



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMA DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (PDD - MDL)
Versão 03 – em vigor desde: 28 de julho de 2006**

SUMÁRIO

- A. Descrição Geral da atividade de projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha base e de monitoramento
- C. Duração da atividade de projeto / período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários de Organizações e Entidades

Anexos

Anexo 1: Informação de contato dos participantes na atividade de projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informação 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 a Biomassa São Fernando
Versão Atual: 02
Data: 24/08/2009

A.2. Descrição da atividade de projeto:

O projeto de Cogeração a Biomassa São Fernando prevê a operação de uma nova unidade de cogeração a partir da queima do bagaço de cana de açúcar na Usina São Fernando de usina de açúcar e etanol, localizada no município de Dourados, no estado brasileiro do Mato Grosso do Sul.

O desenvolvedor do projeto é São Fernando Açúcar e Álcool Ltda, pertencente ao Grupo Bertin, uma sociedade controladora brasileira que inclui várias atividades diferentes em seu portfólio, tais como a geração de energia, companhias de biodiesel, alimentos, cosméticos, agroindústria ou infraestruturas.

A unidade de cogeração será construída durante os próximos cinco anos e alcançará uma capacidade máxima de geração de 128 MW com a instalação de três turbogeradores e duas caldeiras, como segue:

PERÍODO	ÁREA DE COLHEITA DA CANHA DE AÇÚCAR	CAPACIDADE TOTAL INSTALADA
2009	21.600 Ha	1 * 48 MW
2010	41.350 Ha	1 * 48 MW
2011	46.350 Ha	2 * 48 MW
2012	40.150 Ha	2 * 48 MW + 1 * 32 MW
2013	50.150 Ha	2 * 48 MW + 1 * 32 MW

As turbinas e geradores instalados para geração de energia terão uma capacidade máxima de 128 MW. Entretanto, não se espera que a usina de projeto alcance sua capacidade máxima instalada de geração devido à falta de mais bagaço disponível para queima e às limitações na capacidade das caldeiras de gerar calor.

Quando a atividade de projeto finalizar seu último estágio de construção e a quantidade de bagaço disponível para abastecer as caldeiras tiver alcançado seu mais alto valor, a unidade de cogeração apenas será capaz de alcançar uma capacidade máxima de energia de 114 MW por ano.

A usina de cana de açúcar poderá produzir tanto o açúcar como o etanol. Entretanto, as péssimas infraestruturas existentes atualmente no estado do Mato Grosso do Sul, com referência especial às estradas e ferrovias, pressupõe um enorme aumento do custo de transporte do açúcar para os varejistas, em comparação com a capacidade dos mesmos. Portanto, os participantes do projeto terão que lidar com este custo extra na produção do açúcar.



O principal objetivo da atividade de projeto é aumentar a quantidade de geração de energia usando o bagaço da cana de açúcar gerado e exportar a energia extra resultante para a malha brasileira, o Sistema Interligado Nacional do Brasil (SIN).

A atividade de projeto tem o objetivo de tornar eficiente o uso de recursos e minimizar ao mesmo tempo o impacto no meio-ambiente, de forma a suprir a demanda crescente de energia do Brasil e melhorar o suprimento de eletricidade contribuindo para a sustentabilidade ambiental, social e econômica do país com o aumento da participação da energia renovável no total do consumo de energia do Brasil.

O Grupo Bertin sempre se preocupou com as emissões provenientes de suas atividades industriais. Eles desenvolveram vários projetos de redução de emissão de GEE, tais como reflorestamento, construção de uma usina de reciclagem para todas as sociedades da controladora ou tratamentos de esgotos em abatedouros e curtumes. A Bertin foi de fato uma das primeiras companhias no Brasil a recorrer ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, com a apresentação em 2005 de dois projetos de substituição de fontes de energia em abatedouros e curtumes. Um pequeno projeto de usina de energia hídrica foi também sugerido de acordo com a atividade de MDL em 2007.

A São Fernando Açúcar e Álcool, como parte do Grupo Bertin, tem o objetivo de ajudar na pesquisa do desenvolvimento sustentável com a promoção de atividades que coincidam com as responsabilidades ambientais da sociedade. A usina de cogeração São Fernando é uma dessas atividades.

