



MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP MDL)
Versão 03 - em vigor a partir de: 28 de julho de 2006

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade de projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e plano de monitoramento
- C. Duração da atividade de projeto / período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários das atores

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade de projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações da linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto****A.1 Título da atividade de projeto:**

USJ Açúcar e Álcool S/A – Projeto de Co-Geração da Usina São Francisco.

Versão: 8

Data (DD/MM/AAAA): 13/09/2007.

A.2. Descrição da atividade de projeto:

O objetivo principal do Projeto de Co-geração da Usina São Francisco é atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento na participação da energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade do Brasil e da região da América Latina e Caribe. Uma meta fundamental do projeto é o uso eficiente de recursos, especialmente recursos locais, minimizando ao mesmo tempo o impacto no meio ambiente.

O Projeto de Co-Geração da Usina São Francisco consiste na construção de uma usina de açúcar, que entrará em operação em maio de 2006, capaz de gerar excedente de energia para venda (Figura 1) e, ao mesmo tempo, gerar créditos de carbono, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Durante a estação de 2008, está prevista uma expansão que irá aumentar a capacidade de geração da usina.

O projeto de co-geração irá gerar energia suficiente não apenas para acionar a usina de açúcar (eliminando assim o consumo de energia da rede para a capacidade em expansão da instalação), mas também para alimentar energia excedente na rede nacional. Essa eletricidade fornecida à rede deslocará energia que o governo teria fornecido com uma forte utilização de combustíveis fósseis. Esse deslocamento de energia cria, portanto, uma redução de emissões de gases de efeito estufa. Este projeto também cria benefícios sociais e econômicos que constituem uma contribuição real para o desenvolvimento sustentável do Brasil.

Este projeto de energia renovável pertence à U.S.J. – Açúcar e Álcool S/A, uma destilaria baseada em cana-de-açúcar fundada originalmente em 1944 e tem mais de 40.000 hectares de colheita de cana-de-açúcar. Atualmente, a U.S.J. – Açúcar e Álcool S/A possui duas instalações: uma em Quirinópolis, estado de Goiás, onde o projeto será implementado, e outra em Araras, estado de São Paulo. Durante a última estação de safra de 2004/2005, a U.S.J. – Açúcar e Álcool S/A processou cerca de 3.208.095 toneladas de cana-de-açúcar e produziu 100.359 litros de álcool e 260.350 toneladas de açúcar em Araras.

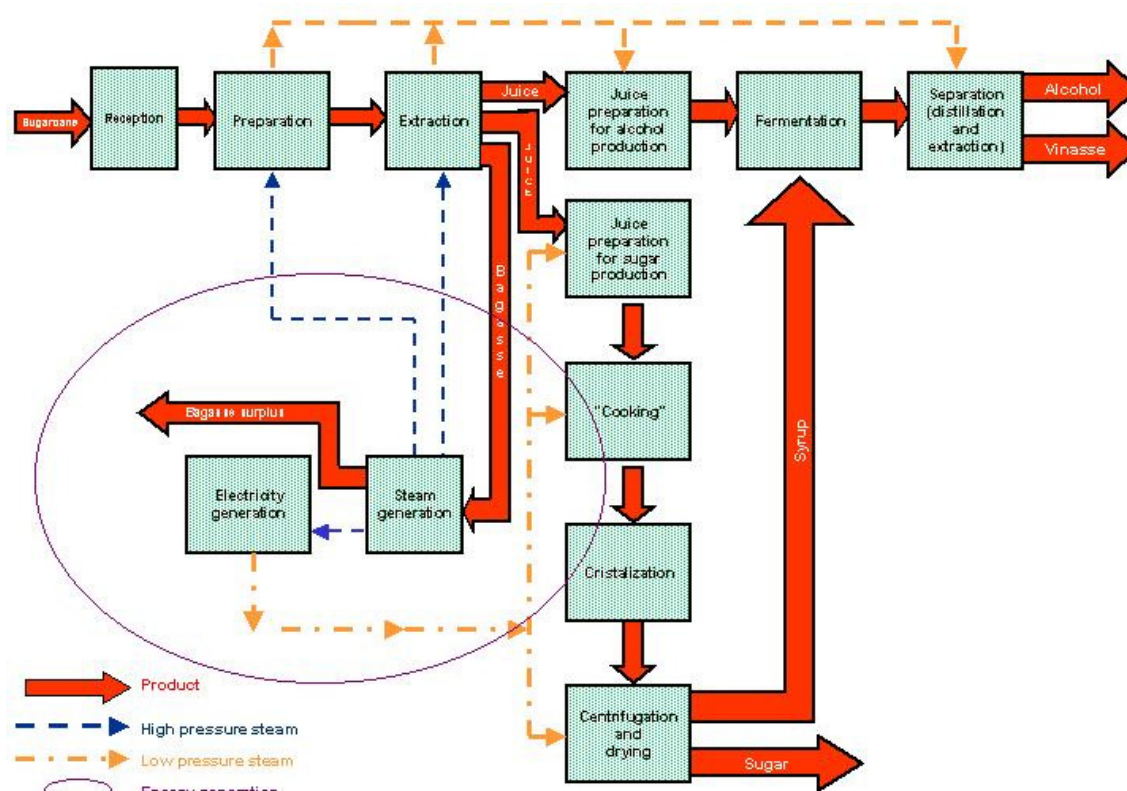


Figura 1 - Fluxograma da geração de eletricidade dentro de uma produção de açúcar e álcool

(Fonte: Codistil)

O projeto pode ser visto como um exemplo de uma solução para a crise de eletricidade brasileira de 2001 pelo setor privado, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do país. Portanto, o Projeto de Co-geração da Usina São Francisco vem demonstrar que, com a comercialização de RCEs, é viável desenvolver um projeto de geração no Brasil. Isso terá um efeito positivo para o país além das evidentes reduções de GEE.

As receitas obtidas da venda das RCEs também ajudarão ao Grupo USJ, a proprietária do projeto, a continuar dando apoio à comunidade. A Usina São João tem uma forte responsabilidade social evidenciada em diversas iniciativas, inclusive: promoção de projetos em parceria com a Universidade de Araras, estado de São Paulo, contribuição nas áreas de educação, saúde, cultura, esporte e lazer. Um exemplo dessas iniciativas é a “Usina do Saber”. O projeto seleciona crianças carentes e oferece transporte para as escolas na área residencial da empresa. Além disso, a São João faz doações a fundos como o Fundo Municipal dos Direitos da Criança e do Adolescente das cidades de Araras e Conchal. A Usina São João também possui a certificação ISO 9.001/2000 – BVQI para extração de suco de cana-de-açúcar e produção, manuseio, armazenamento, comercialização e despacho de açúcares. Essa distribuição de renda e os esforços sociais devem ser adicionados aos benefícios ambientais na avaliação da contribuição desta atividade de projeto para o desenvolvimento sustentável. Já na Usina São Francisco de Quirinópolis (GO), encontra-se na etapa final de definição uma parceria junto ao SENAI. Tal parceria resultará na implementação de cursos técnicos ligados ao agronegócio, com destaque para o curso técnico “na produção de açúcar e álcool”, o



qual utilizará diretamente os laboratórios industriais da Unidade de Quirinópolis como parte integrante do processo de formação dos profissionais. Fomento para contribuições regionais nas áreas de saúde, cultura, esporte e lazer também estão sendo desenvolvidos. Com a estruturação definitiva e operação da Unidade de Quirinópolis, muitos dos projetos de sucesso descritos acima já fundamentados na Unidade de Araras, terão plena adequação para a Unidade de Quirinópolis.

A.3. Participantes do projeto:

As informações detalhadas para contato com a(s) parte(s) e com as entidades públicas/privadas envolvidas na atividade de projeto estão relacionadas no Anexo 1.

Nome da parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma Parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (*) (se for o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	U.S.J. – Açúcar e Alcool S/A (Entidade privada)	Não
	Ecoinvest Carbon Brasil Ltda. (Entidade privada)	
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o DCP de MDL fica disponível para o público, no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).		

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/província etc.:

Goiás.

A.4.1.3. Município/Cidade/ Comunidade etc:

Quirinópolis.

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive informações que possibilitem a identificação inequívoca desta atividade de projeto (máximo de uma página):

A Usina São Francisco está localizada em Quirinópolis, a cerca de 284 km de Goiânia, capital de Goiás, Brasil. Quirinópolis possui 37.913 habitantes e 3.780 km².

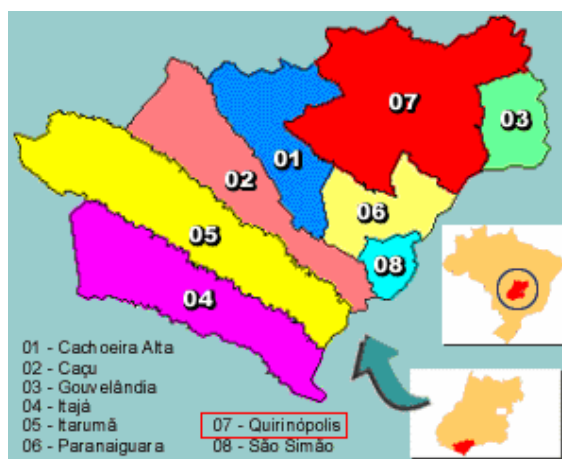


Figure 2 - Political division of Brazil showing the state of Goiás and the city of Quirinópolis

(Source: www.citybrazil.com.br)

A planta está localizada no endereço:

Fazenda São Francisco

GO 206, km 18, Zona Rural, Goiás

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

Tipo: Energia e Energia elétrica.

Escopo setorial: 1 – Setores de energia (fontes renováveis / não renováveis).

Categoria: Geração de eletricidade renovável para uma rede (geração, fornecimento, transmissão e distribuição de energia).

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

As tecnologias de conversão da energia de biomassa para produção de energia podem ser classificadas em uma destas três categorias: tecnologias de combustão direta, tecnologias de gaseificação e pirólise. Ela envolve a oxidação da biomassa com excesso de ar em um processo que produz gases quentes usados para produzir vapor nas caldeiras. O vapor é usado para gerar eletricidade em uma turbina do ciclo Rankine. As configurações do ciclo Rankine também poderiam ser classificadas em duas: condensação e contrapressão, dependendo da proporção do vapor usado para processos industriais e do local da turbina em que o vapor é obtido. Normalmente, apenas eletricidade é produzida em um ciclo de vapor de "condensação", enquanto eletricidade e vapor são co-gerados em um ciclo de vapor de "extração".

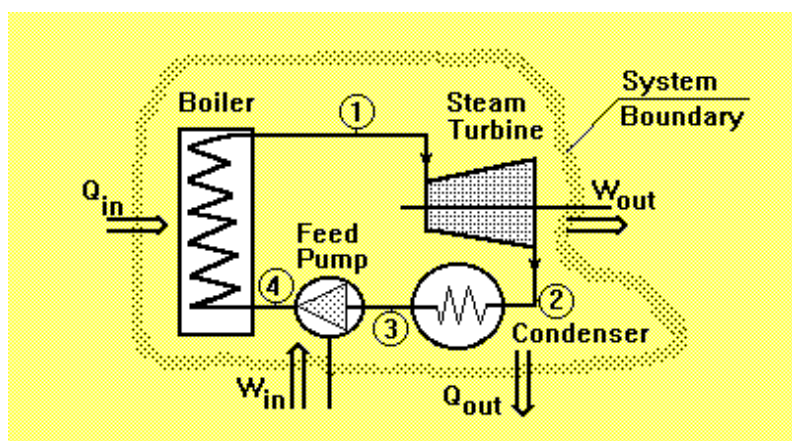


Figura 3 - Ciclo Rankine

O projeto irá operar com uma configuração que usa 1 caldeira, 1 gerador e 1 turbogerador. Durante a estação de 2008, está prevista uma expansão através da instalação de mais equipamentos, aumentando a capacidade da Usina São Francisco. Espera-se que a geração média anual do excedente de energia da Usina São Francisco seja de 236.500 MWh ao final do primeiro período de crédito, operando a plena capacidade durante a estação. Ele deslocará energia da rede evitando o consumo de energia da rede no projeto e alimentando energia limpa na rede.

