



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 Iturama (PCBI).

Versão 2 B.

Data do documento: 21 de Dezembro de 2005.

As únicas mudanças feitas nesta versão do DCP comparada com o DCP indicado no Relatório de Validação Revisão 1 de 06/12/2005 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 recomendada 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 **Coruripe Energética S.A.** (Iturama), 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), Iturama gera vapor excedente e usa-o exclusivamente para produção de eletricidade (através de turbo geradores).

Os investidores da PCBI 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 Iturama 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 agronegócio 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 postergar a instalação e/ou despacho de eletricidade produzida por unidades de geração com combustível fóssil. A venda das RCEs geradas 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.



Iturama também acredita que o desenvolvimento sustentável será atingido não apenas com a implantação de unidades de produção de energia renovável, mas também promovendo atividades que correspondam com as responsabilidades social e ambiental, como descrito abaixo:

Contribuição social

Iturama considera seus empregados como os recursos mais importantes e valiosos e dessa forma, estimula-os a se engajarem com os resultados da companhia. Iturama sempre auxiliou o desenvolvimento dos recursos humanos. A contribuição dos empregados em aumentar a qualidade dos produtos é altamente dependente da qualidade de vida. A fim de atingir uma gestão dos recursos humanos de melhor qualidade, a companhia foca especial atenção na responsabilidade social, segurança de trabalho e cuidados da saúde.

Iturama apóia:

- Cursos de educação fundamental;
- A Banda Marcial de Iturama com 114 participantes;
- A APAE (Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais);
- O Centro de Promoção Humana Jesus Maria José, que atende 121 crianças entre 6 e 14 anos, ensinando artes marciais, guitarra e reforço escolar;
- A Creche Deus Menino, onde 350 crianças são beneficiadas;
- O Programa Bom de Bola, Bom de Escola e a Escolhinha de Handebol, para resgatar a motivação, desenvolvimento social e saúde das crianças do município;
- As ações da Fundação Abrinq, desde 1998 e as atividades do Instituto Ethos de Responsabilidade social, desde 2003.

Iturama também promove o programa de controle da dengue e um evento interno de prevenção de acidentes de trabalho (SIPAT).

Iturama recebeu o certificado ISO 9001:2000 para os procedimentos de produção, o que aumentou a responsabilidade dos colaboradores da Iturama na contínua melhoria dos procedimentos.

O aumento dos retornos anuais da empresa devido à comercialização das RCEs adiciona valor substancial aos empregados diretos da empresa, os fornecedores de cana-de-açúcar, suas famílias e a comunidade local.

Contribuição ambiental

Além de reduzir as emissões de GEE pela construção de seus projetos, Iturama também desenvolve os seguintes programas ambientais:

- Na gestão dos processos industrial e agrícola, aplica a otimização do uso da água, irrigação controlada, controle biológico dos cursos, a fim de reduzir o uso de produtos tóxicos na agricultura;
- A usina Coruripe tem um acordo com o Instituto Estadual Florestal, em atividades de promoção florestal com espécies nativas na região e a elaboração e execução de uma Educação Ambiental, para a melhoria da qualidade de vida e manutenção da biodiversidade;
- Implantação do Projeto chamado “Natureza Limpa”, que visa promover a coleta seletiva de lixo.



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



MDL – Conselho Executivo

página 4

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)	Coruripe Energética S.A. (Iturama) (entidade privada brasileira) Econergy Brasil Ltda. (entidade privada brasileira).	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.:

Minas Gerais.

A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc.:

Iturama.

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

Coruripe Energética S.A. localiza-se no km 15 da Rodovia BR 497, dentro do município de Iturama, na região do Triângulo Mineiro, no oeste do Estado de Minas Gerais, cerca de 717 km da capital do estado, Belo Horizonte, como pode ser visto na Figura 1.



Elaborado pela Usina Coruripe

Figura 1: Posição geográfica da cidade de Iturama.

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.

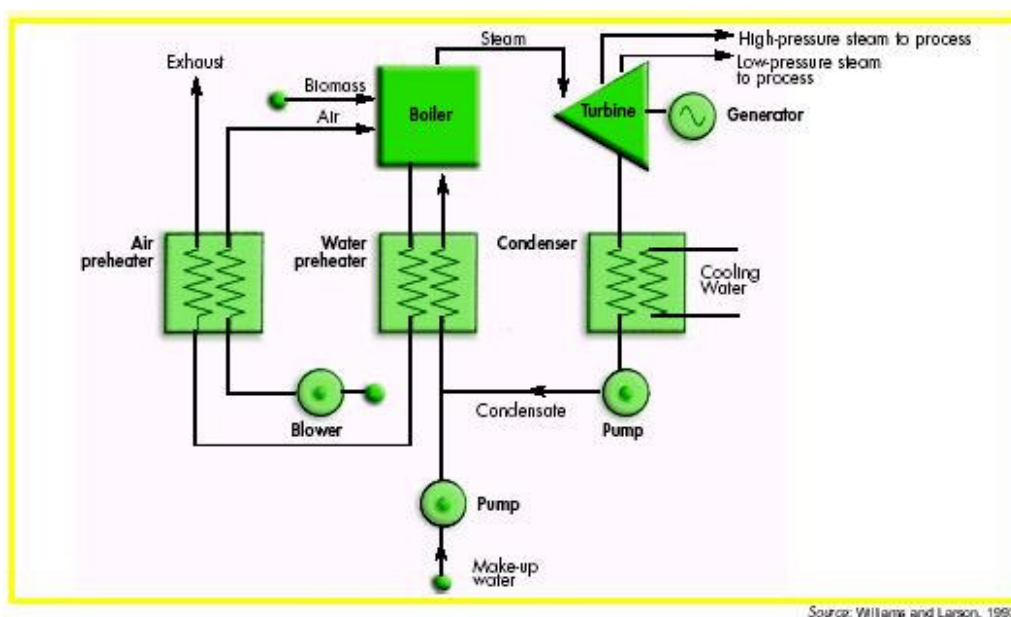
O ciclo de vapor Rankine envolve a evaporação de água pressurizada, com o vapor resultante expandindo para girar um turbo gerador, e então condensado para reciclagem total ou parcial na caldeira. Um trocador de calor é usado em alguns casos para recuperar calor de gases residuais para o pré-aquecimento 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 (Figura 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.

