	H	Mascarenhas de Moraes (Rovato)	Jan-1956	478.0	1	0.0	0.0%	0.000
112	S-SE-CD	H	Rutinga	Jan-1955	52.0	1	0.0	0.0%	0.000
113	S-SE-CD	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
114	S-SE-CD	O	Caroba	Jan-1954	36.2	0.3	20.7	99.0%	0.902
115	S-SE-CD	O	Pratinha	Jan-1954	472.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
116	S-SE-CD	H	Canastra	Jan-1953	42.5	1	0.0	0.0%	0.000
117	S-SE-CD	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378.4	1	0.0	0.0%	0.000
118	S-SE-CD	H	Fontes Novas	Jan-1940	130.3	1	0.0	0.0%	0.000
119	S-SE-CD	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420.0	1	0.0	0.0%	0.000
120	S-SE-CD	H	Henry Borden Ext.	Jan-1928	499.0	1	0.0	0.0%	0.000
121	S-SE-CD	H	L. Pombal	Jan-1924	189.7	1	0.0	0.0%	0.000
122	S-SE-CD	H	Jaguari	Jan-1917	11.8	1	0.0	0.0%	0.000
					Total (MW) =	64.478.6			

* Subsystem S - south, SE-CD - Southeast Midwest

** Fuel source: C - biomass coal, D - diesel oil, G - natural gas, H - hydro, N - nuclear, O - residual fuel oil

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações da Geração (http://www.aneel.gov.br/, data collected in november 2004).

[2] Besi, M. A., Laurence, P., Mattonato, R., Schaeffer, A. F., Simoes, H., Winkler and J.M. Lukeimba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 2002.

[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operações do Sistema. Acumulado Diário de Operação do SIE (Daily reports from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2003).

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (http://www.aneel.gov.br/, data collected in november 2004).



Tabela Resumo

Fatores de emissão para o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste				
Linha de base (incluindo importação)	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Carga [MWh]	LCMR [GWh]	Importações [MWh]
2002	0,8504	275.402.896	258.720	1.607.395
2003	0,9378	288.493.929	274.649	459.586
2004	0,8726	297.879.874	284.748	1.468.275
Total (2001-2003) =		861.776.699	818.118	3.535.256
$EF_{OM, simples-ajustada}$ [tCO ₂ /MWh]	0,4310	$EF_{BM, 2004}$	0,1045	Lambda
Pesos alternativos	$W_{OM} = 0,75$	Pesos padrão	$W_{BM} = 0,5$	λ_{2002}
	$W_{BM} = 0,25$			λ_{2003}
EF_{CM} [tCO ₂ /MWh]	0,3494	Padrão EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	0,2677	0,5312
				λ_{2004}
				0,5041