Descrição técnica:

Estação de 2007 a 2008		Estação de 2008 a 2014	
<i>Caldeira</i>		<i>Caldeira</i>	
Quantidade	1	Quantidade	2
Fabricante	Caldema	Fabricante	Caldema
Tipo	AMD-83-8GI-PSE	Tipo	AMD-83-8GI-PSE
Ano de fabricação	2006	Ano de fabricação	2006/2008
Pressão	67,6 Kgf/Cm2	Pressão	67,6 Kgf/Cm2
Temperatura	480° C	Temperatura	480° C
Fugas	250 TVH	Fugas	250 TVH
<i>Gerador</i>		<i>Gerador</i>	
Quantidade	1	Quantidade	3
Fabricante	WEG	Fabricante	WEG
Tipo	SPW 1250	Tipo	2 X SPW 1250 1 X SPW
Ano de fabricação	2006	Ano de fabricação	2006/2008
Potência do gerador	50 MVA	Potência do gerador	2 X 50 MVA 1 X 20 MVA
Frequência	1.800 rpm	Frequência	1.800 rpm
Tensão nominal	13,8 kV	Tensão nominal	13,8 kV



<i>Turbo-redutor</i>		<i>Turbo-redutor</i>	
Quantidade	1	Quantidade	2
Fabricante	TGM/RENK	Fabricante	TGM/RENK
Tipo	TM 35000 A	Tipo	2 X TM 35000 A
Ano de fabricação	2006	Ano de fabricação	1 X TM
Potência do gerador	40 MW	Potência do gerador	2006/2008
Temperatura	480°C	Temperatura	2 X 40 MW
Pressão	65,0 Kgf/cm2	Pressão	1 X 16 MW
			480°C
			65,0 Kgf/cm2

As tecnologias de combustão direta, como a utilizada na Usina São Francisco, são provavelmente a opção mais amplamente conhecida para geração simultânea de energia e calor a partir de biomassa. No entanto o uso de caldeiras de alta pressão no processo de cogeração com bagaço não é comum. Para que a eficiência das caldeiras da planta de cogeração aumentasse foi necessário pesquisar e adotar uma nova tecnologia e consequentemente melhorar todos os equipamentos, melhor o processo tratamento de água e treinar os funcionários envolvidos na operação, entre outros.

A.4.4.1. Quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de obtenção de créditos escolhido:

O período de crédito escolhido para este projeto é o período de crédito renovável de 7 anos. A quantidade estimada de reduções de emissões do projeto pode ser vista na Tabela 1.

Tabela 1 - Reduções estimadas nas emissões para o primeiro período de crédito

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂
2007 (Starting on April 1)	20.522
2008	47.878
2009	64.846
2010	73.926
2011	73.926
2012	73.926
2013	73.926
2014 (Until March 31)	0
Total estimado de reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)	428.950
Número total de anos de crédito	7
Média anual durante o período de crédito de reduções estimadas (toneladas de CO ₂ e)	61.279

**A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:**

Não há financiamento público envolvido no Projeto de Co-geração da Usina São Francisco.

O Projeto está sendo financiado pelo BNDES - *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social*, que é uma empresa federal subordinada ao MDIC - *Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior*. Apesar de ser um banco estatal, o BNDES é uma das únicas fontes de financiamento de longo prazo no país e é a fonte de dívida de preferência do setor privado no Brasil.

Este projeto não recebe qualquer financiamento público e não é um desvio da ODA.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base**B.1. Título e referência da metodologia de linha de base e monitoramento aplicada à atividade do projeto:**

ACM0006 – “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de resíduos de biomassa”, versão 4 de 02 de novembro de 2006.

ACM0002 – “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis”, versão 6 de 19 de maio de 2006.

“Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, versão 3 de 16 de fevereiro de 2007.

B.2. Justificativa da escolha da metodologia e da razão pela qual ela se aplica à atividade de projeto:

A metodologia ACM0006 é aplicada ao Projeto de Co-Geração da Usina São Francisco porque é um projeto de energia totalmente novo: a Usina São Francisco é uma nova planta de geração de energia a partir de biomassa em um local onde não ocorre geração de energia atualmente. Ele usa um tipo de biomassa: o bagaço, um subproduto da produção de açúcar. A energia gerada pela planta do projeto seria comprada da rede na ausência da atividade de projeto.

O projeto se enquadra na metodologia ACM0006 para geração de eletricidade interligada à rede utilizando biomassa. Ele reduz emissões deslocando eletricidade da rede. Ele atende a todas as condições que limitam a aplicabilidade da metodologia:

- (i) *Nenhum outro tipo de biomassa além de resíduos de biomassa é usado na planta do projeto e esses resíduos de biomassa são o combustível predominante usado na planta do projeto. Biomassa é definida como um subproduto ou resíduo obtido do setor agrícola, florestal e setores relacionados.*

O principal combustível na planta do projeto é a biomassa constituída por bagaço de cana-de-açúcar. O bagaço usado no Projeto de Co-geração da Usina São Francisco vem da produção de açúcar realizada na mesma instalação em que o projeto está localizado.



- (ii) *A implementação do projeto não deve resultar em um aumento da capacidade de processamento de insumos brutos ou em outras alterações substanciais no processo:*

Quaisquer aumentos na produção de bagaço serão decorrentes do negócio em expansão natural do Projeto de Co-geração da Usina São Francisco e não poderão ser atribuídos à implementação do projeto de co-geração. A Tabela abaixo mostra que o projeto de co-geração não tem impacto na capacidade de processamento: na colheita de 2008/2009, ele processará 3.200.000 toneladas de cana-de-açúcar, com 96 MW de capacidade instalada. Em 2009-2010, com a mesma capacidade instalada, processará 4.000.000 toneladas de cana-de-açúcar. A expansão prevista para 2009-2010 objetiva atender a recente e notória expansão do mercado de açúcar e álcool.

Colheita	Capacidade instalada	Processamento de cana-de-açúcar (toneladas)
2008-2009	96 MW	3.200.000
2009-2010	96 MW	4.000.000

A Usina São Francisco irá gerar anualmente aproximadamente 60 MWh (para venda e uso interno) por milhão de toneladas de cana-de-açúcar processadas. Veja na Tabela 6 do Anexo 3 a evolução da geração de eletricidade da Usina São Francisco.

- (iii) *A biomassa usada pela instalação do projeto não deve ficar armazenada durante mais de um ano:*

As usinas de açúcar, em geral, armazenam uma pequena quantidade de bagaço para a próxima estação, para iniciar as operações da planta quando a nova estação de safra/colheita começar. Na Usina São Francisco, o bagaço será armazenado desde o final da estação de colheita na região centro-oeste do Brasil, em novembro, até o início da próxima estação de colheita, em abril. O volume previsto de bagaço armazenado entre as estações é insignificante, menos de 5% da quantidade total de bagaço gerada durante o ano ou durante o período de colheita.

- (iv) *Nenhuma quantidade significativa de energia, exceto para o transporte da biomassa, é necessária para preparar os resíduos de biomassa para o consumo de combustível:*

A biomassa usada neste projeto não passa por nenhuma transformação antes de ser utilizada como combustível.

**B.3. Descrição das fontes e dos gases abrangidos pelo limite do projeto:****Limite do projeto**

Os limites do projeto são definidos pelas emissões de interesse ou diretamente afetadas pelas atividades do projeto, construção e operação.

A **extensão espacial** do limite do projeto abrange a área de armazenamento do bagaço, os meios de transporte da biomassa da área de armazenamento para a planta, a planta de geração com bagaço no local do projeto e todas as plantas de geração conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade (rede interconectada) que a planta de geração do projeto MDL é conectada. Por favor, referir-se à Figura 4 para melhor compreensão do limite do projeto e das atividades que nele estão incluídas.

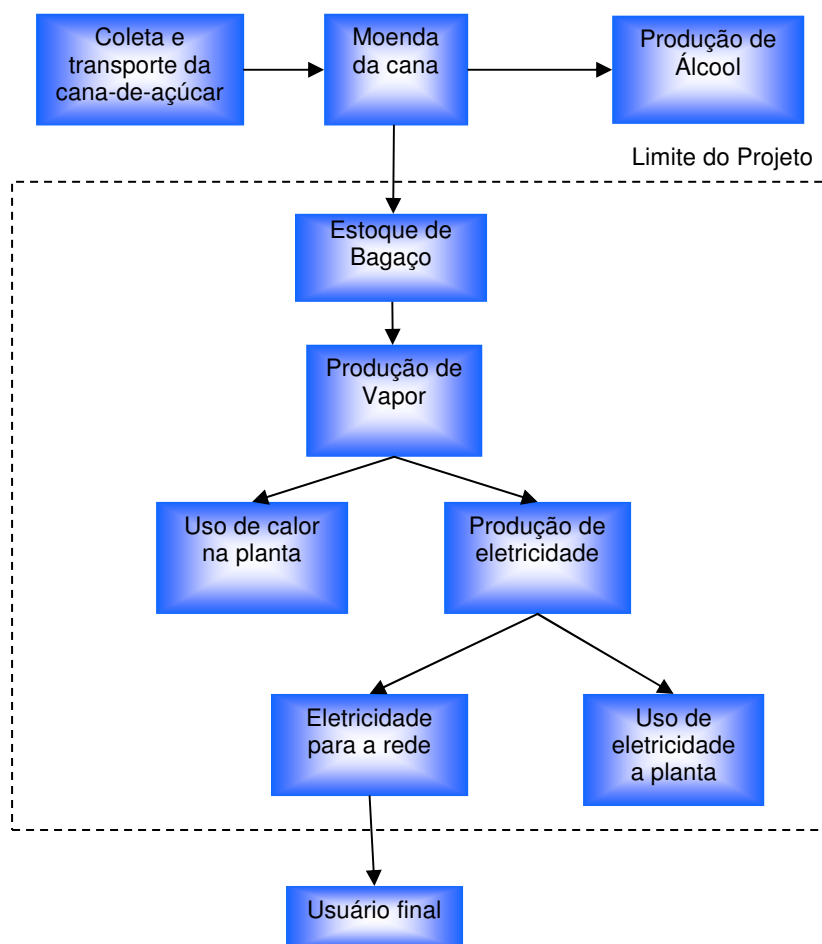


Figura 4 - Limite do projeto de cogeração da Usina São Francisco



	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa/Explicação
Linha de Base	Geração de eletricidade da rede	CO ₂	Incluído	Principal fonte de emissão
		CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
	Geração de calor	CO ₂	Incluído	Principal fonte de emissão
		CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
	Queima não controlada ou decomposição do excedente dos resíduos de biomassa	CO ₂	Excluído	É assumido que as emissões de CO ₂ do excesso de resíduo de biomassa não leva à alterações nos estoques de carbono no setor de Uso da terra, Mudança no uso da terra e Floresta (LULUCF - <i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i>)
		CH ₄	Excluído	Os Participantes do projeto decidiram não incluir esta fonte de emissão porque o caso B4 da ACM0006 não é o cenário mais provável
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador. Note também que as emissões a partir da decomposição natural da biomassa não são incluídas nos inventários de GEE como fontes antrópicas

Atividade de Projeto	Consumo de combustível fóssil no local	CO ₂	Excluído	Não há emissões devido ao consumo de combustíveis fósseis
		CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é assumida como sendo muito pequena.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é assumida como sendo muito pequena.
	Transporte dos resíduos de biomassa para o exterior do local	CO ₂	Excluído	O bagaço é produzido dentro dos engenhos. Nenhum transporte de bagaço para o exterior do local é necessário.
		CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é assumida como sendo muito pequena.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é assumida como sendo muito pequena.
	Combustão dos resíduos de biomassa para geração de calor e/ou eletricidade	CO ₂	Excluído	É assumido que as emissões de CO ₂ do excesso de resíduo de biomassa não leva à alterações nos estoques de carbono no setor de Uso da terra, Mudança no uso da terra e Floresta (LULUCF - <i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i>)
		CH ₄	Excluído	Esta fonte de emissão não foi incluída porque emissões de CH ₄ devido à queima não controlada ou decomposição da biomassa no cenário de linha de base não são incluídas.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é assumida como sendo muito pequena.
	Armazenamento de resíduos de biomassa	CO ₂	Excluído	É assumido que as emissões de CO ₂ do excesso de resíduo de biomassa não leva à alterações nos estoques de carbono no setor de Uso da terra, Mudança no uso da terra e Floresta (LULUCF - <i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i>)
		CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação, já que o bagaço é armazenado por não mais que um ano, esta emissão é assumida como sendo muito pequena.