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.

Além disso, 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 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 do PCBI 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.



Source: Williams and Larson, 1993

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

Usando o ciclo de vapor Rankine como a tecnologia básica de seu sistema de cogeração, para iniciar suas atividades e alcançar um aumento no excedente de eletricidade a ser gerada, Iturama, em 2002, implantou essa atividade de projeto (PCBI). Esse projeto consiste na instalação de dois turbo-geradores de contrapressão de 12 MW e uma caldeira de 45 kgf/cm². Os turbo-geradores de 5 MW e 8 MW e a caldeira de 21 kgf/cm² foram desativados. Apesar dos equipamentos mencionados terem sido instalados em 2002, a nova unidade promovida tornou-se oficialmente operacional apenas no início da época de colheita de 2003.

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



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



MDL – Conselho Executivo

página 7

A Tabela 1 mostra quando e quais equipamentos pertencem ao PCBI:

Tabela 1: Upgrade dos equipamentos de cogeração

	Ativo/Ativando		Desativando
Antes do Plano de expansão (Até 2001)	Um turbo gerador de contrapressão de 5 MW e um de 8 MW		
	Duas caldeiras de 28 kgf/cm ² e uma de 21 kgf/cm ²		
Depois do Plano de expansão (2002)	Dois turbo geradores de contrapressão de 12 MW		Um turbo gerador de 5 MW e um de 8 MW
	Uma caldeira de 45 kgf/cm ²	Duas caldeiras de 28 kgf/cm ²	Uma caldeira de 21 kgf/cm ²

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 Paulo². 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 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.

² Secretaria de Energia de São Paulo, 2001.



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 implantação 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 120 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 à certificação do MDL que oferece um conforto financeiro valioso para as usinas de açúcar como Iturama, 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 das reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
2003	15.935
2004	12.219
2005	12.346
2006	12.346
2007	12.346
2008	12.346
2009	12.346
Reduções totais estimadas (toneladas de CO₂e)	89.884
Número total de anos de créditos	7
Média anual do período de crédito das reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	12.841



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 PCBI, pois: (i) o bagaço é produzido e consumido no mesmo local - Iturama; (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	Elettricidade fornecida à rede pelo Projeto.	Obtido durante toda vida útil do projeto.	MWh	Coruripe Energética
2. EF_y	Fator de emissão de CO_2 da rede.	0,2677	t CO_2 e/MWh	Calculado
3. $EF_{OM,y}$	Fator de emissão de CO_2 da Margem de Operação da rede.	0,4310	t CO_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	t CO_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 Iturama.

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

(a) O início dessa atividade ocorreu depois de 1º de Janeiro de 2000, que pode ser evidenciado pela Licença Ambiental de Operação da Coruripe Energética S.A. emitida em 9 de Julho de 2002, mas a unidade tornou-se operacional apenas em 2003.

(b) Iturama não iniciaria esse projeto na ausência do MDL. O mecanismo foi fundamental para superar as barreiras tecnológicas na usina, como explicado abaixo. Foi considerado desde 2000, quando Sr. André Marques Válio, engenheiro agrônomo da usina, participou em um workshop organizado pela Escola de Administração de Empresas de São Paulo (EAESP/FGV), que é a mais importante escola de negócios da cidade de São Paulo. Nesse evento, “MDL: a fonte de fundos para projetos”, houve apresentações do Sr. José Domingos Gonzales Miguez, atual membro do MDL-CE, e Edwin Aalders da SGS. As conclusões dessas apresentações e todo o evento podem evidenciar que o MDL foi considerado na decisão para prosseguir com a atividade de projeto PCBI.

Adicionalmente, houve um encontro entre diversos diretores da Usina Coruripe Açúcar e Álcool S/A (Matriz), como o Sr. Vitor Montenegro Wanderley, Sr. Silvio Márcio Conde de Paiva, Sr. Marcus Carvalho Wanderley, Sr. Vitor Montenegro Wanderley Junior, Sr. Edson Lopes Agra e Sr. Márcio Sílvia Wanderley de Paiva. O documento é datado de 20 de Maio de 2002, e o protocolo foi assinado sete dias depois pelo cartório local. Os mesmos documentos mencionam, entre outros assuntos, o interesse do grupo pelo programa direcionado ao uso de bagaço para geração de energia, incluindo considerações sobre reduções de emissão. Também, decidiu-se manter contato com alguns especialistas diretamente relacionados com esse assunto, entre eles, Sr. Marcelo Junqueira da Econergy Brasil.

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 implantar 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

1. Segundo COELHO (1999)³, “o programa de cogeração de larga escala no setor sucroalcooleiro ainda não ocorreu, devido às inúmeras barreiras, principalmente econômica, política e institucional”, tais 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.

Finalmente, SWISHER (1997)⁴, 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. Sugestões de especialistas do setor elétrico enfatizam a dificuldade, apontando a necessidade de desenvolver uma nova fonte complementar de energia para o período do ano que a planta de cogeração não possa operar, como uma pequena central hidrelétrica. Esse, porém é um aspecto muito complicado, considerando que a planta com um output de eletricidade similar seria necessária. E mais ainda, a economia da planta de cogeração e da pequena

³ 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.

⁴ 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.



central hidrelétrica é totalmente diferente, de forma que a estrutura de precificação da energia deveria ser diferente, adicionando outra barreira para a negociação com o distribuidor de eletricidade. A cogeração de gás natural também foi estudada como uma fonte complementar, apesar disso ser indesejável em termos de emissões de gases de efeito estufa.

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.

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”⁵ 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/MWh⁶.

COELHO (1999) também 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 implantação 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

⁵ Joel Swisher personal communication with Rolls Royce Power Ventures project manager. Mark Croke, August 26, 1997. Swisher J. 1997 pg. 76.

⁶ “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.



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.