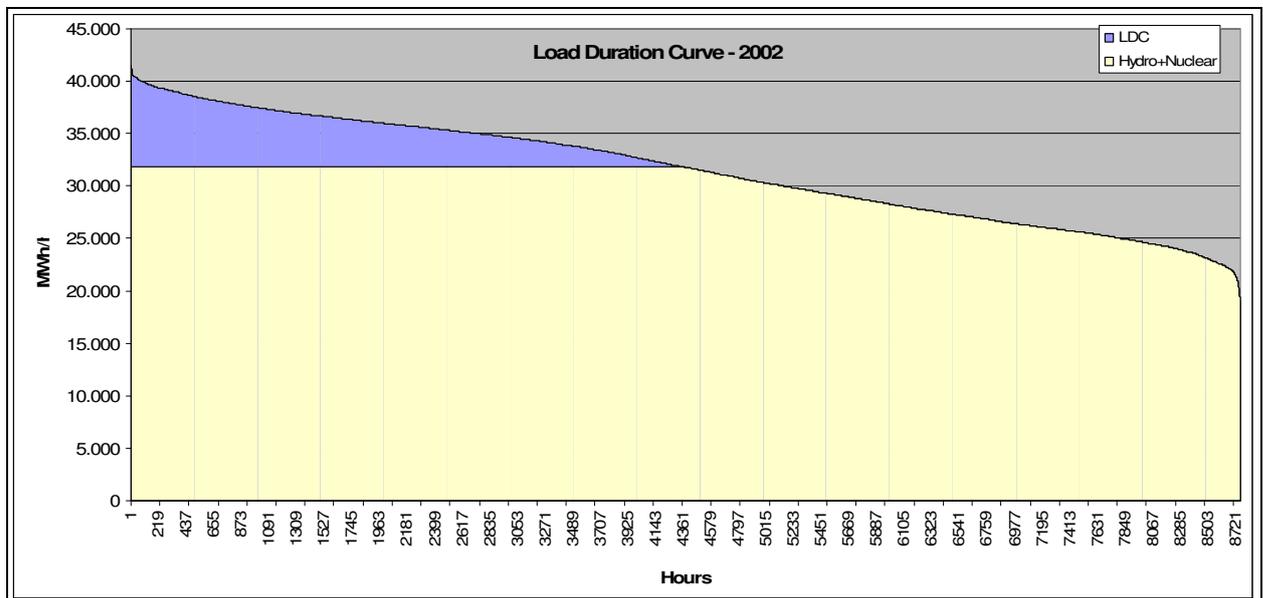


Figura 6 - Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2002

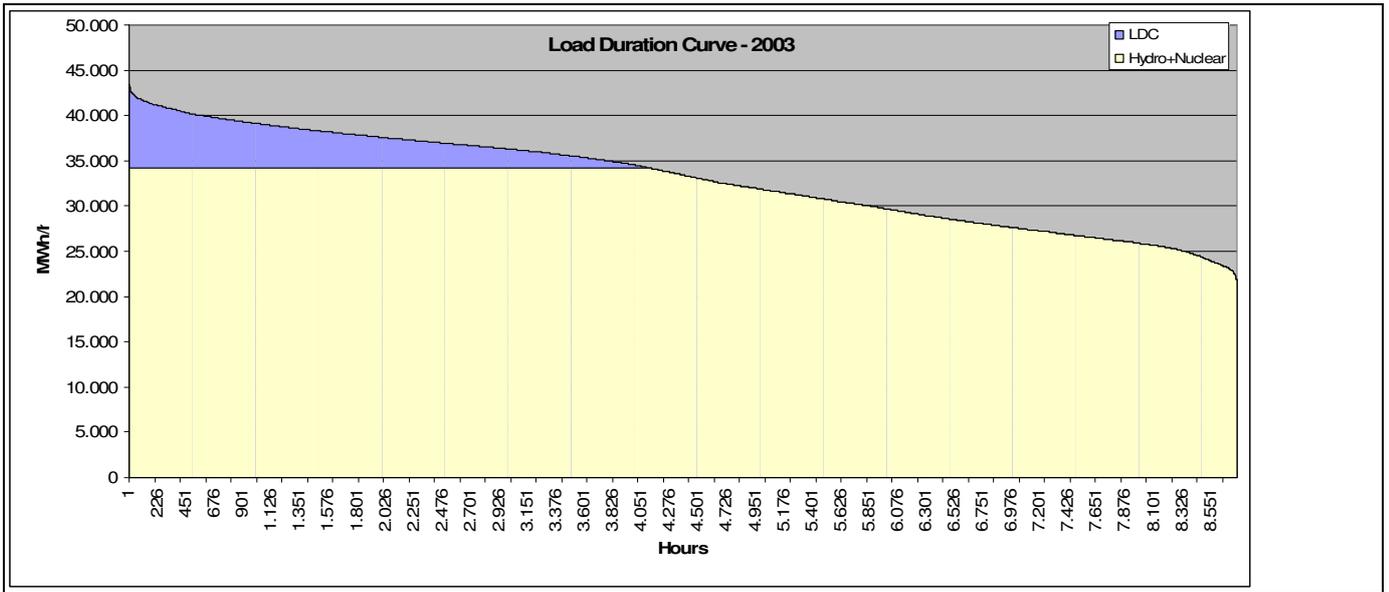


Figura 7 - Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2003

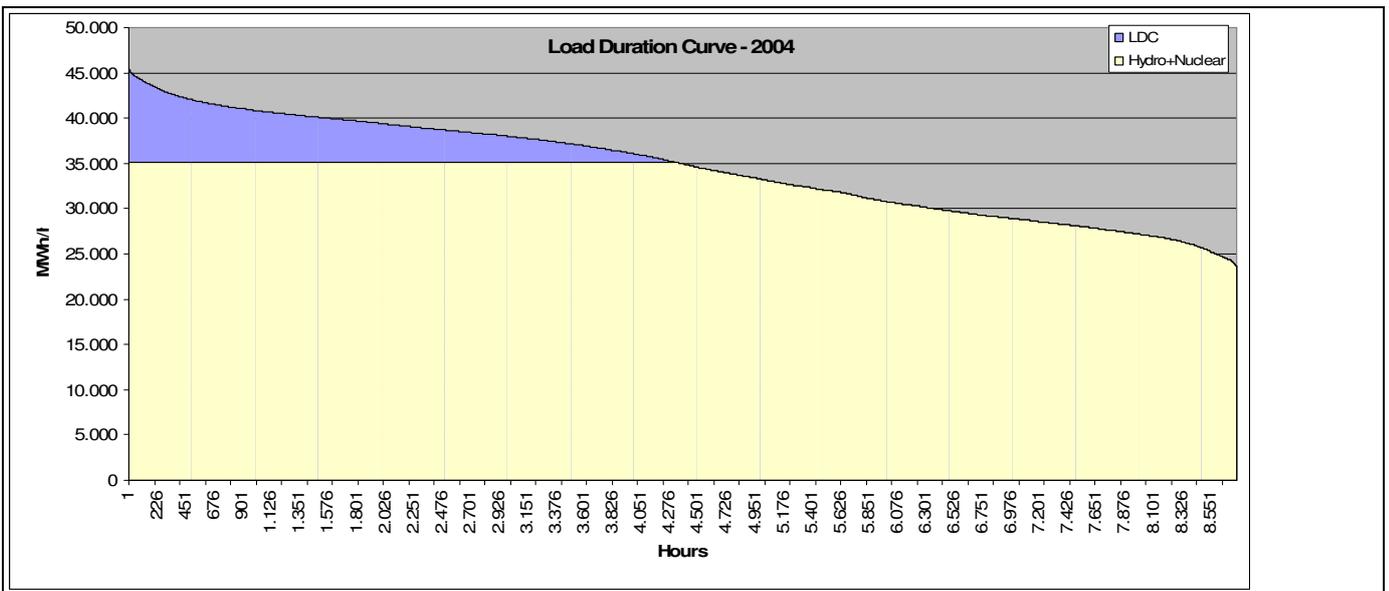


Figura 8 - Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2004



Projeto de Cogeração com Bagaço Moema											
Redução de emissão da rede conectada	Item	20/5/2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	19/5/2008	Total RCEs	
	Capacidade instalada, MW	24	24	24	24	24	24	24	24	24	
	Energia elétrica a ser vendida ao ELEKTRO, MWh/year	50.198	47.824	40.045	48.373	50.000	50.000	50.000	50.000	7.143	
	Baseline emission factor tCO ₂ e/MWh	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268	
	Reduções de emissões totais de CO ₂ , tCO ₂ e/year	13.438	12.802	10.720	12.949	13.385	13.385	13.385	13.385	1.912	91.976