Benefícios ambientais

O principal objetivo do Projeto de Cogeração São Fernando é contribuir para o desenvolvimento sustentável no Brasil através da efetiva utilização da biomassa disponível para geração de energia e calor. Portanto, o projeto ajuda na mitigação da mudança climática pela geração de energia limpa e pela redução da geração de energia com base em combustível fóssil na malha brasileira, o Sistema Interligado Nacional do Brasil.

A sociedade desenvolveu o Programa Básico Ambiental que envolve 14 programas diferentes, dirigido à população de Mato Grosso do Sul e realizado de forma a melhorar a situação social e ambiental da região. Esses programas incluem os seguintes itens:

- | | | |
|--------------------------------------|---|--|
| - Monitoramento da vegetação | - Gestão de resíduos sólidos | - Prevenção de riscos no local de trabalho |
| - Monitoramento da fauna | - Controle dos processos de erosão da terra | - Educação ambiental |
| - Monitoramento da qualidade da água | - Monitoramento de ruído | - Comunicação social |
| - Monitoramento da qualidade do ar | - Recuperação de áreas degradadas | - Gestão de riscos e ações de emergência |
| - Monitoramento da terra | - Regulamentação de reservas legais | |



Benefícios sociais

O projeto criará emprego na região através da instalação, operação e manutenção da usina de cana de açúcar. A construção total (usina de cana de açúcar e unidade de cogeração) gerará 1.100 empregos diretos e 4.400 empregos indiretos no seu primeiro ano. A criação de trabalho alcançará 1.800 empregos diretos e 7.200 empregos indiretos depois de 5 anos de operação, quando a unidade de geração alcançará sua capacidade máxima de geração. Em relação às qualificações profissionais, o projeto São Fernando presta atenção e esforço especial em relação à educação da comunidade, acreditando que desta forma contribui para aumentar a própria renda deles. Além dos empregos como resultado direto da construção e operação da usina, haverá geração de trabalho relacionado indiretamente à atividade de projeto, tais como a pesquisa e o desenvolvimento (P&D), produção e manutenção de equipamento.

O projeto ajudará também na distribuição de renda e aumentará o recolhimento de imposto municipal, o que significa um benefício indireto para os cidadãos da região.

Benefícios econômicos

A implementação da atividade de projeto cria uma nova opção de geração de receita através da venda de eletricidade e CERs, o que garante uma maior sustentabilidade financeira. O projeto também promove uma melhor interação entre os setores da cana de açúcar e de energia.

A indústria com base na cana de açúcar é um dos setores econômicos mais importantes no Brasil. A maior parte das usinas de açúcar está localizada nas regiões central e sul do país, especialmente no estado de São Paulo. Apenas 7% aproximadamente das usinas de cana de açúcar no Brasil estão localizadas no estado do Mato Grosso do Sul. Assim, o projeto de cogeração São Fernando ajudará no desenvolvimento econômico e contribuirá ao mesmo tempo para as necessidades energéticas da região.

Como esta é uma fonte de combustível local, o bagaço aumentará a confiabilidade do suprimento de eletricidade pela diversificação de fontes e pela redução da dependência do combustível fóssil.

A unidade de cogeração São Fernando aumentará a estabilidade e a confiabilidade da malha nacional bem como diminuirá as necessidades de investimentos custosos na melhoria da malha no estado do Mato Grosso do Sul.

A.3. Participantes do Projeto:

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitriã) indica uma Parte anfitriã)	Entidades privadas e/ou públicas Participantes do projeto (*) (conforme aplicável)	Indica gentilmente se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	São Fernando Açúcar e Álcool Ltda. (Entidade Privada)	Não

Brasil	Zeroemissions do Brasil Ltda. (Entidade Privada)	Não
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de tornar o MDL-PDD público na fase de validação, uma Parte envolvida pode ou não fornecer sua aprovação. No momento de solicitação do registro, é necessária a aprovação da Parte(s) envolvida(s).		

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:**A.4.1. Local da atividade de projeto:**

O Projeto de Cogeração São Fernando está localizado no município de Dourados no estado do Mato Grosso do Sul.