		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é assumida com sendo muito pequena.
--	--	------------------	----------	---

B.4 Descrição de como o cenário de linha de base é identificado e descrição do cenário de linha de base identificado:

O Projeto de Co-geração da Usina São Francisco usa bagaço para a geração de calor e eletricidade. A atividade de projeto é uma nova planta de geração de energia a partir de biomassa em um local onde não ocorre geração de energia atualmente. Isso corresponde ao cenário de linha de base 4:

- Na ausência da atividade de projeto, seria instalada em seu lugar uma nova central de biomassa (“planta de referência”) no mesmo local e com a mesma capacidade térmica, mas com menor eficiência elétrica que a planta do projeto.
- A energia gerada pela planta do projeto poderia ser gerada (P2) na planta de referência, na ausência da atividade de projeto, e – uma vez que a geração de energia é maior na planta do projeto que na planta de referência – (P4) parte em plantas de energia na rede.
- Os resíduos de biomassa são usados para geração de calor e/ou eletricidade no local do projeto (B4). Na ausência da atividade de projeto, a mesma quantidade e tipo de biomassa poderia ser utilizada na planta de referência.
- O calor gerado pela planta do projeto seria gerado pela planta de referência, com menor eficiência (H2), na ausência da atividade de projeto. Isto é uma prática comum no setor de cana-de-açúcar no Brasil.
- As reduções de emissões a partir de calor não são consideradas porque a eficiência térmica da planta do projeto é maior que a eficiência térmica da planta de referência. Em relação à planta de referência, por exemplo, Usina São João localizada em Araras (outra planta pertencente ao Grupo Usina São João), o projeto gera mais vapor uma vez que possui uma caldeira mais eficiente. Nesta planta de referência apenas uma parte do vapor gerado (aproximadamente 25%) é utilizado para gerar energia elétrica e o vapor restante é usado para gerar energia térmica. No projeto todo o vapor (100%) é encaminhado para geração de energia elétrica e apenas após isto o vapor restante é encaminhado para o processo. Considerando isso, pode ser demonstrado que a quantidade de energia térmica gerada no projeto é maior que a quantidade gerada na planta de referência. Por conservadorismo, as reduções de emissões referentes ao calor são excluídas, ou seja, $ER_{heat,y}=0$.

Por favor, referir-se à seção B.5, *step 2* para detalhes sobre a escolha do cenário de linha de base mais provável.

**B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de gases do efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de registrada no âmbito do MDL (avaliação e demonstração da adicionalidade):**

Para determinar se a atividade de projeto é adicional, é aplicada a ferramenta de adicionalidade aprovada pelo Conselho Executivo¹. São aplicados os seguintes passos:

Passo 0. Triagem preliminar com base na data de início da atividade de projeto

Não se aplica

Passo 1. Identificação de alternativas à atividade de projeto de acordo com as leis e normas vigentes***Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade de projeto***

As alternativas reais identificadas à atividade de projeto são:

1. A planta operaria com baixa eficiência energética e não conseguiria exportar eletricidade para a rede;
2. A planta operaria com uma alta eficiência energética e poderia exportar eletricidade para a rede, como é esperado que aconteça quando a planta começar a operar, sem o registro com MDL.

Subpasso 1b. Adequação às leis e normas reguladoras

A utilização de eletricidade da rede está em total conformidade com todas as exigências jurídicas e regulatórias aplicáveis. O uso de eletricidade térmica no sistema de geração não apenas está em conformidade com as normas, mas também é de crescente importância. A atividade de projeto proposta não é a única alternativa em conformidade com as normas.

SATISFAZ/PASSA – Ir para o passo 2

Passo 2. Análise de investimentos***Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado***

A adicionalidade é demonstrada através de uma análise de benchmark de investimento (opção III).

**Subpasso 2b e 2c: Opção III - análise de benchmark**

O indicador financeiro identificado para um projeto de co-geração como o caso de São Francisco é a TIR do projeto e o benchmark é derivado do benchmark interno da empresa (custo médio ponderado de capital da empresa - CMPC). Um segundo benchmark de terceiros identificado é o retorno mínimo considerado pelo Governo Federal na decisão de lançamento do programa Proinfa.

Cálculo do custo médio ponderado de capital (CMPC)

A taxa usada para descontar o fluxo de caixa do negócio é também conhecida como custo médio ponderado de capital (CMPC) e converte o fluxo de caixa futuro em um valor presente para todos os investidores, considerando que tanto credores como acionistas esperam obter retorno em relação ao custo de oportunidade de investir recursos em um negócio específico, em vez de investir esses recursos em outro negócio de risco equivalente.

O princípio básico que deve ser seguido para calcular o CMPC é consistência com o método de valorização e com a definição de fluxo de caixa descontado. A fórmula usada para estimar o CMPC da companhia após os impostos é:

$$CMPC = [(Kd \times (1-t) \times Pd) + (Ke \times (1-Pd))] \quad \text{Equação A}$$

Onde:

CMPC = Custo médio ponderado de capital

Kd = Custo da dívida (capital de terceiros)

t = IRPJ marginal

Pd = Dívida como percentagem da capitalização total

Ke = Custo do capital próprio

Considerando que São Francisco está sendo financiado com capital próprio e com outros devedores, adotamos o caso de uma empresa alavancada para calcular o CMPC da empresa.

O custo da dívida (Kd) é de 13% ao ano. É a linha de financiamento do BNDES oferecida a São Francisco (10% TJLP + 3% de spread de risco).

O financiamento do BNDES cobre 80% (oitenta por cento) do projeto da termelétrica. Portanto, a Dívida como percentagem da capitalização total (Pd) é de 80%. São Francisco forneceu os outros 20% (vinte por cento). A média do IRPJ marginal (t) é de 25% ao ano.

Foi possível estimar o Custo do capital próprio (Ke) utilizando os parâmetros observados nos mercados financeiros globais, permitindo a aplicação do modelo CAPM [abreviação do inglês "Capital Asset Pricing Model", modelo de determinação do preço dos ativos fixos]. Partindo dessas premissas, o

¹ http://cdm.unfccc.int/EB/029/eb29_repan05.pdf



custo do capital no Brasil deve estar próximo a um custo global de capital ajustado para a inflação e a estrutura de capital locais. Deve-se observar que para o cálculo do diferencial de inflação usamos uma estimativa da diferença composta entre a taxa de inflação local e a taxa de inflação norte-americana durante dez anos. Além disso, para fins de cálculo, usamos um Beta, que mede o risco sistêmico de capital próprio dentro do setor da empresa, típico do setor de serviços ambientais. Assim, para calcular o custo do capital próprio de São Francisco, usamos os seguintes parâmetros²:

<i>Custo do capital próprio (Ke) – São Francisco</i>		
Rentabilidade da dívida BB soberana de 20 anos	Mais	10% a.a.
Prêmio de risco de crédito do BB em relação aos títulos de renda fixa do Tesouro dos EUA para 10 anos ³	Menos	1,65% a.a.
Diferença entre as inflações norte-americana e brasileira durante 10 anos	Mais	5% a.a.
Prêmio do risco de capital próprio no mercado internacional	Mais	5% a.a.
Ajuste de risco de capital próprio do mercado com Beta de 0,795 ⁴	Menos	3,9% a.a.
Custo do capital próprio de São Francisco com o risco-país brasileiro		14,45% a.a.

Aplicando $K_e=14,45\%$ à Equação A acima:

$$CMPC = [(13\% \times (1 - 25\%) \times 80\% + (14,45\% \text{ a.a.} \times 20\%)] = 10,69\% \text{ a.a.}$$

Portanto, o custo médio ponderado de capital de São Francisco é igual a 10,69% a.a. e esse número será usado para descontar o fluxo de caixa da empresa em todo este estudo.

Indicador financeiro, Taxa interna de retorno (TIR)

O fluxo de caixa de São Francisco (veja a planilha anexa "USJ – Cash Flow_2007.07.18.xls") mostra que a TIR do projeto sem as RCEs, de 9,49%, é menor que o CMPC de 10,69%. Isso evidencia que a atividade de projeto não é financeiramente atraente para o investidor.

² Copeland et al.; Measuring and Managing the Value of Companies; Third Edition.

³ Fonte: Bloomberg

**Subpasso 2d: Análise de sensibilidade**

Foi realizada uma análise de sensibilidade alterando-se os seguintes parâmetros:

- Aumento na receita do projeto
- Redução nos custos de operação

Aqueles parâmetros foram selecionados como sendo os mais prováveis para oscilar ao longo do tempo. Foram realizadas análises financeiras alterando cada um desses parâmetros em 5% e avaliando qual seria o impacto na TIR do projeto. Veja os resultados na Tabela abaixo. A variação de 5% foi escolhida a partir da inflação média anual brasileira.

Para o cálculo, veja a planilha anexa "[USJ – Sensitivity analysis_2007.07.18.xls](#)". Como pode ser visto, a TIR do projeto permanece mais baixa que o benchmark mesmo no caso em que esses parâmetros são alterados a favor do projeto.

Tabela: Análise de sensibilidade

Cenário	% de alteração	TIR (%)
Original	-	9,49
Aumento na receita do projeto	5%	10,44
Redução nos custos do projeto	5%	10,01

Resultado: A TIR da atividade de projeto sem estar registrada como um projeto de MDL fica abaixo do benchmark do CMPC, mesmo quando realizada a análise de sensibilidade. Isto evidencia que a atividade de projeto não é financeiramente atraente para o investidor e que o conhecimento dos benefícios do registro de MDL foi um ponto-chave na tomada de decisão para implementar a atividade de projeto.

Passo 3. Análise de barreiras

Não aplicável.

Passo 4. Análise da prática comum

⁴ Considerando que São Francisco não está listada em suas Bolsas de Valores, os PPs decidiram usar usinas de açúcar semelhantes como benchmark. Portanto, os PPs usaram a média ponderada do Beta das duas usinas de açúcar listadas na Bovespa (Cosan e São Martinho).

**Subpasso 4a. Analisar outras atividades semelhantes ao projeto proposto:**

Atualmente, existem no Brasil mais de 5 milhões de hectares de terras produzindo cana-de-açúcar e mais de 320 usinas de açúcar que produzem açúcar, etanol e eletricidade para seu próprio consumo de energia. Conseqüentemente, o potencial de geração de eletricidade para comercialização (exportação para a rede) está estimado em cerca de 6 a 8 GW no curto prazo e 15 a 22 GW no longo prazo. Em 2003, apenas 619 MW foram gerados para comercialização⁵.

Esse potencial sempre existiu e cresceu junto com a indústria açucareira. Entretanto, os investimentos para ampliar as centrais das usinas de açúcar ocorreram somente a partir de 2000. Embora exista uma legislação flexível que permite a existência de produtores independentes de energia desde 1995, foi somente depois de 2000 que os produtores de açúcar começaram a visualizar essa atividade de projeto proposta como uma alternativa de investimento para suas centrais juntamente com a introdução do MDL.

Algumas usinas de açúcar otimizaram suas centrais para exportar eletricidade; porém, diversos riscos e barreiras impediram a implementação da atividade de projeto proposta na maioria das usinas de açúcar. Na região Centro-oeste, menos de 20% das usinas desenvolveram programas de expansão para suas centrais (Anuário da Cana, Procana: 2003).

A Usina São Francisco é membro da Coopersucar, uma das maiores cooperativas do setor no Brasil (Jornal da Cana, Outubro 2006). Dentre as plantas de membros da Coopersucar, considerando as plantas que não são CDM, apenas 10% aumentaram sua capacidade de maneira a exportar energia para a rede em 2006⁶. Assim, a atividade de projeto não deve ser considerada prática comum no Brasil.

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Como discutido acima, a atividade de projeto não deve ser considerada como prática comum.

B.6. Reduções de emissões:**B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:**

a) ACM0006 – “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de resíduos de biomassa”, versão 4 de 02 de novembro de 2006, foi escolhida.

ACM0006 é aplicável à projetos de co-geração à biomassa conectados à rede. A metodologia considera as reduções de emissões geradas a partir de projetos de co-geração que utilizam bagaço de cana. Isto se enquadra perfeitamente à operação da Usina São Francisco, então a escolha da metodologia é justificada.

⁵ <http://www.portalunica.com.br> (União da Agroindústria Canavieira de São Paulo)

⁶ Coopersucar - Cooperativa Produtores de Cana-de-açúcar, Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo. Informação disponível apenas com membros cooperados.



Como explicado na seção B.4, o cenário de linha de base é o **cenário 4**. Assim, as equações que serão utilizadas no cálculo das reduções de emissões são as seguintes:

$$ER_y = ER_{thermal,y} + ER_{electricity,y} - PE_y - L_y \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

ER_y são as reduções de emissão da atividade de projeto durante o ano y

$ER_{electricity,y}$ são as reduções de emissões devido ao deslocamento de eletricidade no ano y

$ER_{thermal,y}$ são as reduções de emissões devido ao deslocamento de energia térmica no ano y

PE_y são as emissões do projeto no ano y (zero para esta atividade de projeto)

L_y são as emissões relacionadas à fugas no ano y (zero para esta atividade de projeto)

Estimativa das emissões do projeto:

Não foram identificadas atividades que aumentem as emissões de GEE. Portanto, nenhum cálculo da estimativa de emissões de GEE é necessário. As emissões do projeto (PE_y) são iguais à zero.

Estimativas das emissões relacionadas à fuga:

A principal fonte de fuga considerada na metodologia ACM0006 é o aumento do consumo de combustível fóssil devido à mudança de uso da biomassa. Nenhuma mudança de uso de biomassa ocorre, portanto não existem fugas. Pelas razões explicadas, fugas (L_y) são consideradas com sendo zero.