Especificamente, a Coruripe Energética, no início de 2001, mostrou interesse na construção de uma unidade de cogeração, usando a queima do bagaço de cana-de-açúcar para gerar eletricidade. Coruripe fez contato com dois bancos nacionais, procurando por analista financeiro para o projeto e assinou um contrato para serviços de análise financeira e econômica, definição da estrutura da sociedade, avaliação da venda de eletricidade, classificação do projeto no Programa de Cogeração no Setor Sucroalcooleiro para alcançar a melhor condição de financiamento, de negociação e coordenação desse processo de financiamento.

Após a finalização da proposta, Coruripe iniciou as aquisições dos equipamentos e diferentes materiais. Entretanto, os estágios do processo foram muito lentos e o projeto foi implantado sem os recursos necessários de financiamento bancário, comprometendo o capital da Coruripe. O contrato com o banco foi cancelado em 30 de Abril de 2003 e um novo contrato foi assinado com uma instituição financeira diferente.

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)⁷.

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.

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

⁷ Walter, A.C.S. *Viabilidade e Perspectivas da Co-geração e Geração Termelétrica no Setor Sucro-alcooleiro*. Tese de Doutorado. UNICAMP, Campinas, 1994.



Historicamente, o setor açucareiro 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 dos projetos similares atualmente sendo implantados são atividades de projeto de MDL. Dessas, Econergy Brasil participou de pelo menos 26 projetos de cogeração com bagaço no Brasil.

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

Esse 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 de atividades similares existentes está sendo desenvolvida como atividades de projeto de MDL.

Especificamente na usina Iturama, os tomadores de decisão do Grupo Coruripe viram com algumas restrições o uso da tecnologia de caldeira de 45 bar de pressão. Isso custa mais do que a tecnologia de caldeira de baixa eficiência de 21 bar usada pelo setor de açúcar e álcool e também pelo Grupo. Além disso, há três outros aspectos principais que os gestores da usina Iturama se preocupam.

O primeiro relaciona-se com a complexidade operacional da tecnologia das caldeiras de 45 bar comparada com a tecnologia de baixa eficiência das caldeiras de 21 bar. O segundo ponto, associado com o primeiro, é que há uma preocupação sobre a segurança do operador, pois a tecnologia das caldeiras de 45 bar requer mais treinamento e qualificação específicos dos operadores. O terceiro aspecto é diretamente relacionado com a confiabilidade do sistema de operação, assegurando que o processo de produção não sofrerá qualquer interrupção causada pela operação das caldeiras de 45 bar.

Por essas principais razões, a possibilidade de recursos econômicos obtidos pelos créditos de carbono que deveriam ser fornecidos pelo PCBI, entre outros benefícios como contribuição social e ambiental, motivaram os tomadores de decisão do Grupo Coruripe a transposição dessas barreiras permitindo-os a decisão da instalação e operação de uma caldeira de 45 bar, aumentando a eficiência da capacidade de geração de energia da usina.

Há outro ponto que deve ser considerado. Assim como, o Projeto de Cogeração com Bagaço Vale do Rosário (PCBVR), projeto já validado pela TÜV, uma EOD (Entidade Operacional Designada) creditada pelas Nações Unidas, o PCBI costumava vender eletricidade antes da implantação do projeto. No caso da Vale do Rosário, a usina de açúcar investiu na sua unidade de cogeração, entre 1990 e 1994, e também assinou um contrato com a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), para vender 4 MW para a concessionária. Entre 1995 e 1997, VR adquiriu novos equipamentos para geração de eletricidade e outro contrato de dez anos com a CPFL foi assinado. Entretanto, somente foi possível considerar o MDL nas outras fases. Em 2001, dois outros turbo geradores foram adquiridos pela VR a fim de aumentar a disponibilidade de eletricidade para venda à rede. Na fase seguinte, em 2003, como uma expansão do



melhoramento anterior, a usina aumentou o excedente de capacidade de geração de energia, permitindo VR vender o equivalente a 35 MW à CPFL. Essa fase incluiu a aquisição de uma caldeira de 65 bar e dois turbo geradores de 25 MW e o aumento de 138 kV para 42 MVA.

É válido notar que os investimentos para aumentar a eficiência nas duas últimas duas fases não pretendem melhorar o processo de produção de açúcar. É um projeto totalmente novo focado no melhor uso do recurso da biomassa para produção de energia renovável através da turbina de ciclo fechado de condensação de vapor. É importante realçar que o PCBVR é o projeto responsável pela criação da primeira metodologia submetida ao CE-MDL, conhecida como NM0001, mais tarde aprovada como AM0015.

Como ocorreu com o PCBVR, a mesma situação é contemplada no caso do PCBI. De fato, a usina começou a vender eletricidade à rede, desde 2000, mas de forma experimental, a fim de utilizar o pouco excedente de eletricidade disponível pela usina. Entretanto, a possibilidade de uma nova receita originada pelo retorno dos créditos de carbono poderia aumentar a garantia para a viabilidade do PCBI e sua implantação, fornecendo investimento para instalação da expansão da capacidade da usina, que tornou-se realidade. Isso é claramente demonstrado pelas vendas históricas de energia, cuja média corresponde a cerca de 14.384 MWh/ano antes do PCBI, e a nova energia estimada a ser vendida à rede depois da instalação do projeto, corresponde a mais de 60.000 MWh/ano. Isso foi apenas possível porque altos investimentos foram feitos pela Coruripe Energética para expansão das unidades de cogeração do PCBI.