Fig. 1 – Local do Projeto de Cogeração São Fernando no Estado do Mato Grosso do Sul, Brasil

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil.

A.4.1.2. Região/Estado/Província etc.:

Mato Grosso do Sul.

**A.4.1.3. Cidade/Comarca/Comunidade etc.:**

Dourados.

A.4.1.4. Dados do local físico, incluindo informação permitindo a identificação única desta atividade de projeto (máximo de uma página):

O endereço exato da usina é km 8, estrada MS-379, localizada no município de Dourados (Bacia Hidrográfica do Paraná e bacia hidrográfica do rio Dourados).

O local exato do projeto é definido através das seguintes coordenadas, dadas pelos dados técnicos que a Agência Nacional de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL) considerou para o local da unidade de cogeração de São Fernando:

Latitude: 22° 18' 53" S | Longitude: 54° 55' 57" W

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

- Tipo: Energia e Potência.
- Escopo Setorial: 1 – Indústrias de energia (fontes renováveis / não renováveis).
- Categoria: Geração de eletricidade renovável para uma malha (geração, suprimento, transmissão e distribuição de energia).

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

A tecnologia predominante em todo o mundo para geração de níveis em *megawatt* (MW) de eletricidade a partir da biomassa é o ciclo a vapor Rankine. A tecnologia proposta desta atividade de projeto usará a biomassa como combustível na caldeira de alta pressão e o vapor de alta pressão será gerado e expandido na turbina de contra-pressão, gerando potência e vapor.

O Ciclo Rankine é uma tecnologia muito comum e madura. O ciclo envolve a ebulição de água pressurizada e geração de vapor, a expansão do vapor gerado nas turbinas de contra-pressão com geração de energia, e a condensação de água para reciclagem.

A maior parte das usinas de ciclo a vapor está localizada em locais industriais, onde o calor residual da turbina a vapor é recuperado e usado para atender as necessidades de calor do processo industrial. Tais sistemas de Calor e Potência Combinados (CHP), ou cogeração fornecem maiores níveis de serviços energéticos por unidade de biomassa consumida do que os sistemas que geram apenas energia.

Turbinas a vapor são concebidas como turbinas de "contra-pressão" ou de "condensação". As aplicações CHP empregam normalmente turbinas de contra-pressão em que o vapor expande até uma pressão que é ainda substancialmente acima da pressão do ambiente. Ele deixa a turbina ainda como um vapor e é enviado para atender as necessidades de calor da indústria, onde ele retorna ao estado líquido. Ele é então parcial ou totalmente devolvido à caldeira. Alternativamente, se as demandas de vapor do processo

puderem ser atendidas usando apenas uma parte do vapor disponível, uma Turbina a Vapor de Condensação e Extração (CEST) poderia ser usada. Este projeto inclui a capacidade de extração de algum vapor em um ou mais pontos ao longo do caminho de expansão para atender as necessidades do processo (ver figura abaixo).

O vapor que não for extraído continua a se expandir até pressões subatmosféricas, aumentando, conseqüentemente, o montante de eletricidade gerada por unidade de vapor comparado à turbina de contra-pressão. O vapor não extraído é convertido de volta ao estado líquido em um condensador que utiliza ar do ambiente e/ou uma fonte de água fria como o resfriante.