Reduções de emissões devido ao deslocamento de eletricidade:

$$ER_{electricity,y} = EG_y \times EF_{grid,y}$$

EF é o fator de emissão de CO_2 para eletricidade da rede. Para o cenário 4, EG_y é determinado como a diferença entre a geração de eletricidade na planta do projeto e a quantidade de eletricidade que poderia ser gerada por outra(s) planta(s) usando a mesma quantidade de resíduo de biomassa que é consumida na planta do projeto, como segue:

$$EG_y = EG_{project\ plant,y} - \varepsilon_{el, other\ plant(s)} \cdot \frac{1}{3.6} \cdot \sum_k BF_{k,y} \cdot NCV_k \quad \text{Equação 2}$$



Onde:

EG_y = Quantidade líquida de aumento de geração de eletricidade como resultado da atividade de projeto (aumento em relação à geração na linha de base) durante o ano y (MWh)

A quantidade líquida é a energia exportada mais a energia consumida internamente no engenho de açúcar menos a energia consumida nos sistemas auxiliares.

$EG_{project\ plant,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada na planta do projeto durante o ano y (MWh)

$\varepsilon_{el, other\ plant(s)}$ = Eficiência energética líquida média da geração de eletricidade em (na) outra(s) planta(s) que poderia usar o resíduo de biomassa utilizado na planta do projeto na ausência da atividade de projeto ($MWh_{el}/MWh_{biomass}$). Para estimativa, veja Anexo 3.

$BF_{k,y}$ = Quantidade de resíduo de biomassa do tipo k queimado na planta do projeto durante o ano y (toneladas de matéria seca ou litro)

NCV_k = Poder calorífico líquido do resíduo de biomassa do tipo k (GJ/toneladas de matéria seca ou GJ/litro)

Para o primeiro período de crédito, as reduções de emissões ($ER_{electricity_y}$ em tCO_2e) serão calculadas como segue:

$$ER_{electricity_y} = 0.2611 \times EG_y \quad \text{Equação 3}$$

As reduções de emissões pela atividade de projeto (ER_y em tCO_2e) durante um dado ano (y) é a diferença entre as reduções de emissão (ER_y), emissões do projeto (PE_y) e devido à fuga (L_y), como segue:

$$ER_y = ER_{electricity,y} - PE_y - L_y = 0.2611 \times EG_y - PE_y - 0 \quad \text{Equação 4}$$

b) ACM0002 - “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis” – Versão 6 de 19 de maio de 2006.

A atividade de projeto desloca eletricidade de outras fontes conxtadas à rede (P4) ou de outras plantas menos eficientes movidas pelo mesmo tipo de resíduo de biomassa (P2). Exceto quando utilizado combustíveis fósseis na planta do projeto, onde relevante, eletricidade não é gerada com combustíveis fósseis no local do projeto. O fator de emissão para o deslocamento de eletricidade deve corresponder ao fator de emissão da rede ($EF_{electricity,y} = EF_{grid,y}$) e $EF_{grid,y}$ deve ser determinado com segue, uma vez que a capacidade de geração de energia da planta do projeto é maior que 15 MW: $EF_{grid,y}$ deve ser calculada como uma margem combinada (CM), seguindo as diretrizes na seção “Linha de Base” da metodologia “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis” (ACM0002).



Conforme a ACM0002, versão 6, 2006, um fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM). O cálculo do(s) fator(es) da margem de emissão operacional deve ser baseado nos seguintes métodos:

- Margem de operação simples
- Margem de operação simples ajustada
- Margem de operação da análise dos dados de despacho
- Margem de operação média

A margem de operação da análise dos dados de despacho deve ser a primeira escolha metodológica. Uma vez que o operador nacional do sistema elétrico brasileiro não forneceu dados suficientes, a opção não está atualmente disponível. A margem de operação simples pode ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/inflexíveis⁷ constituírem menos de 50% da geração total da rede: 1) na média dos 5 últimos anos ou 2) com base nos valores normais de longo prazo para produção de energia hidrelétrica. A participação de energia hidrelétrica em relação à produção elétrica total para o sistema brasileiro interligado Sul-Sudeste-Centro-Oeste é muito maior que 50%, resultando na não aplicabilidade da margem simples de operação para o projeto. A quarta alternativa, margem de operação média, é uma simplificação excessiva e, devido à alta participação de um recurso de baixo custo de operação/inflexível (hídrico), não reflete, de forma alguma, o impacto da atividade de projeto na margem de operação. Portanto, aqui será utilizada a margem de operação simples ajustada. Veja Anexo 3 para mais detalhes.

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Emissão de CO ₂ da eletricidade da rede durante o ano y
Fonte do dado usada:	A versão aprovada mais recente da metodologia ACM0002 para calcular o fator de emissão da rede: versão 6 de 19 de Maio de 2006.
Valor aplicado:	0,2611 (<i>ex-ante</i>)
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Aplicar procedimentos da ACM0002.
Comentário:	Veja detalhes da aplicação da metodologia ACM0002 no Anexo 3.

Dado / Parâmetro:	$EF_{BM,grid,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção para eletricidade da rede

⁷ Baixos custos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar (ACM0002, 2006).



	durante o ano y
Fonte do dado usada:	A versão aprovada mais recente da metodologia ACM0002 para calcular o fator de emissão da rede: versão 6 de 19 de Maio de 2006.
Valor aplicado:	0.0872 (<i>ex-ante</i>)
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Aplicar procedimentos da ACM0002.
Comentário:	Veja detalhes da aplicação da metodologia ACM0002 no Anexo 3.

Dado / Parâmetro:	EFOM_{grid,y}
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação para eletricidade da rede durante o ano y
Fonte do dado usada:	A versão aprovada mais recente da metodologia ACM0002 para calcular o fator de emissão da rede: versão 6 de 19 de Maio de 2006.
Valor aplicado:	0.4349 (<i>ex-ante</i>)
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Aplicar procedimentos da ACM0002.
Comentário:	Veja detalhes da aplicação da metodologia ACM0002 no Anexo 3.

Dado / Parâmetro:	ξ_{el}, reference plant
Unidade do dado:	MWh _{el} / MWh _{biomass}
Descrição:	Média da eficiência energética líquida da geração de energia na planta de referência / planta de co-geração que usaria o resíduo de biomassa queimado na planta do projeto na ausência da atividade de projeto.
Fonte do dado usada:	Cooperativa regional de produtores de açúcar e álcool – Copersucar
Valor aplicado:	0.021
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Dados da Copersucar foram analisados excetuando-se as plantas com excesso de energia que são registradas como MDL ou estão em processo de registro. Veja o Anexo 3 para detalhes.
Comentário:	

**B.6.3. Cálculos ex-ante das reduções de emissão:**

As tabelas abaixo mostram dados estimados da exportação de energia, consume interno de energia do engenho, consume de energia dos sistemas auxiliares e consume de bagaço do Projeto. O cálculo é feito de acordo com as formulas da seção B.6.1.

Anos	Energia exportada para a rede (MWh)
2007 (a partir de 1 de Abril)	55.076
2008	144.441
2009	205.345
2010	236.500
2011	236.500
2012	236.500
2013	236.500
2014 (até 31 de Março)	0

Anos	Energia consumida internamente (MWh)
2007 (a partir de 1 de Abril)	29.262
2008	50.814
2009	57.685
2010	63.085
2011	63.085
2012	63.085
2013	63.085
2014 (até 31 de Março)	0

Anos	Energia consumida nos sistemas auxiliares (MWh)
2007 (a partir de 1 de Abril)	905
2008	1.572
2009	1.784
2010	1.951
2011	1.951
2012	1.951
2013	1.951
2014 (até 31 de Março)	0



Anos	Consumo de bagaço (toneladas métricas)
2007 (a partir de 1 de Abril)	396.486
2008	845.838
2009	1.057.297
2010	1.189.459
2011	1.189.459
2012	1.189.459
2013	1.189.459
2014 (até 31 de Março)	0

Anos	EGy (MWh)
2007 (a partir de 1 de Abril)	78.599
2008	183.372
2009	248.356
2010	283.132
2011	283.132
2012	283.132
2013	283.132
2014 (até 31 de Março)	0

B.6.4. Síntese da estimativa ex-ante das reduções de emissão:

A implantação total do projeto da Usina São Francisco conectado ao sistema brasileiro interconectado Sul-Sudeste-Centro-Oeste evitará uma emissão anual estimada de aproximadamente 61.279 tCO₂e, e uma redução total de cerca de 428.950 tCO₂e durante os primeiros 7 anos do período de crédito (até e inclusive 2014, veja Tabela 2):

Tabela 2 – Estimativa anual das reduções de emissões do Projeto da Usina São Francisco

Anos	Estimativa das reduções de emissão da atividade de projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissão da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de fuga (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
2007 (a partir de 1 de Abril)	0	20.522	0	20.522
2008	0	47.878	0	47.878
2009	0	64.846	0	64.846
2010	0	73.926	0	73.926
2011	0	73.926	0	73.926
2012	0	73.926	0	73.926
2013	0	73.926	0	73.926
2014 (até 31 de Março)	0	0	0	0
Total (toneladas de CO₂e)	0	428.950	0	428.950

**B.7 Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:****B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:**

Dado / Parâmetro:	EGproject plant_{yy}
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade líquida de eletricidade gerada na planta do projeto durante o ano y
Fonte do dado a ser usada:	Medidas de campo
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5.	See annexed spreadsheet “geração estimada credits carbono USJ_2007.02.21.xls”
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medido e calculado. Medição eletrônica contínua do total de energia gerada e consumida nos sistemas auxiliares da planta de cogeração. A quantidade líquida é calculada subtraindo o consumo auxiliar do total gerada.
Procedimentos CQ/GQ a serem aplicados:	A consistência das medições da energia líquida gerada deve ser conferida com os recibos de venda de eletricidade (se disponíveis) e a quantidade de combustíveis queimado (por exemplo, conferir se a geração de eletricidade dividida pela quantidade de combustíveis queimados resulta em uma eficiência razoavelmente comparável aos anos anteriores).
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	BF_{Bagasse,y}
Unidade do dado a ser usada:	Toneladas métricas
Descrição:	Quantidade de bagaço queimado na planta do projeto durante o ano y
Fonte do dado:	Medidas em campo
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5.	Veja seção B.6.3
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Usar medidores de peso ou volume. Ajustar para o conteúdo de umidade de maneira à determinar o conteúdo de matéria seca. A quantidade deve ser conferida com a quantidade de eletricidade (e calor) gerada e qualquer recibo de combustível (se disponível).
Procedimentos CQ/GQ a serem aplicados:	Conferir as medições com o balance anual de energia que é baseado nas quantidades compradas e mercados de ações.
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	Umidade do resíduo de biomassa
Unidade do dado:	% de água
Descrição:	<i>Umidade de cada resíduo de biomassa do tipo k</i>
Fonte do dado usada:	Medições em campo
Valor do dado aplicado	50



para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5.	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Análises são feitas à cada 4 horas em uma amostra composta.
Procedimentos CQ/GQ a serem aplicados:	
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	NCV_{bagasse}
Unidade do dado:	MWh/toneladas
Descrição:	Valor calorífico líquido do bagaço
Fonte do dado usada:	Medidas em campo.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5.	2.09 MWh/ton
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	No caso de medições: ao menos a cada seis meses, tomando-se ao menos três amostras para cada medição.
Procedimentos CQ/GQ a serem aplicados:	
Comentário:	

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

De acordo com os procedimentos definidos pela metodologia de monitoramento aprovada ACM0006 - Metodologia de monitoramento para reduções de emissões de projetos de co-geração de bagaço interligados à rede.

O proponente do projeto irá prosseguir com as medidas necessárias para monitoramento e controle da energia. Junto com as informações produzidas pela CCEE, pela ANEEL e pelo ONS, será possível monitorar a geração de energia do projeto e o mix de energia da rede.

A calibração dos instrumentos será realizada de acordo com os procedimentos internos da Usina São Francisco e as normas da CCEE.

O plano de monitoramento para reduções de emissão que ocorrem dentro do limite do projeto é feito com base no monitoramento da quantidade líquida de eletricidade gerada pela planta. A confiabilidade desse parâmetro é assegurada através da verificação, de outra parte, da quantidade de energia vendida pela Usina São Francisco. O fator de emissão da linha de base de eletricidade é determinado a priori e será atualizado somente na renovação do período de crédito.



Análises são realizadas à cada quatro horas para monitorar o conteúdo de umidade do bagaço (estas análises são feitas em laboratório próprio da Usina São Francisco). O poder calorífico do bagaço é medido em campo. A quantidade de bagaço será medida em campo e esta quantidade poderá ser contra checada com a quantidade de eletricidade gerada. A frequência de gravação dos dados é adequada ao projeto.

A Usina São Francisco é responsável pelo gerenciamento, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto, e também pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios.

O plano de monitoramento é claro e não serão necessários procedimentos específicos além dos já estabelecidos para GC/CQ. Os procedimentos estabelecidos refletem as boas práticas de monitoramento e elaboração de relatórios. A manutenção e a instalação de equipamentos de monitoramento serão feitas de acordo com os procedimentos internos da Usina São Francisco.