Devido ao PCBI, em conexão com os objetivos do MDL sobre engajamento na redução de emissão, foi permitido aos diretores da Coruripe uma posição firme em relação aos investir efetivamente no sistema de expansão de cogeração na usina. Entretanto, essa expansão deve ocorrer de forma a contribuir com a redução de emissão de CO₂e e consequentemente com a mitigação dos efeitos dos GEE. Dessa forma, ao invés de promover a expansão do sistema de cogeração com uso de caldeiras e turbo geradores de baixa eficiência, a usina escolheu investir na aquisição de novos equipamentos, tais como caldeiras e turbo geradores de maior eficiência cujo uso não gera emissões de CO₂e, trazendo benefícios ambientais e financeiros. Como resultado, dois turbo geradores de 12 MW e uma caldeira de 45 kgf/cm² foi instalada na Coruripe Energética. No mesmo momento, equipamentos de baixa eficiência, tais como um turbo gerador de 5 MW e outro de 8 MW e uma caldeira de 21 kgf/cm², foram desativados. Em outras palavras, a capacidade total instalada pulou de 13 MW para 24 MW, permitindo o aumento da capacidade disponível para venda de 6,5 MW, antes da implantação do PCBI, para 15 MW, depois da implantação do projeto. O aumento da eficiência é necessário a fim de direcionar a maior quantidade possível de vapor para a unidade de cogeração. Consequentemente, quanto maior a quantidade de produção de eletricidade, maior o custo de investimento por MWh produzido. Essa é uma evidência clara dos benefícios que o MDL pode trazer ao promover o uso de energia renovável, e o fato de que a Coruripe Energética, do Grupo Coruripe, está consciente de tais conceitos para desenvolver o programa de expansão para seu sistema de cogeração.

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, 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 suas RCEs esperadas.



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 das 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 das RCEs) e reduzir os riscos do investidor.

Registro também terá um impacto sobre as indústrias de cana-de-açúcar, que vêm viabilidade de implantar projetos de comercialização de energia renovável de MDL em suas usinas. Além disso, a entrada de capital é muito desejável 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 PCBI, o subsistema Sul-Sudeste e Centro-Oeste da rede elétrica brasileira é considerado como uma fronteira, pois é o sistema com o qual Iturama está conectado, e o qual 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: 21/12/2005.
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 Iturama, 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:

07/05/2003.



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

25 anos-0 meses.⁸

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:

07/05/2003.

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 do PCBI.

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 PCBI: o projeto utiliza um subproduto do processo da moenda da cana-de-açúcar

⁸ 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.



(bagaço) para produzir e comercializar eletricidade renovável conectada a uma rede regional brasileira. A metodologia é, dessa forma, totalmente aplicável ao PCBI.

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



MDL – Conselho Executivo

página 19

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 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 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	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.

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 20

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 _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.)

$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \text{ (tCO}_2\text{e/GWh)}$ $EF_{electricity} = \frac{EF_{OM} + EF_{BM}}{2} \text{ (tCO}_2\text{e/GWh)}$ $BE_{electricity, y} = EF_{electricity} \cdot EG_y$	$F_{i,j(or m),y}$ 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 (ou m) $BE_{electricity,y}$ São as emissões de linha de base devidas à substituição de eletricidade 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 – Conselho Executivo

página 21

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).

Deixado em branco intencionalmente.

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

Deixado em branco intencionalmente.

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 (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 22

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

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



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 Iturama, 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:

A quantidade bagaço vendida antes da implantação da atividade do projeto era relativamente maior do que depois da implantação do projeto. A principal razão para isso é que havia pedido insuficiente para esse produto.

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:



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

Assume-se 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 $F_{i,j,y}$ 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 <u>atividade de projeto</u>:
--

As reduções de emissões para essa atividade de projeto são:



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



MDL – Conselho executivo

página 27

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

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)
2003	15.935	0	0	15.935
2004	12.219	0	0	12.219
2005	12.346	0	0	12.346
2006	12.346	0	0	12.346
2007	12.346	0	0	12.346
2008	12.346	0	0	12.346
2009	12.346	0	0	12.346
Total (toneladas de CO ₂ e)	89.884	0	0	89.884

SEÇÃO F. Impactos Ambientais

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

Os impactos ambientais possíveis foram analisados pela Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, através do COPAM (Conselho Estadual de Política Ambiental), agência ambiental do estado de Minas Gerais. Iturama segue a legislação ambiental e recebeu uma Licença de Operação para os atuais equipamentos instalados.

Não haverá impactos transfronteiriços resultantes do PCBI. Todos os impactos relevantes ocorrem dentro das fronteiras brasileiras e foram mitigados para cumprir com os requerimentos ambientais para a implantação do projeto. Então o PCBI não afetará de forma alguma nenhum país que tem fronteira com o Brasil.

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:

A licença oficial de operação foi emitida em 9 de Julho de 2002, entretanto, Iturama deve cumprir com algumas demandas da agência ambiental para proceder com a operação do projeto, sendo:



- Apresentar uma análise dos estado da arte do processo de produção de açúcar, álcool e cogeração de energia elétrica, que contemple com detalhes a redução das águas de reposição em função da otimização dos processos;
- Dotar as chaminés das caldeiras de 120 t/h de vapor – duas unidades, de mecanismos que permitam amostragem isocinética para o parâmetro material particulado;
- De posse dos resultados da amostragem isocinética, verificar e, se for o caso, providenciar o enquadramento das emissões de material particulado ao padrão do lançamento;
- Executar os demais projetos de controle ambiental propostos nos estudos;
- Apresentar a renovação de outorga de água pelo IGAM;
- Executar o programa de automonitoramento.

SEÇÃO G. Comentários dos Atores

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

Como requerido pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, a AND brasileira, Iturama convidou diversas organizações e instituições para comentar sobre o projeto de MDL sendo desenvolvido. Cartas⁹ foram enviadas para os seguintes destinatários:

- Prefeitura Municipal de Iturama – MG;
- Câmara Municipal de Iturama – MG;
- Ministério Público de Minas Gerais;
- Fórum Brasileiro de ONGs;
- Fundação Estadual de Meio Ambiente FEAM;
- Associação Comunitária do Conjunto Habitacional Tiradentes;
- Instituto Estadual de Floresta.

G.2. Resumo dos comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido para o PCBI.

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

Já que nenhum comentário foi recebido, Iturama não levou em consideração comentários.

⁹ As cópias desses convites estão disponíveis com os Participantes do Projeto.