Eletricidade produzida até 2004. Dados para 2005 em diante são estimados.											

Figura 9 – Tabela das reduções de emissões da rede conectada



Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

De acordo com a seção D deste documento, a única variável a ser monitorada nesta atividade de projeto é a quantidade de energia despachada a rede, desde 2001 até o término do último período de obtenção de créditos. Já que nem fuga ou alteração de emissões na rede foi identificada nessa atividade de projeto, não há necessidade de monitorar as variáveis para esses casos. O monitoramento será feito da seguinte maneira:

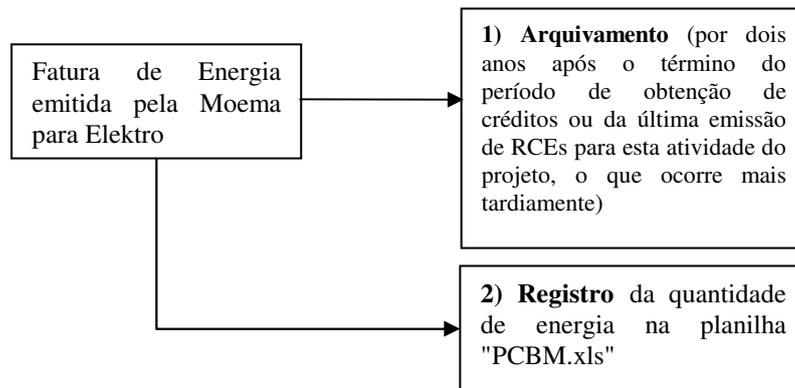


Figura 10: Procedimentos de monitoramento para PCBM

A quantidade de energia despachada para a rede será monitorada através da fatura de energia emitida pela Moema para Elektro, 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 “PCBM.xls”, que deve ser instrumento de verificação futura.