A Usina São Francisco irá monitorar a emissão de SOx, NOx e CO e a produção de resíduos sólidos na combustão de bagaço nas caldeiras, seguindo as resoluções CONAMA 005/89, 003/90 e 008/90.

A Usina São Francisco também irá monitorar aspectos ambientais, como qualidade da água, erosão e nível de ruído. O projeto “Margem Verde”, um programa de reflorestamento, já plantou 70.000 árvores e sua manutenção será monitorada.

Também haverá monitoramento de programas sociais, como o projeto “Usina do Saber”, que seleciona crianças carentes e oferece transporte para as escolas na área residencial da empresa. A saúde de seus funcionários também será monitorada periodicamente.

Toda a informação coletada como parte do monitoramento deve ser arquivada eletronicamente e ser armazenada por 2 anos após o final do último período de créditos.

B.8 Data da conclusão da aplicação do estudo da de linha de base e metodologia de monitoramento e nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(eis):

Data de conclusão da versão final desta seção de linha de base: 08/02/2007.

Ecoinvest Carbon Brasil Ltda.
Rua Padre João Manoel, 222
01411-000 São Paulo – SP
Brasil

Ricardo Esparta
esparta@ecoinvestcarbon.com
Telefone: +55 (11) 3063-9068
Fax: +55 (11) 3063-9069

A Ecoinvest Carbon Brasil Ltda. é a consultora do projeto e também participante do projeto.

**SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto / período de obtenção de crédito.****C.1 Duração da atividade de projeto:****C.1.1. Data de início da atividade de projeto:**

27/06/2005.

C.1.2. Vida útil operacional esperada da atividade de projeto:

25 anos - 0 mês

C.2 Escolha do período obtenção de crédito e informações relacionadas:**C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável****C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:**

01/04/2007 ou na data de registro da atividade de projeto de MDL, qual seja posterior.

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

7a-0m.

C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:**C.2.2.1. Data de início:**

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica

SEÇÃO D. Impactos ambientais**F.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive dos impactos transfronteiriços:**

A crescente preocupação global com o uso sustentável de recursos está levando a uma necessidade de práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo em legislação e política governamental. No Brasil a situação não é diferente. As políticas de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.

Como o projeto da Usina São Francisco é a construção de uma central com base em eficiência energética, é possível usar o procedimento rápido ("fast-track") (Preparação de um RAP – Relatório



Ambiental Preliminar). O processo foi concluído, e um relatório contendo uma investigação dos seguintes aspectos foi elaborado:

- Utilização de recursos
- Legislação a ser observada
- Impactos no clima e na qualidade do ar
- Impactos geológicos e no solo
- Impactos hidrológicos (água subterrânea e de superfície)
- Impactos na flora e na vida animal
- Sócio-econômicos (infra-estrutura necessária, aspectos legais e institucionais, etc.)
- Comentários das partes interessadas locais
- Medidas mitigadoras
- Plano de monitoramento

No Brasil, o patrocinador de um projeto que envolve construção, instalação, expansão ou operação, mesmo sem nenhum novo impacto ambiental significativo, precisa obter novas licenças. As licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras são (Resolução no. 237/97):

- A licença preliminar (*“Licença Prévia” ou L.P.*),
- A licença de construção (*“Licença de Instalação” ou L.I.*); e
- A licença de operação (*“Licença de Operação” ou L.O.*).

A Usina São Francisco tem a autorização emitida pela ANEEL para operar como uma produtora independente de energia (*Resolução da ANEEL nº 359 de 14/11/2005*). Esta autorização foi cancelada de maneira a ser substituída por outra que autorize a Usina São Francisco a operar com a capacidade instalada de 96 MW (*Resolução da ANEEL nº. 84 de 18/05/2007*). Além disso, a central possui as licenças emitidas pela Agência Ambiental do Estado de Goiás (*Licença de Operação – nº 366/2007*).

Está prevista para 2009 a conclusão da expansão que resultará em uma potência total instalada de 96 MW. Para a ocasião o empreendedor se compromete a satisfazer todas as exigências legais aplicáveis.

F.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, apresente as conclusões e todas as referências que corroboram a documentação da avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã:

Após a avaliação do relatório ambiental preliminar pela autoridade ambiental estadual, foram feitas algumas pequenas exigências para a emissão das licenças. Os proponentes do projeto estão atendendo a todas as exigências. Em resumo, o impacto ambiental da atividade do projeto não é considerado significativo e nenhuma avaliação completa de impacto ambiental, como EIA/RIMA, foi exigida.

**SEÇÃO E. Comentários dos atores****G.1. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários dos atores locais:**

A discussão pública com as partes interessadas locais é obrigatória para a obtenção das licenças ambientais de construção e operação e, depois de o projeto já ter recebido essas licenças, conseqüentemente o projeto passou pelo processo de comentários das partes interessadas. A legislação também exige o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no *Diário Oficial da União* e no jornal regional para tornar o processo público e para permitir a opinião e as informações do público.

Além disso, a Autoridade Nacional Designada brasileira para o MDL, a *Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima*, exige o convite obrigatório de partes interessadas selecionadas (cópias desses convites podem ser obtidas sob solicitação) para comentar o DCP enviado para validação a fim de fornecer a carta de aprovação.

As organizações e entidades convidadas para comentar o projeto foram:

- *Prefeitura Municipal de Quirinópolis*
- *Câmara Municipal de Quirinópolis*
- *Agência Ambiental de Goiás*
- *Ministério Público do Estado de Goiás*
- *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente*
- *Secretaria do Meio Ambiente de Quirinópolis*
- *Sindicato Rural de Quirinópolis*

Não foram levantadas preocupações nas chamadas públicas relativas ao projeto.

G.2. Síntese dos comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido.

G.3. Relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido.

**Anexo 1****INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES NA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	U.S.J. – Açúcar e Alcool S/A
Rua / Caixa Postal:	Fazenda São João – Caixa Postal 13
Edifício:	
Cidade:	Araras
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	13600-970
País:	Brazil
Telefone:	+55 (19) 3543-7800
FAX:	+55 (19) 3543-7878
E-mail:	
URL:	
Representado por:	Mr. Narciso Bertholdi
Cargo:	Manager
Forma de tratamento:	Mr.
Sobrenome:	Bertholdi
Segundo nome:	
Nome:	Narciso
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel. direto:	
E-mail pessoal:	narciso@usj.com.br



Organização:	Ecoinvest Carbon Brasil Ltda.
Rua / Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
FAX:	+55 (11) 3063-9069
E-mail:	
URL:	
Representado por:	
Cargo:	Diretor
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Martins Jr.
Segundo nome:	de Mathias
Nome:	Carlos
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel. direto:	
E-mail pessoal:	cmm@ecoinvestcarbon.com



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

Este projeto não é um desvio da ODA por um país do Anexo 1.

**Anexo 3****INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE****Tabela 3 - Usina São Francisco – Evolução da geração de eletricidade**

Anos	Capacidade e total instalada (MW)	Fator de capacidade de das caldeiras	Geração de eletricidade (MW)	Capacidade instalada (MW) para uso interno	Capacidade instalada (MW) para exportar para a rede	Fator de capacidade %	Horas de operação durante o ano	MWh/ano exportados para a rede	MWh Consumido internamente (incluindo os sistemas auxiliares)
Ano 1_2007	40	68%	27,23	8,58	18,65	84%	3.516	55.076	30.167
Ano 2_2008	96	50%	48,20	12,04	39,52	84%	4.351	144.441	52.386
Ano 3_2009	96	71%	68,22	12,04	56,18	84%	4.351	205.345	59.469
Ano 4_2010	96	82%	78,50	13,69	64,81	84%	4.344	236.500	65.036
Ano 5_2011	96	80%	76,53	14,36	62,17	84%	4.529	236.500	65.036
Ano 6_2012	96	80%	76,53	14,36	62,17	84%	4.529	236.500	65.036
Ano 7_2013	96	80%	76,53	14,36	62,17	84%	4.529	236.500	65.036
Ano 7_2014	96	80%	76,53	14,36	62,17	84%	0	0	0

O sistema elétrico brasileiro (Figura 5) tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: norte/nordeste (N-NE) e *sul/sudeste/centro-oeste* (S-SE-CO). Isso se deve principalmente à evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido perto dos maiores centros consumidores do país.

A evolução natural dos dois sistemas mostra cada vez mais que haverá uma integração no futuro. Em 1998, o governo brasileiro divulgava o primeiro ramal da linha de interligação entre o S-SE-CO e o N-NE. Com investimentos da ordem de US\$ 700 milhões, a interligação tinha como principal finalidade, do ponto de vista do governo, pelo menos, ajudar a solucionar desequilíbrios energéticos no país: a região S-SE-CO poderia alimentar a região N-NE, caso fosse necessário e vice-versa.

Entretanto, mesmo depois do estabelecimento da interligação, estudos técnicos ainda dividiam o sistema brasileiro em dois (Bosi, 2000):

“... onde o sistema elétrico brasileiro é dividido em três subsistemas separados:

- O Sistema Interligado sul/sudeste/ centro-oeste;
- O Sistema Interligado norte/nordeste; e
- Os Sistemas Isolados (que representam 300 localidades eletricamente isoladas dos sistemas interligados)”

Ademais, Bosi (2000) faz uma sólida argumentação em prol de ter as assim-chamadas *linhas de base multiprojeto*:

"Para países extensos com diferentes circunstâncias dentro das suas fronteiras e diferentes redes elétricas baseadas nessas regiões diferentes, linhas de base multiprojeto no setor elétrico podem precisar ser desagregadas abaixo do nível do país para prover uma representação confiável 'do que teria ocorrido de outra forma'".

Sistema de Transmissão 2001-2003

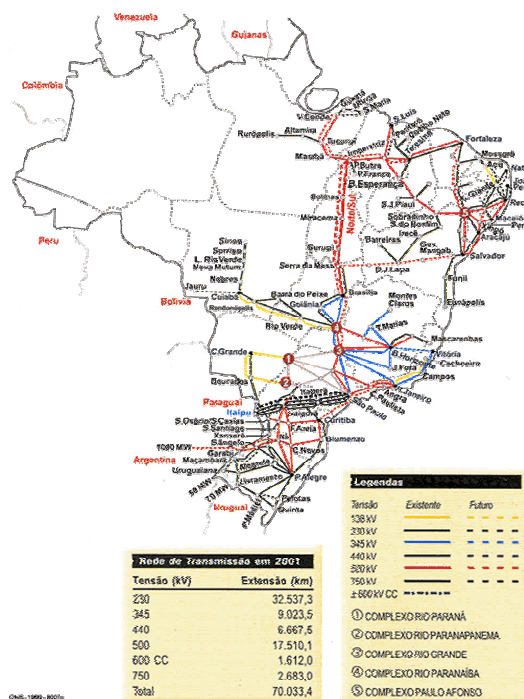


Figura 5 - Sistema interligado brasileiro (Fonte: ONS)

Por fim, tem que ser levado em consideração que mesmo que os sistemas atualmente estejam interligados, o fluxo de energia entre o N-NE e o S-SE-CO é severamente limitado pela capacidade das linhas de transmissão. Portanto, somente uma fração da energia total gerada nos dois subsistemas é enviada de um lado para outro. É natural que essa fração possa mudar sua direção e magnitude (até atingir a capacidade da linha de transmissão) dependendo dos padrões hidrológicos, do clima e de outros fatores não controlados. Mas ela não deve representar uma quantidade significativa da demanda de eletricidade de cada subsistema. Deve-se também considerar que apenas em 2004 a interligação entre o sudeste e o nordeste foi concluída, isto é, se proponentes de projeto forem coerentes com o banco de dados de geração de que dispõem a contar do momento da apresentação de DCP para validação, uma situação em que o fluxo de eletricidade entre os subsistemas era até mesmo mais restrito deve ser considerada.

Hoje em dia, o sistema elétrico brasileiro compreende cerca de 91,3 GW de capacidade instalada, com um total de 1.420 empreendimentos de geração de eletricidade. Desses, aproximadamente 70% são hidrelétricas, cerca de 10% são centrais de geração a gás natural, 5,3% são plantas a óleo combustível e diesel, 3,1% são fontes de biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, licor negro, madeira, palha de arroz e biogás), 2% são plantas nucleares, 1,4% são plantas a carvão mineral, e existem também 8,1 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai) que podem



despachar eletricidade para a rede brasileira. (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Na verdade, esta última capacidade compreende principalmente 6,3 GW da parte paraguaia da *Itaipu Binacional*, central hidrelétrica operada conjuntamente pelo Brasil e Paraguai, mas cuja energia é enviada quase que totalmente para a rede brasileira.