Anexo 1

DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO

Participante do Projeto -1:

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



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



MDL – Conselho executivo

página 30

Participante do Projeto -2:

Organização:	Coruripe Energética S.A.
Rua/Cx. Postal:	Rodovia BR 497, km 15
Edifício:	Centro Administrativo - sala A
Cidade:	Iturama
Estado/Região:	MG
CEP:	38280-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (34) 3411 9200
FAX:	
E-Mail:	iturama@usinacoruripe.com.br
URL:	http://www.usinacoruripe.com.br
Representada por:	
Título:	Sr.
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Kronka
Nome do meio:	F. B.
Nome:	Paulo
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel direto:	Mesmo acima
E-Mail:	paulo.kronka@usinacoruripe.com.br

Anexo 2



INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

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

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, 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)¹⁰:

“... 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 da assim chamada *linha de base de multi-projeto*:

“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.

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

¹⁰ Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.



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



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



MDL – Conselho executivo

página 33

“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 (tCO₂/MWh)	Margem de Construção com dados da ONS (tCO₂/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



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



MDL – Conselho executivo

página 34

	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-00	H	Jauru	Sep-2003	121.5	1	0.0	0.0%	0.000
2	S-SE-00	H	Guapirã	Sep-2003	120.0	1	0.0	0.0%	0.000
3	S-SE-00	G	Três Lagoas	Aug-2003	306.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
4	S-SE-00	H	Furnil (MG)	Jan-2003	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
5	S-SE-00	H	Itaipua I	Sep-2002	156.1	1	0.0	0.0%	0.000
6	S-SE-00	G	Araucária	Sep-2002	494.5	0.3	15.3	99.5%	0.670
7	S-SE-00	G	Canasvieiras	Sep-2002	160.8	0.3	15.3	99.5%	0.670
8	S-SE-00	H	Pirajó	Sep-2002	81.0	1	0.0	0.0%	0.000
9	S-SE-00	G	Novo Pratinha	Jun-2002	384.9	0.3	15.3	99.5%	0.670
10	S-SE-00	O	POT COGTE	Jun-2002	5.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
11	S-SE-00	H	Rosai	Jun-2002	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
12	S-SE-00	G	Ibitira	May-2002	226.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
13	S-SE-00	H	Canas Brancas	May-2002	465.9	1	0.0	0.0%	0.000
14	S-SE-00	H	Sta. Clara	Jan-2002	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
15	S-SE-00	H	Machadinho	Jan-2002	1,140.0	1	0.0	0.0%	0.000
16	S-SE-00	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87.0	0.28	15.3	99.5%	0.718
17	S-SE-00	G	Musashi Merchant	Nov-2001	922.5	0.24	15.3	99.5%	0.837
18	S-SE-00	H	Lajeado (ANEL res. 489/2001)	Nov-2001	902.5	1	0.0	0.0%	0.000
19	S-SE-00	G	Eletrobrás	Oct-2001	379.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
20	S-SE-00	H	Ponto Estrela	Sep-2001	112.0	1	0.0	0.0%	0.000
21	S-SE-00	G	Curitiba (Mario Covas)	Aug-2001	529.2	0.3	15.3	99.5%	0.670
22	S-SE-00	G	W. Arjona	Jan-2001	194.0	0.25	15.3	99.5%	0.804
23	S-SE-00	G	Uruguaiana	Jan-2000	639.9	0.45	15.3	99.5%	0.447
24	S-SE-00	H	S. Carlos	Jan-1999	1,240.0	1	0.0	0.0%	0.000
25	S-SE-00	H	Canasvieiras I	Jan-1999	82.5	1	0.0	0.0%	0.000
26	S-SE-00	H	Canasvieiras II	Jan-1999	72.0	1	0.0	0.0%	0.000
27	S-SE-00	H	Varigara	Jan-1999	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
28	S-SE-00	H	Ponto Primavera	Jan-1999	1,540.0	1	0.0	0.0%	0.000
29	S-SE-00	D	Curitiba (Mario Covas)	Oct-1998	529.2	0.27	20.2	99.0%	0.978
30	S-SE-00	H	Sobral	Sep-1998	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
31	S-SE-00	H	POCH ENAE	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
32	S-SE-00	H	POCH CEEE	Jan-1998	25.0	1	0.0	0.0%	0.000
33	S-SE-00	H	POCH ENERSUL	Jan-1998	43.0	1	0.0	0.0%	0.000
34	S-SE-00	H	POCH GEL	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
35	S-SE-00	H	POCH ESSELISA	Jan-1998	52.0	1	0.0	0.0%	0.000
36	S-SE-00	H	POCH CELESC	Jan-1998	50.0	1	0.0	0.0%	0.000
37	S-SE-00	H	POCH DEMAT	Jan-1998	145.0	1	0.0	0.0%	0.000
38	S-SE-00	H	POCH CELG	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
39	S-SE-00	H	POCH CERJ	Jan-1998	59.0	1	0.0	0.0%	0.000
40	S-SE-00	H	POCH COPEL	Jan-1998	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
41	S-SE-00	H	POCH CEMIG	Jan-1998	84.0	1	0.0	0.0%	0.000
42	S-SE-00	H	POCH CPFL	Jan-1998	53.0	1	0.0	0.0%	0.000
43	S-SE-00	H	S. Mesa	Jan-1998	1,275.0	1	0.0	0.0%	0.000
44	S-SE-00	H	POCH EPAULO	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
45	S-SE-00	H	Quilom. Angirim	Jan-1997	140.0	1	0.0	0.0%	0.000
46	S-SE-00	H	Columbi	Jan-1997	375.0	1	0.0	0.0%	0.000
47	S-SE-00	H	Miranda	Jan-1997	408.0	1	0.0	0.0%	0.000