A metodologia aprovada ACM0002 requer que os proponentes de projetos respondam por "todas as fontes de geração que servem o sistema". Desta forma, ao aplicar a metodologia, os proponentes de projeto no Brasil deverão buscar por, e pesquisar, todas as centrais que servem o sistema brasileiro.

Na verdade, as informações sobre essas fontes de geração não estão disponíveis para o público no Brasil. O ONS – *Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro* – argumenta que as informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia elétrica e, portanto, não podem ser disponibilizadas. Por outro lado, a ANEEL, a agência de energia elétrica, fornece informações sobre a capacidade de energia elétrica e outros assuntos legais do setor elétrico, mas nenhuma informação de despacho pode ser obtida por intermédio dessa entidade.

Nesse aspecto, os proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível para poderem calcular o fator de emissão no Brasil da forma mais exata. Como os dados reais de despacho são necessários, entrou-se em contato com o ONS, para que os participantes pudessem saber com que detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Após vários meses de diálogo, as informações diárias de despacho das plantas foram disponibilizadas para os anos de 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes de projetos, discutindo a viabilidade do uso desses dados, concluíram que eram as informações mais adequadas a serem consideradas na determinação do fator de emissão para a rede brasileira. Na realidade, de acordo com a ANEEL, as plantas despachadas de forma centralizada pelo ONS respondem por 75.547 MW da capacidade instalada até 31/12/2004, do total de 98.848,5 MW instalados no Brasil até a 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)), que inclui a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar para o Brasil e as plantas emergenciais, que são despachadas somente em épocas de restrições de eletricidade no sistema. Portanto, mesmo que o cálculo do fator de emissão seja feito sem considerar todas as fontes de geração que atendem ao sistema, cerca de 76,4% da capacidade instalada que atende ao Brasil são considerados, o que é uma quantidade razoável quando se considera a dificuldade para obter informações de despacho no Brasil. Além disso, as demais 23,6% são plantas que não têm seu despacho coordenado pelo ONS, portanto: ou operam com base nos contratos de compra e venda de energia elétrica que não se encontram sob o controle da autoridade de despacho; ou estão localizadas em sistemas não interligados aos quais o ONS não tem acesso. Assim, essa parte não deve ser afetada pelos projetos de MDL, e esse é outro motivo para não as considerar ao determinar o fator de emissão.

Em uma tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores de projeto analisaram a opção de pesquisar os dados disponíveis, mas não oficiais, para suprir o hiato existente. A solução encontrada foi o banco de dados da Agência Internacional de Energia criado durante a realização do estudo de *Bosi et al. (2002)*. Ao mesclar os dados do ONS com os dados da IEA em uma planilha, os proponentes de projetos puderam considerar todas as fontes de geração interligadas às redes relevantes para determinar



o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi considerado mais conservador ao considerar apenas dados do ONS (Tabela 4).

Tabela 4 - Fatores de emissão da margem de operação e de construção a priori e a posteriori (ONS-ADO, 2004; Bosi *et al.*, 2002)

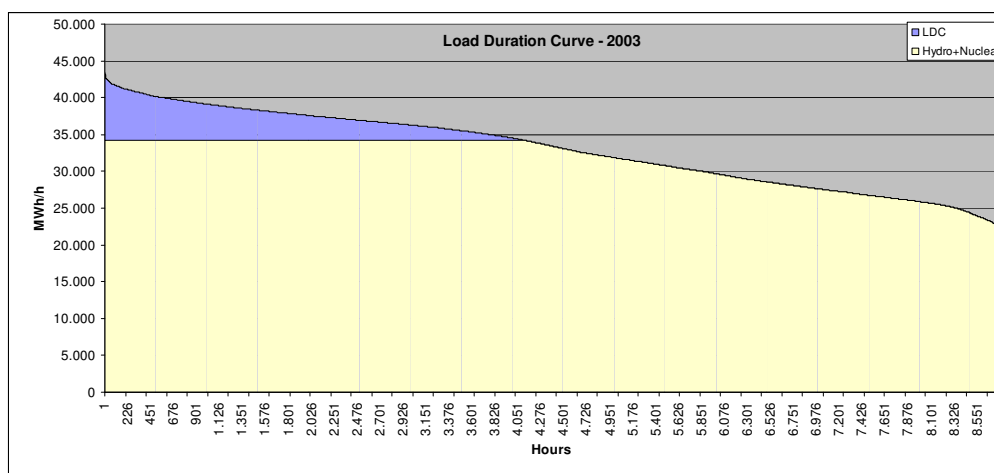
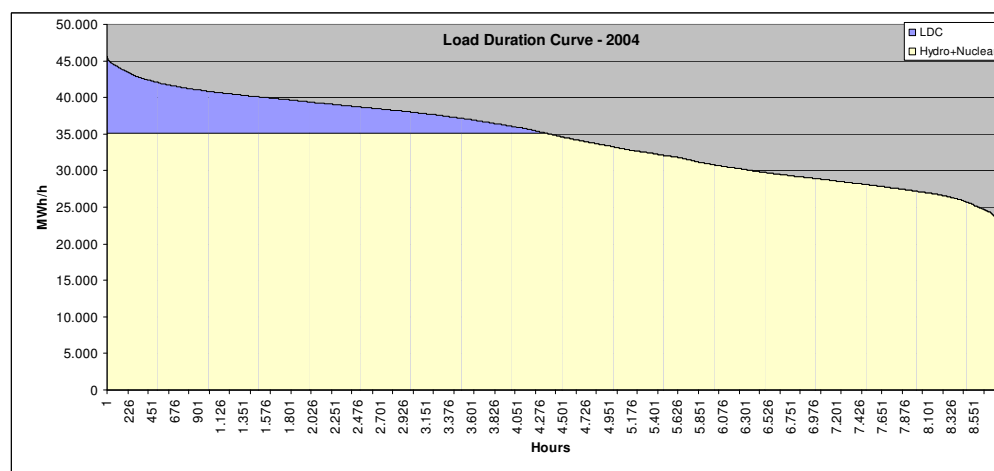
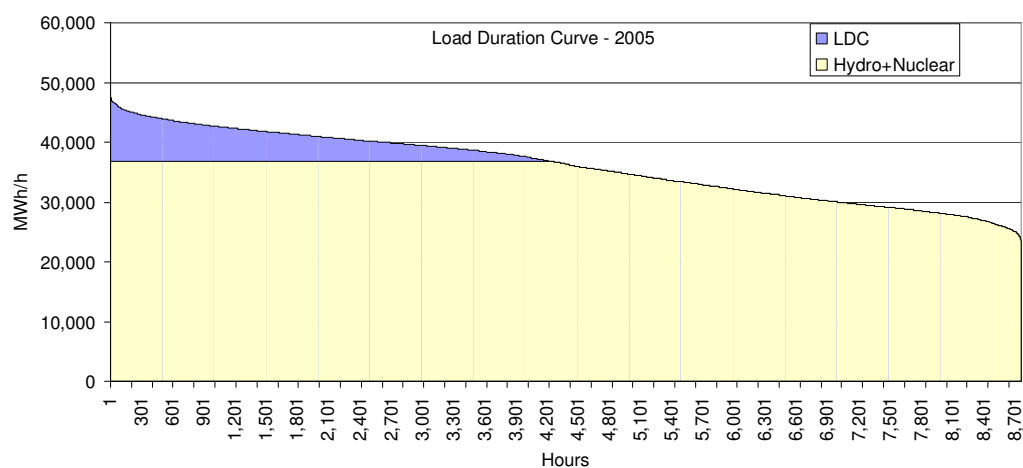
Ano	EF_{OM} não de baixo custo/inflexível [tCO ₂ /MWh]		EF_{BM} [tCO ₂ /MWh]	
	A priori	A posteriori	A priori	A posteriori
2001 a 2003	0,719	0,950	0,569	0,096

Portanto, considerando toda a análise lógica explicada, os desenvolvedores de projeto optaram pelo banco de dados que considera somente as informações do ONS, pois ele conseguia abordar corretamente a questão da determinação do fator de emissão, da maneira mais conservadora possível.

Os dados de despacho por hora agregados obtidos do ONS foram usados para determinar o fator lambda para cada um dos anos com dados disponíveis (2002, 2003 e 2004). A geração de baixo custo/inflexível foi determinada como a geração total menos a geração das usinas térmicas a combustível fóssil, esta foi determinada pelos dados diários de despacho fornecidos pelo ONS. Todas essas informações foram fornecidas aos validadores e discutidas amplamente com eles, para que todos os pontos ficassem bem claros. As figuras abaixo mostram as curvas de duração da carga para o três anos considerados, assim como o lambda calculado.

Tabela 5 - Fatores de emissão para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira (fator da margem de operação simples ajustada)

Fatores de emissão para o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste				
Linha de base (incluindo importação)	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Carga [MWh]	LCMR [MWh]	Importações [MWh]
2003	0.9823	288,933,290	274,670,644	459,586
2004	0.9163	302,906,198	284,748,295	1,468,275
2005	0.8086	314,533,592	296,690,687	3,535,252
	Total (2003-2005) =	906,373,081	559,418,939	1,927,861
	$EF_{OM, \text{ sem } (14\% - 20\% \text{ ajuste})}$ [tCO ₂ /MWh]	$EF_{BM, 2005}$	Lambda	
	0.4349	0.0872	λ_{2003}	
	Pesos alternativos	Pesos padrão	0.5312	
	$W_{OM} = 0.75$	$W_{OM} = 0.5$	λ_{2004}	
	$W_{BM} = 0.25$	$W_{BM} = 0.5$	0.5055	
	Alternativo EF_y [tCO ₂ /MWh]	Padrão EF_y [tCO ₂ /MWh]	λ_{2005}	
	0.3480	0.2611	0.5130	

**Figura 6 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2003****Figura 7 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2004****Figura 8 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2005**

**Tabela 6 - Banco de dados das centrais para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira, parte 1**

	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tC/TJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO ₂ /MWh)
1	S-SE-CO	H	Jauru	Sep-2003	121.5	1	0.0	0.0%	0.000
2	S-SE-CO	H	Gaúporé	Sep-2003	120.0	1	0.0	0.0%	0.000
3	S-SE-CO	G	Três Lagoas	Aug-2003	306.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
4	S-SE-CO	H	Funil (MG)	Jan-2003	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
5	S-SE-CO	H	Itaipu I	Sep-2002	156.1	1	0.0	0.0%	0.000
6	S-SE-CO	G	Araucária	Sep-2002	484.5	0.3	15.3	99.5%	0.670
7	S-SE-CO	G	Canoas	Sep-2002	160.6	0.3	15.3	99.5%	0.670
8	S-SE-CO	H	Piraju	Sep-2002	81.0	1	0.0	0.0%	0.000
9	S-SE-CO	G	Nova Piratininga	Jun-2002	384.9	0.3	15.3	99.5%	0.670
10	S-SE-CO	O	PCT CGTEE	Jun-2002	5.0	0.3	20.7	99.0%	0.962
11	S-SE-CO	H	Rosal	Jun-2002	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
12	S-SE-CO	G	Ibirité	May-2002	226.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
13	S-SE-CO	H	Cana Brava	May-2002	465.9	1	0.0	0.0%	0.000
14	S-SE-CO	H	Sta. Clara	Jan-2002	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
15	S-SE-CO	H	Machadinho	Jan-2002	1,140.0	1	0.0	0.0%	0.000
16	S-SE-CO	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87.0	0.28	15.3	99.5%	0.718
17	S-SE-CO	G	Macaré Merchante	Nov-2001	922.6	0.24	15.3	99.5%	0.637
18	S-SE-CO	G	Lajeado (ANEEL res. 402/2001)	Nov-2001	902.5	1	0.0	0.0%	0.000
19	S-SE-CO	G	Eletrobrás	Oct-2001	379.0	0.24	15.3	99.5%	0.637
20	S-SE-CO	H	Porto Estrela	Sep-2001	112.0	1	0.0	0.0%	0.000
21	S-SE-CO	G	Cuiabá (Mario Covas)	Aug-2001	529.2	0.3	15.3	99.5%	0.670
22	S-SE-CO	G	W. Arjona	Jan-2001	194.0	0.25	15.3	99.5%	0.804
23	S-SE-CO	G	Uruguaiana	Jan-2000	639.3	0.45	15.3	99.5%	0.978
24	S-SE-CO	H	S. Carlos	Jan-1999	1,240.0	1	0.0	0.0%	0.000
25	S-SE-CO	H	Canoas I	Jan-1999	82.5	1	0.0	0.0%	0.000
26	S-SE-CO	H	Canoas II	Jan-1999	72.0	1	0.0	0.0%	0.000
27	S-SE-CO	H	Igarapava	Jan-1999	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
28	S-SE-CO	H	Porto Primavera	Jan-1999	1,540.0	1	0.0	0.0%	0.000
29	S-SE-CO	D	Cuiabá (Mario Covas)	Oct-1998	529.2	0.27	20.2	99.0%	0.978
30	S-SE-CO	H	Sobradinho	Sep-1998	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
31	S-SE-CO	H	PCH EMAE	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
32	S-SE-CO	H	PCH CEEE	Jan-1998	25.0	1	0.0	0.0%	0.000
33	S-SE-CO	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43.0	1	0.0	0.0%	0.000
34	S-SE-CO	H	PCH CEB	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
35	S-SE-CO	H	PCH ESCELSA	Jan-1998	62.0	1	0.0	0.0%	0.000
36	S-SE-CO	H	PCH CELESC	Jan-1998	50.0	1	0.0	0.0%	0.000
37	S-SE-CO	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145.0	1	0.0	0.0%	0.000
38	S-SE-CO	H	PCH CELG	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
39	S-SE-CO	H	PCH CERJ	Jan-1998	59.0	1	0.0	0.0%	0.000
40	S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
41	S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84.0	1	0.0	0.0%	0.000
42	S-SE-CO	H	PCH CPFL	Jan-1998	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
43	S-SE-CO	H	S. Mesa	Jan-1998	1,275.0	1	0.0	0.0%	0.000
44	S-SE-CO	H	PCH EPAULO	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
45	S-SE-CO	H	Gulimam Amorim	Jan-1997	140.0	1	0.0	0.0%	0.000
46	S-SE-CO	H	Corumbá	Jan-1997	375.0	1	0.0	0.0%	0.000
47	S-SE-CO	H	Miranda	Jan-1997	408.0	1	0.0	0.0%	0.000
48	S-SE-CO	H	Noav Ponte	Jan-1994	510.0	1	0.0	0.0%	0.000
49	S-SE-CO	H	Segredo (Gov. Ney Braga)	Jan-1992	1,260.0	1	0.0	0.0%	0.000
50	S-SE-CO	H	Itaipu	Jan-1989	554.0	1	0.0	0.0%	0.000
51	S-SE-CO	H	Manso	Jan-1988	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
52	S-SE-CO	H	D. Francisca	Jan-1987	125.0	1	0.0	0.0%	0.000
53	S-SE-CO	H	Itá	Jan-1987	1,450.0	1	0.0	0.0%	0.000
54	S-SE-CO	H	Rosana	Jan-1987	369.2	1	0.0	0.0%	0.000
55	S-SE-CO	N	Angra	Jan-1985	1,874.0	1	0.0	0.0%	0.000
56	S-SE-CO	H	T. Imbós	Jan-1985	807.5	1	0.0	0.0%	0.000
57	S-SE-CO	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	6,300.0	1	0.0	0.0%	0.000
58	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	5,375.0	1	0.0	0.0%	0.000
59	S-SE-CO	H	Emborcação	Jan-1982	1,192.0	1	0.0	0.0%	0.000
60	S-SE-CO	H	Nova Avanhandava	Jan-1982	347.4	1	0.0	0.0%	0.000
61	S-SE-CO	H	Gov. Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1,676.0	1	0.0	0.0%	0.000

* Subsystem: S - south, SE-CO - Southeast-Midwest

** Fuel source: C, bituminous 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] Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Lukamba. 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 SIN (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 7 - Banco de dados das centrais para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira, parte 2

	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tC/TJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO ₂ /MWh)
62	S-SE-CO	H	S.Santiago	Jan-1980	1,420.0	1	0.0	0.0%	0.000
63	S-SE-CO	H	Itumbiara	Jan-1980	2,280.0	1	0.0	0.0%	0.000
64	S-SE-CO	O	Igarapé	Jan-1978	131.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
65	S-SE-CO	H	Itauba	Jan-1978	512.4	1	0.0	0.0%	0.000
66	S-SE-CO	H	A. Vermelha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1,396.2	1	0.0	0.0%	0.000
67	S-SE-CO	H	S.Simão	Jan-1978	1,710.0	1	0.0	0.0%	0.000
68	S-SE-CO	H	Capivara	Jan-1977	640.0	1	0.0	0.0%	0.000
69	S-SE-CO	H	S.Osório	Jan-1975	1,078.0	1	0.0	0.0%	0.000
70	S-SE-CO	H	Marimbondo	Jan-1975	1,440.0	1	0.0	0.0%	0.000
71	S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	264.0	1	0.0	0.0%	0.000
72	S-SE-CO	C	Pres. Medici	Jan-1974	446.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
73	S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	380.0	1	0.0	0.0%	0.000
74	S-SE-CO	H	Porto Colombia	Jun-1973	320.0	1	0.0	0.0%	0.000
75	S-SE-CO	H	Passo Fundo	Jan-1973	220.0	1	0.0	0.0%	0.000
76	S-SE-CO	H	Passo Real	Jan-1973	158.0	1	0.0	0.0%	0.000
77	S-SE-CO	H	Ilha Solteira	Jan-1973	3,444.0	1	0.0	0.0%	0.000
78	S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131.0	1	0.0	0.0%	0.000
79	S-SE-CO	H	Gov. Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252.0	1	0.0	0.0%	0.000
80	S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414.0	1	0.0	0.0%	0.000
81	S-SE-CO	H	Jaguara	Jan-1971	424.0	1	0.0	0.0%	0.000
82	S-SE-CO	H	Sá Carneiro	Apr-1970	78.0	1	0.0	0.0%	0.000
83	S-SE-CO	H	Estreito (Luiz Carlos Barreto)	Jan-1969	1,050.0	1	0.0	0.0%	0.000
84	S-SE-CO	H	Ititinga	Jan-1969	131.5	1	0.0	0.0%	0.000
85	S-SE-CO	H	Jupiá	Jan-1969	1,551.2	1	0.0	0.0%	0.000
86	S-SE-CO	O	Alegrete	Jan-1968	66.0	0.26	20.7	99.0%	1.040
87	S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
88	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766.0	0.31	15.3	99.5%	0.648
89	S-SE-CO	H	Parabuna	Jan-1968	85.0	1	0.0	0.0%	0.000
90	S-SE-CO	H	Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	Jan-1967	32.0	1	0.0	0.0%	0.000
91	S-SE-CO	H	Caconde	Jan-1966	80.4	1	0.0	0.0%	0.000
92	S-SE-CO	C	J.Lacerda C	Jan-1965	363.0	0.25	26.0	98.0%	1.345
93	S-SE-CO	C	J.Lacerda B	Jan-1965	262.0	0.21	26.0	98.0%	1.602
94	S-SE-CO	C	J.Lacerda A	Jan-1965	232.0	0.18	26.0	98.0%	1.869
95	S-SE-CO	H	Baniri (Alvaro de Souza Lima)	Jan-1965	143.1	1	0.0	0.0%	0.000
96	S-SE-CO	H	Funil (RJ)	Jan-1965	216.0	1	0.0	0.0%	0.000
97	S-SE-CO	C	Figueira	Jan-1963	20.0	0.3	26.0	98.0%	1.121
98	S-SE-CO	H	Furnas	Jan-1963	1,216.0	1	0.0	0.0%	0.000
99	S-SE-CO	H	Barra Bonita	Jan-1963	140.8	1	0.0	0.0%	0.000
100	S-SE-CO	C	Charqueadas	Jan-1962	72.0	0.23	26.0	98.0%	1.462
101	S-SE-CO	H	Jurumirim (Armando A. Laydner)	Jan-1962	97.7	1	0.0	0.0%	0.000
102	S-SE-CO	H	Jacui	Jan-1962	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
103	S-SE-CO	H	Pereira Passos	Jan-1962	99.1	1	0.0	0.0%	0.000
104	S-SE-CO	H	Tres Marias	Jan-1962	396.0	1	0.0	0.0%	0.000
105	S-SE-CO	H	Eulides da Cunha	Jan-1960	108.8	1	0.0	0.0%	0.000
106	S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46.0	1	0.0	0.0%	0.000
107	S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	56.1	1	0.0	0.0%	0.000
108	S-SE-CO	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658.0	1	0.0	0.0%	0.000
109	S-SE-CO	H	Salto Grande (Lucas N. Garcez)	Jan-1958	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
110	S-SE-CO	H	Salto Grande (MG)	Jan-1956	102.0	1	0.0	0.0%	0.000
111	S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Jan-1956	478.0	1	0.0	0.0%	0.000
112	S-SE-CO	H	Itutinga	Jan-1955	52.0	1	0.0	0.0%	0.000
113	S-SE-CO	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
114	S-SE-CO	O	Carioba	Jan-1954	36.2	0.3	20.7	99.0%	0.902
115	S-SE-CO	O	Piratinga	Jan-1954	472.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
116	S-SE-CO	H	Canastra	Jan-1953	42.5	1	0.0	0.0%	0.000
117	S-SE-CO	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378.4	1	0.0	0.0%	0.000
118	S-SE-CO	H	Fontes Nova	Jan-1940	130.3	1	0.0	0.0%	0.000
119	S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420.0	1	0.0	0.0%	0.000
120	S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	469.0	1	0.0	0.0%	0.000
121	S-SE-CO	H	I. Pombos	Jan-1924	189.7	1	0.0	0.0%	0.000
122	S-SE-CO	H	Jaguari	Jan-1917	11.8	1	0.0	0.0%	0.000
				Total (MW) =		64,478.6			

* Subsystem: S - south, SE-CO - Southeast-Midwest

** Fuel source (C, bituminous 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] Bosi, M. A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Lukamba. 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 SIN (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).

De acordo com a metodologia aprovada ACM0002, versão 6 de 19 de maio de 2006, o fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM). Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, o sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, o sistema elétrico interligado é definido como o sistema elétrico que está interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto e no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.



Conforme a ACM0002, um fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM), de acordo com os três passos a seguir:

- **PASSO 1** - Calcular o(s) fator(es) de emissão da margem de operação, com base em um dos seguintes métodos
 - Margem de operação simples
 - Margem de operação simples ajustada
 - Margem de operação da análise dos dados de despacho
 - Margem de operação média.

A margem de operação da análise dos dados de despacho deve ser a primeira escolha metodológica. Uma vez que o operador nacional do sistema elétrico brasileiro não forneceu dados suficientes, a opção não está atualmente disponível. A margem de operação simples pode ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/inflexíveis⁸ constituírem menos de 50% da geração total da rede: 1) na média dos 5 últimos anos ou 2) com base nos valores normais de longo prazo para produção de energia hidrelétrica. A participação da energia hidrelétrica em relação à produção total de eletricidade para o sistema interligado brasileiro sul/sudeste/centro-oeste é muito maior que 50% (veja a Tabela 8 abaixo), o que faz com que a margem de operação simples não se aplique ao projeto.

Tabela 8 - Participação da geração de energia hidrelétrica no sistema interligado brasileiro S-SE-CO, de 1999 a 2003 (ONS, 2004).

Ano	Participação de energia hidrelétrica (%)
1999	94,0
2000	90,1
2001	86,2
2002	90,0
2003	92,9

A quarta alternativa, uma margem de operação média, é uma simplificação excessiva e não reflete, de forma alguma, o impacto da atividade de projeto na margem de operação. Assim, a margem de operação simples ajustada será usada no projeto.

O fator de emissão da margem de operação simples ajustada ($EF_{OM,ajustada,y}$ em tCO_2/MWh) é uma variação da margem de operação simples, onde as fontes de energia (inclusive importações) são separadas entre fontes de energia de baixo custo/inflexíveis (k) e outras fontes de energia (j):

⁸ Custos baixos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar (AM0015, 2004).



$$EF_{OM, simple-adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- λ_y é a proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
- $F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) em ano(s) y ,
- j é referente às fontes de energia que alimentam eletricidade na rede, não incluindo as usinas de baixo custo de operação e inflexíveis e incluindo as importações para a rede. Para as importações de um sistema elétrico interligado localizado em outro país, o fator de emissão é 0 (zero).
- k é referente às fontes de energia de baixo custo de operação e inflexíveis.
- $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO_{2e} de combustível i (tCO_{2e} / unidade de massa ou volume de combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) e a oxidação percentual do combustível em ano(s) y e
- $GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte j (análoga para fontes k).

Os números mais atuais do sistema interligado S-SE-CO foram obtidos do ONS (*Operador Nacional do Sistema Elétrico*) na forma de relatórios diários consolidados (ONS-ADO, 2004). Foram considerados os dados de 120 centrais, abrangendo uma capacidade instalada de 63,6 GW e geração de eletricidade de cerca de 828 TWh durante o período de três anos. Com os números do ONS, a Equação 6 é calculada, como descrito a seguir:

$$EF_{OM-LCMR,y} = \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{j,k}} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

- $EF_{OM-LCMR,y}$ é o fator de emissão para recursos de baixo custo/inflexíveis (em tCO_2/MWh) por fontes de energia relevantes k em ano(s) y .