48	S-SE-00	H	Novo Horizonte	Jan-1996	510.0	1	0.0	0.0%	0.000
49	S-SE-00	H	Sagredo (Gov. N. Braga)	Jan-1992	1,290.0	1	0.0	0.0%	0.000
50	S-SE-00	H	Taquarussu	Jan-1989	554.0	1	0.0	0.0%	0.000
51	S-SE-00	H	Mangó	Jan-1988	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
52	S-SE-00	H	O. To. Francisco	Jan-1987	135.0	1	0.0	0.0%	0.000
53	S-SE-00	H	Ita	Jan-1987	1,450.0	1	0.0	0.0%	0.000
54	S-SE-00	H	Rosana	Jan-1987	369.2	1	0.0	0.0%	0.000
55	S-SE-00	N	Angira	Jan-1985	1,874.0	1	0.0	0.0%	0.000
56	S-SE-00	H	T. Imoles	Jan-1985	807.5	1	0.0	0.0%	0.000
57	S-SE-00	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	6,300.0	1	0.0	0.0%	0.000
58	S-SE-00	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	5,375.0	1	0.0	0.0%	0.000
59	S-SE-00	H	Embrapac	Jan-1982	1,180.0	1	0.0	0.0%	0.000
60	S-SE-00	H	Novo Aventureiras	Jan-1982	347.4	1	0.0	0.0%	0.000
61	S-SE-00	H	Gov. Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1,676.0	1	0.0	0.0%	0.000
62	S-SE-00	H	S. Santiago	Jan-1980	1,420.0	1	0.0	0.0%	0.000
63	S-SE-00	H	Rumbosa	Jan-1980	2,290.0	1	0.0	0.0%	0.000
64	S-SE-00	O	Igarapé	Jan-1978	131.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
65	S-SE-00	H	Itauba	Jan-1978	512.4	1	0.0	0.0%	0.000
66	S-SE-00	H	A. Vermelho (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1,366.2	1	0.0	0.0%	0.000
67	S-SE-00	H	S. Simão	Jan-1978	1,710.0	1	0.0	0.0%	0.000
68	S-SE-00	H	Capivara	Jan-1977	640.0	1	0.0	0.0%	0.000
69	S-SE-00	H	S. Osório	Jan-1975	1,078.0	1	0.0	0.0%	0.000
70	S-SE-00	H	Marimbondo	Jan-1975	1,440.0	1	0.0	0.0%	0.000
71	S-SE-00	H	Promissão	Jan-1975	264.0	1	0.0	0.0%	0.000
72	S-SE-00	C	Pres. Medici	Jan-1974	446.0	0.26	26.0	98.0%	1.234
73	S-SE-00	H	Vitoria Grande	Jan-1974	380.0	1	0.0	0.0%	0.000
74	S-SE-00	H	Ponto Colômbia	Jan-1973	320.0	1	0.0	0.0%	0.000
75	S-SE-00	H	Passo Fundo	Jan-1973	220.0	1	0.0	0.0%	0.000
76	S-SE-00	H	Passo Real	Jan-1973	158.0	1	0.0	0.0%	0.000
77	S-SE-00	H	Ins. Solares	Jan-1973	3,444.0	1	0.0	0.0%	0.000
78	S-SE-00	H	Mascarenhas	Jan-1973	131.0	1	0.0	0.0%	0.000
79	S-SE-00	H	Gov. Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252.0	1	0.0	0.0%	0.000
80	S-SE-00	H	Cherentes	Jan-1971	414.0	1	0.0	0.0%	0.000
81	S-SE-00	H	Jaquara	Jan-1971	654.0	1	0.0	0.0%	0.000
82	S-SE-00	H	Sã. Carvalho	Apr-1970	78.0	1	0.0	0.0%	0.000
83	S-SE-00	H	Estrelito (Luz Carlos Barreto)	Jan-1969	1,050.0	1	0.0	0.0%	0.000
84	S-SE-00	H	Itimira	Jan-1969	131.0	1	0.0	0.0%	0.000
85	S-SE-00	H	Jupia	Jan-1969	1,551.2	1	0.0	0.0%	0.000
86	S-SE-00	O	Alagrete	Jan-1969	66.0	0.26	20.7	99.0%	1.040
87	S-SE-00	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
88	S-SE-00	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766.0	0.31	15.3	99.5%	0.648
89	S-SE-00	H	Parabuna	Jan-1968	65.0	1	0.0	0.0%	0.000
90	S-SE-00	H	Limeiro (Armando Sales de Oliveira)	Jan-1967	32.0	1	0.0	0.0%	0.000
91	S-SE-00	H	Caçador	Jan-1966	86.4	1	0.0	0.0%	0.000
92	S-SE-00	C	J. Lacerda C	Jan-1965	363.0	0.25	26.0	98.0%	1.345
93	S-SE-00	C	J. Lacerda B	Jan-1965	282.0	0.21	26.0	98.0%	1.602
94	S-SE-00	C	J. Lacerda A	Jan-1965	232.0	0.18	26.0	98.0%	1.869
95	S-SE-00	H	S. Band (Alvaro de Souza Lima)	Jan-1965	143.1	1	0.0	0.0%	0.000
96	S-SE-00	H	Furnil (RJ)	Jan-1965	216.0	1	0.0	0.0%	0.000
97	S-SE-00	C	Figueira	Jan-1963	20.0	0.3	26.0	98.0%	1.121
98	S-SE-00	H	Formosa	Jan-1963	1,216.0	1	0.0	0.0%	0.000
99	S-SE-00	H	Barr. Bonita	Jan-1963	140.8	1	0.0	0.0%	0.000
100	S-SE-00	C	Cherqueadas	Jan-1962	72.0	0.23	26.0	98.0%	1.462
101	S-SE-00	H	Jurumirim (Amendo A. Laydner)	Jan-1962	97.7	1	0.0	0.0%	0.000
102	S-SE-00	H	Acua	Jan-1962	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
103	S-SE-00	H	Pereira Passos	Jan-1962	99.1	1	0.0	0.0%	0.000
104	S-SE-00	H	Três Marias	Jan-1962	395.0	1	0.0	0.0%	0.000
105	S-SE-00	H	Euclides da Cunha	Jan-1960	106.8	1	0.0	0.0%	0.000
106	S-SE-00	H	Camargo	Jan-1960	46.0	1	0.0	0.0%	0.000
107	S-SE-00	H	Santa Branca	Jan-1960	56.1	1	0.0	0.0%	0.000
108	S-SE-00	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658.0	1	0.0	0.0%	0.000
109	S-SE-00	H	Salto Grande (Luiz N. Gencos)	Jan-1958	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
110	S-SE-00	H	Salto Grande (MG)	Jan-1956	102.0	0.0	0.0	0.0%	0.000
111	S-SE-00	H	Mascarenhas de Moraes (Rivoto)	Jan-1956	478.0	1	0.0	0.0%	0.000
112	S-SE-00	H	Itutinga	Jan-1955	52.0	0.0	0.0	0.0%	0.000
113	S-SE-00	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
114	S-SE-00	O	Caroba	Jan-1954	36.2	0.3	20.7	99.0%	0.902
115	S-SE-00	O	Pratinha	Jan-1954	472.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
116	S-SE-00	H	Canestrão	Jan-1953	42.5	1	0.0	0.0%	0.000
117	S-SE-00	H	Nilo Pecanha	Jan-1953	378.4	1	0.0	0.0%	0.000
118	S-SE-00	H	Fontes Novas	Jan-1940	130.3	1	0.0	0.0%	0.000
119	S-SE-00	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420.0	1	0.0	0.0%	0.000
120	S-SE-00	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	469.0	1	0.0	0.0%	0.000
121	S-SE-00	H	I. Pombos	Jan-1924	169.7	1	0.0	0.0%	0.000
122	S-SE-00	H	Jaquari	Jan-1917	11.8	1	0.0	0.0%	0.000
Total (MW) =					64,478.6				

* Subsystem S - south, SE-00 - Southeast Mtw east

** 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 de Geração (http://www.aneel.gov.br), data collected in november 2004

[2] Bess, M. A. Laurence, P. Mattondo, R. Schaffner, A. F. Simoes, H. Winkler and J.M. Luksemb. 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 Operação do Sistema, Acompanhamento Diário da Operação do SNE (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

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 35

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
	$EF_{OM, \text{simples-ajustada}}$ [tCO ₂ /MWh]	$EF_{BM, 2004}$	Lambda	
	0,4310	0,1045	λ_{2002}	
	Pesos alternativos	Pesos padrão	0,5053	
	$w_{OM} = 0,75$	$w_{OM} = 0,5$	λ_{2003}	
	$w_{BM} = 0,25$	$w_{BM} = 0,5$	0,5312	
	EF_{CM} [tCO ₂ /MWh]	Padrão EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	λ_{2004}	
	0,3494	0,2677	0,5041	

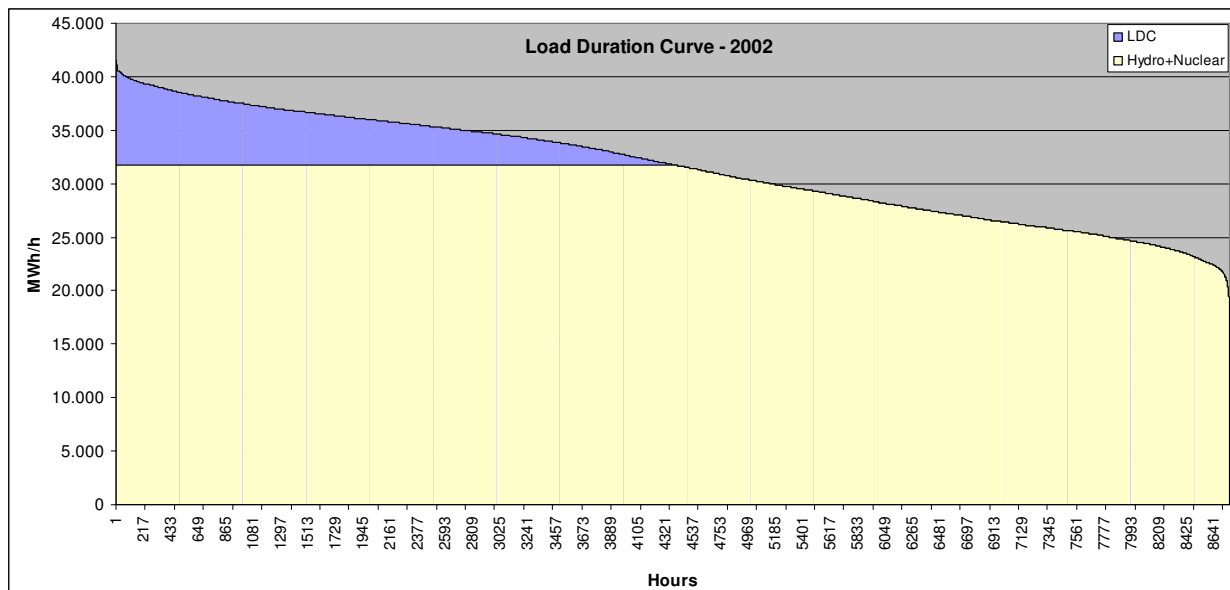


Figura 3: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2002

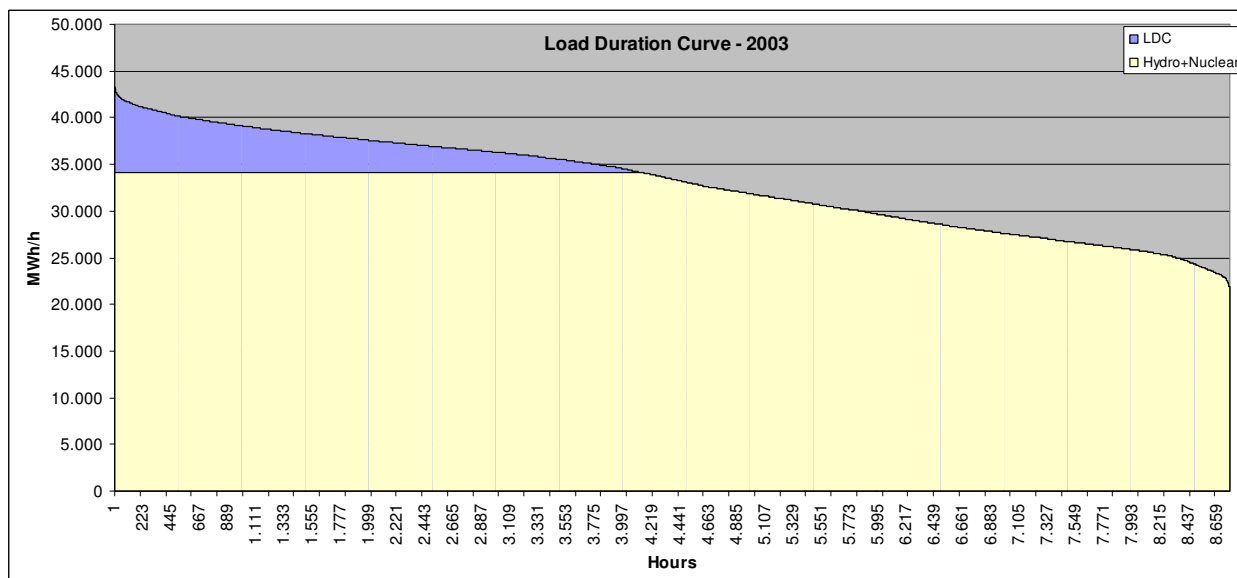


Figura 4: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2003

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

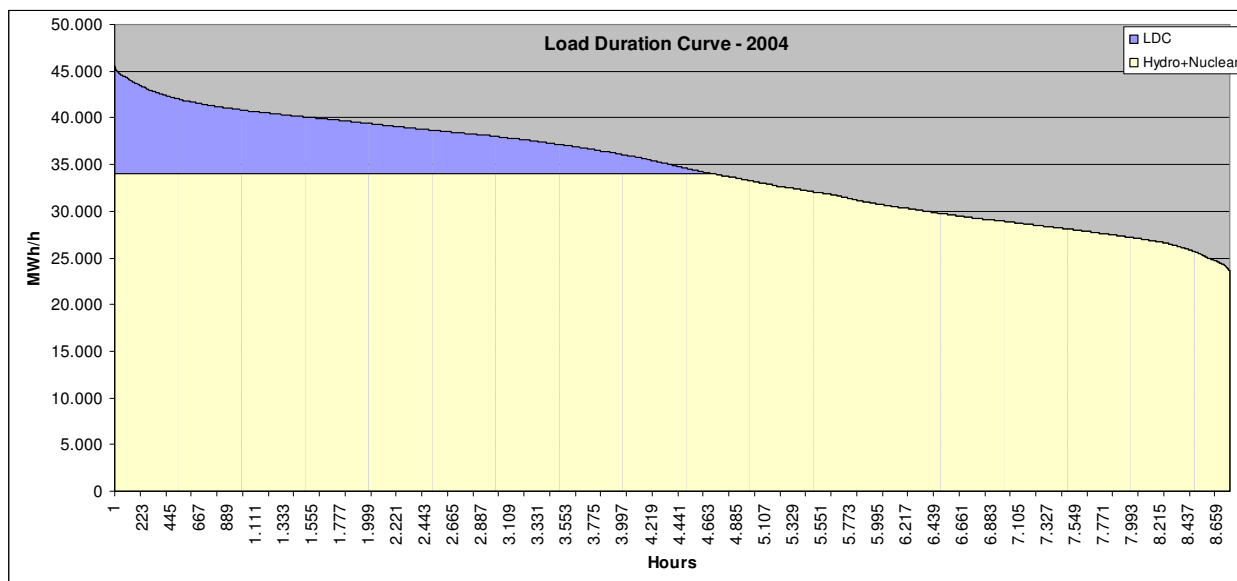


Figura 5: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2004

Projeto de Cogeração com Bagaço Iturama												
Redução de emissão da rede conectada	Item	Antes do PCBI			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total RCEs
	Capacidade total instalada (MW)	13	13	13	24	24	24	24	24	24	24	