Os recursos de baixo custo/inflexíveis no sistema interligado brasileiro S-SE-CO são centrais termonucleares e hidrelétricas, consideradas livres de emissões de gases de efeito estufa, ou seja, o $COEF_{i,j}$ dessas centrais é zero. Assim, o fator de emissão dos recursos de baixo custo/inflexíveis resulta em: $EF_{OM,y} = 0$.



$$EF_{OM,y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

- $EF_{OM,y}$ é o fator de emissão da margem de operação simples (em tCO_2/MWh) ou o fator de emissão para recursos não de baixo custo/inflexíveis por fontes relevantes de energia j em ano(s) y .

Os recursos não de baixo custo/inflexíveis no sistema interligado brasileiro S-SE-CO são centrais termelétricas de queima de carvão mineral, óleo combustível, gás natural e óleo diesel. Essas centrais geram emissões de gases de efeito estufa, não equilibradas, calculadas da seguinte forma:

Essas centrais geram emissões de gases de efeito estufa, não equilibradas. O produto $\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$ para cada uma das centrais foi obtido a partir da:

$$F_{i,k,y} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot 3.6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y} \cdot NCV_i} \quad \text{Equação 8}$$

$$COEF_{i,k} = NCV_i \cdot EF_{CO2,i} \cdot 44/12 \cdot OXID_i \quad \text{Equação 9}$$

$$\text{Assim: } F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot EF_{CO2,i} \cdot OXID_i \cdot 44/12 \cdot 3.6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y}} \quad \text{Equação 10}$$

Onde a variável e os parâmetros usados são:

- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é fornecido em [kg], $COEF_{i,j}$ em [tCO_2e/kg] e $F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$ em [tCO_2e]
- $GEN_{i,k,y}$ é a geração de eletricidade para a planta k , com combustível i , no ano y , obtida do banco de dados do ONS, em MWh
- $EF_{CO2,i}$ é o fator de emissão para o combustível i , obtido das Diretrizes Revisadas de 1996 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa, em tC/TJ .
- $OXID_i$ é o fator de oxidação para o combustível i , obtido das Diretrizes Revisadas de 1996 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa, em %.
- $44/12$ é o fator de conversão de carbono de tC para tCO_2 .
- $3,6 \times 10^{-6}$ é o fator de conversão de energia, de MWh para TJ.
- $\eta_{i,k,y}$ é a eficiência térmica da planta k , operando com combustível i , no ano y , obtida do PCF (2003).
- NCV_i é o poder calorífico líquido do combustível i [TJ/kg].
- $\sum_{k,y} GEN_{k,y}$ é obtido do banco de dados do ONS, como o somatório da geração de eletricidade dos recursos não de baixo custo/inflexíveis, em MWh.



Tabela 9 - Proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem no sistema S-SE-CO para o período de 2002 a 2004 (ONS-ADO, 2005).

Ano	$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$	λ_y [%]
2003	0,9823	0,5312
2004	0,9163	0,5055
2005	0,8086	0,5130

Com os números do ONS, o primeiro passo foi calcular os fatores de emissão e o fator lambda para a margem de operação simples. Os λ_y fatores são calculados conforme indicado na metodologia ACM0006, com os dados obtidos do banco de dados do ONS. A Figura 6, Figura 7 e a Figura 8 (Anexo 3) apresentam as curvas de duração da carga e λ_y a determinação para os anos 2003, 2004 e 2005, respectivamente. Os resultados dos anos 2003, 2004 e 2005 são apresentados na Tabela 9.

Finalmente, aplicando os números obtidos para calcular $EF_{OM,simples-ajustada,2002-2004}$ como a média ponderada de $EF_{OM,simples-ajustada,2003}$, $EF_{OM,simples-ajustada,2004}$ e $EF_{OM,simples-ajustada,2005}$ e λ_y à Equação 7:

$$\bullet \quad EF_{OM,simples-ajustada,2002-2004} = 0,4349 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO₂e/MWh) de uma amostra de centrais m , como a seguir:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 11}$$

Onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogas às variáveis descritas para o método da margem de operação simples (ACM-0006) para as plantas m , com base nas informações mais atuais disponíveis sobre as plantas já construídas. O grupo de amostra m consiste em uma das seguintes:

- As cinco centrais que foram construídas mais recentemente ou
- As adições de capacidade das centrais do sistema elétrico que abrangem 20% da geração do sistema (em MWh) e que foram construídas mais recentemente.

Os participantes do projeto devem usar dessas duas opções o grupo de amostra que abrange a maior geração anual.

Aplicando os dados do operador nacional do sistema elétrico brasileiro à Equação 7:

$$EF_{BM,2004} = 0,0872 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$



- **PASSO 3** – Calcular o fator de emissão da linha de base EF_y , como a média ponderada do fator da margem de operação ($EF_{OM,y}$) e do fator da margem de construção ($EF_{BM,y}$):

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 12}$$

Por fim, o fator de emissão de eletricidade da linha de base é calculado através de uma fórmula de média ponderada que considera tanto a OM como a BM, sendo os pesos 50% e 50% por padrão:

$$EF_y = 0,5 \times 0,4349 + 0,5 \times 0,0872 \quad \text{Equação 13}$$

$$EF_y = 0,2611 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Eficiência energética da planta de referência (ϵ_{el} , reference plant)

Os dados do bagaço e da eletricidade gerada por centrais de bagaço foram obtidos da Copersucar (Cooperativa de Produtores de Cana-de-açúcar, Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo) uma cooperativa de produtores de cana-de-açúcar, açúcar e álcool. Fundada em 1959, ela conta atualmente com 87 associados, entre eles 29 produtores de açúcar e álcool localizados nos estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná. Os produtores de açúcar e álcool são publicados através do website da Copersucar em: <http://www.copersucar.com.br/>

A Figura 9 abaixo mostra a eficiência energética elétrica em kWh de eletricidade gerada por tonelada de cana-de-açúcar processada em 2006. A linha 34.12 serve para limitar as centrais que possuem mais de 50% de excesso de eletricidade em relação à quantidade gerada. Essas plantas são mostradas em separado na Figura 10 Todas são registradas ou estão em processo de registro de MDL

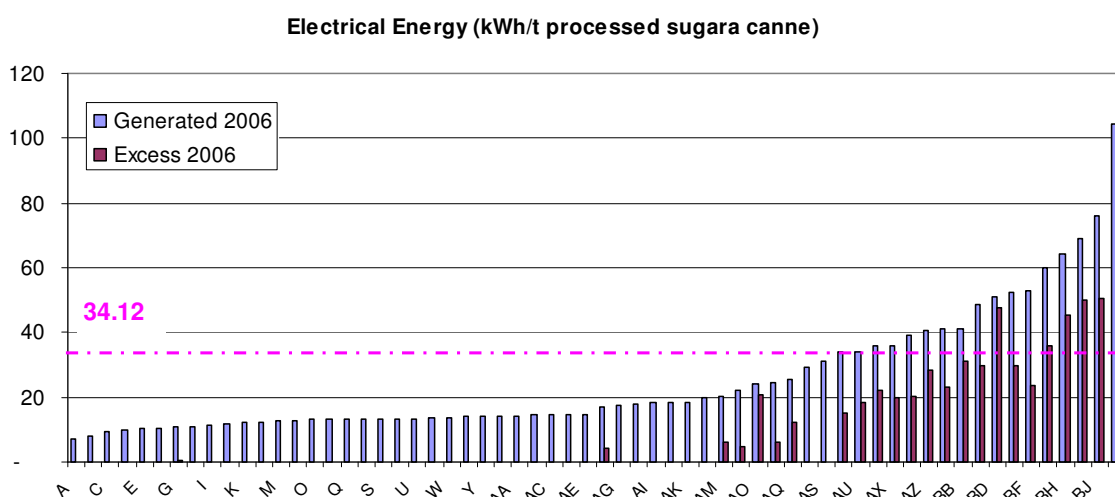


Figura 9 - Todas centrais de bagaço da Copersucar em 2006

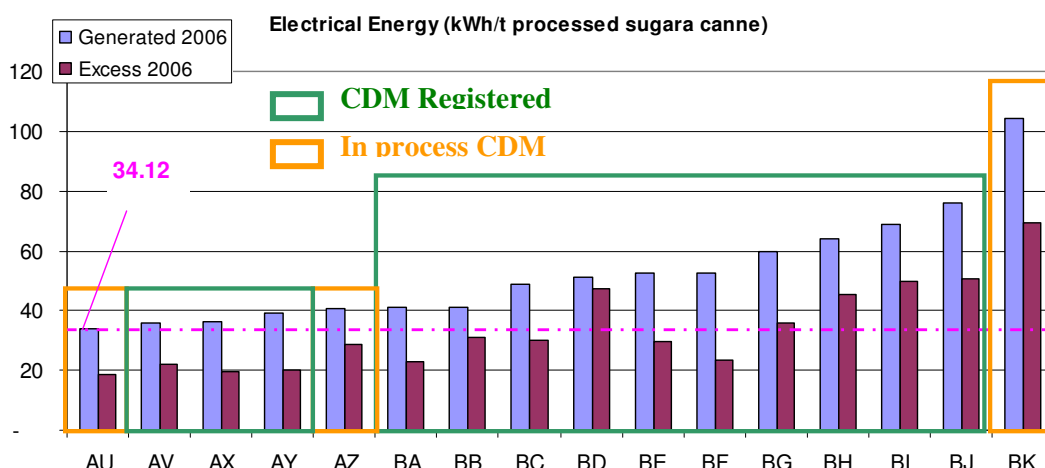


Figura 10 - Centrais de bagaço de cana-de-açúcar com excesso por Energia Gerada acima de 50% em 2006. Este excesso de energia é exportada para a rede. Importante: os dados destas plantas não são usados para definir os valores de eficiência para as plantas de referência, as quais operam com uma eficiência mais baixa.

A eficiência energética de geração do negócio da forma usual foi calculada excluindo-se todas as centrais com registro de MDL ou com o registro em andamento, porque estas plantas não podem ser usadas como referência uma vez que possuem uma alta eficiência. A Figura 11 mostra a eficiência de distribuição dessas centrais nos anos de 2005 e 2006, que **não foram** consideradas em nossas estimativas.

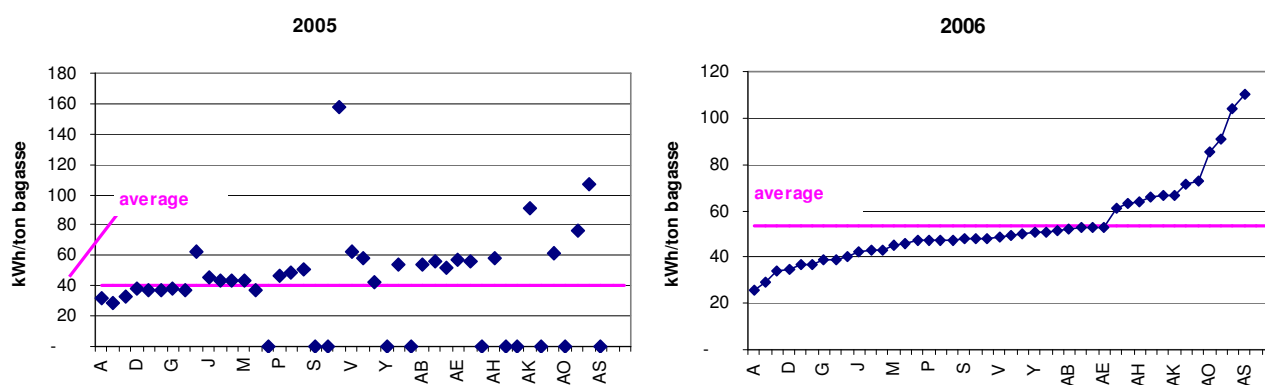


Figura 11 – Eficiência de Centrais de Co-geração de Bagaço nos anos de 2005 e 2006

Uma vez que não há dados regionais da produção de cana-de-açúcar em Goiás, as informações fornecidas pela Copersucar serão usadas (veja planilha anexa “Copersucar Reference plants Brazil.xls”)

Considerando que a taxa de produção de bagaço/cana-de-açúcar é de 0,3, de acordo com Infoener

– Informação de Energia-Universidade de São Paulo



(http://infoener.iee.usp.br/scripts/biomassa/br_cana.asp), a média gerada de energia por bagaço por planta de referência (excluindo projetos de MDL registrados ou em implementação) foi de 49,98 kWh/ton bagaço em 2006 (veja página “Energy per Bagasse quantity”).

Tomando-se o valor do NCV do bagaço a partir de um valor estatístico de poder calorífico líquido (base úmida) de 2.130 Kcal/Kg⁹ (2,47 MWh/ton), resultará em uma estimativa líquida de eficiência energética para as plantas de referência de 0,021 MWh_{el}/MWh_{biomass}.

Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

Esta seção foi intencionalmente deixada em branco (veja seção B.7.2 para o plano de monitoramento).

⁹ Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética Balanço Energético Nacional 2006: Ano base 2005. Rio de Janeiro: EPE, 2006.