	Capacidade em Stand by (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Consumo interno (MW)	6,5	6,5	6,5	9	9	9	9	9	9	9	
	Capacidade disponível para venda (MW)	6,5	6,5	6,5	15	15	15	15	15	15	15	
	Horas de operação (h)	3.701	4.068	4.817	4.970	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	
	Estimativa de energia vendida à rede (MWh)*	11.747	18.279	13.116	73.906	60.026	60.500	60.500	60.500	60.500	60.500	
	Elettricidade vendida antes do PCBI (média 2000, 2001, 2002; MWh)		14.381									
	Aumento da venda de eletricidade (MWh)				59.525	45.645	46.119	46.119	46.119	46.119	46.119	
	Fator de emissão da linha de base (tCO ₂ /MWh)		0,2677		0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	
	Redução de emissão (tCO ₂ e)		0		15.935	12.219	12.346	12.346	12.346	12.346	12.346	89.884
* Eletricidade vendida até 2004. Dados para 2005 em diante são estimados.												

Figura 6: Dados de cálculo das reduções de emissão para o primeiro período de créditos

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, do ano de 2003 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:

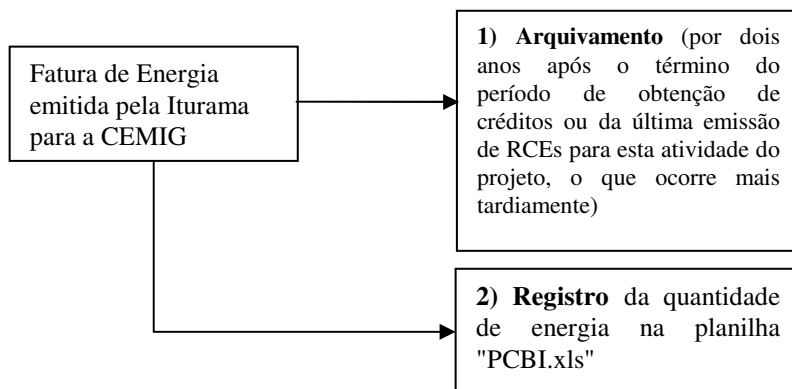


Figura 7: Procedimentos de monitoramento para Iturama

A quantidade de energia despachada para a rede será monitorada através da fatura de energia emitida pela Iturama para CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), 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 “PCBI.xls”, que deve ser instrumento de verificação futura.