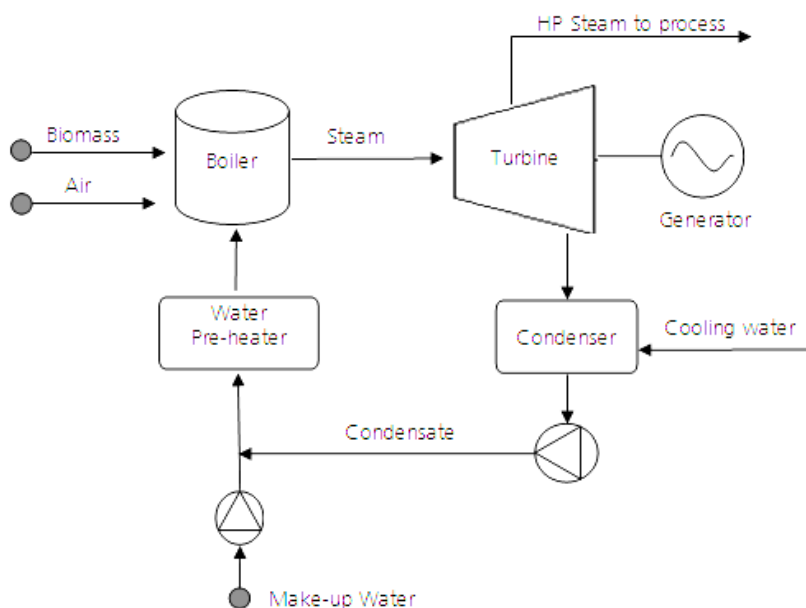


Fig. 2 – Diagrama esquemático do ciclo a vapor Rankine por queima de biomassa para cogeração

Mais do que tecnologia, os motivos reais do sucesso da cogeração são as vantagens econômicas, operacionais e ambientais atraentes. Os sistemas de cogeração oferecem vários benefícios e industrias potenciais para o usuário. Algumas vantagens e benefícios financeiros, operacionais e ambientais chaves da cogeração foram identificados e estão resumidos na tabela a seguir:

Vantagens & Benefícios		
Financeiros	Operacionais	Ambientais
Reduzir o custo primário em até 30%	Melhorar a segurança do suprimento elétrico	Reduzir uso de combustível fóssil
Reduzir despesas com energia em até 20%	Reduzir ou eliminar compras de energia para serviço público	Aumento da eficiência energética
Estabilizar os riscos associados ao rápido aumento dos preços da	Melhorar a segurança do suprimento de calor	Reduzir as emissões de GEE



energia		
Fornecer receitas adicionais potenciais através das vendas da energia em excesso	Eliminar a necessidade de melhorias dispendiosas de interligação elétrica	---
----	Fornecer eletricidade, calor e resfriamento simultâneos	----

Vantagens e benefícios dos sistemas de cogeração

O projeto implementa os equipamentos necessários para a cogeração durante três fases, aumentando a produção de energia, em cada uma. Com base na explicação acima, a lista de equipamentos que serão instalados na atividade de projeto está descrita abaixo:

- **Fase I (2009-2010)**

Instalação da primeira caldeira, turbina e gerador. A usina alcançará uma capacidade total de geração de 48 MW. As características dos equipamentos são as seguintes:

	Característica	Descrição	Unidade
Caldeira	Manufatura	HPB/Sermatec	-
	Marca	HPB	-
	Modelo	VS-500/1	-
	Vapor	250	t/h
	Temperatura do Vapor	540	°C
	Temperatura da Água	120	°C
	Pressão	100	Bar
	Combustível	Bagaço	-
	Eficiência	87	%

	Característica	Descrição	Unidade
Turbina	Manufatura	TGM	-
	Marca	TGM	-
	Modelo	BT 50	-
	Capacidade MW	52,35	MW
	Capacidade KVA	65.437,5	kVA
	r.p.m.	5.440	r.p.m.
	Pressão	15	Bar
	Temperatura de Admissão	530	°C

	Característica	Descrição	Unidade
Gerador	Manufatura	WEG	-
	Marca	WEG	-
	Modelo	SPW 1250	-
	Voltagem	13,8	kV
	Frequência	60	Hz
	r.p.m.	1.800	r.p.m.
	Capacidade MW	48	MW



	Capacidade KVA	60.000	KVA
	Refrigeração	Trocador de Calor a Ar-Água	-

	Característica	Descrição	Unidade
Subestação	Capacidade	2 * 30,000/37,500	kVA
	Voltagem	138	kV

	Característica	Descrição	Unidade
Transformador	Capacidade	30,000/37,500	kVA
	Voltagem	138	kV

- Fase II (2011)

A capacidade de geração expandirá até 96 MW, através da instalação de uma nova caldeira, gerador e turbina, como segue:

	Característica	Descrição	Unidade
Caldeira	Manufatura	HPB/Sermatec	-
	Marca	HPB	-
	Modelo	VS-500/1	-
	Vapor	350	t/h
	Temperatura do Vapor	540	°C
	Temperatura da Água	120	°C
	Pressão	100	Bar
	Combustível	Bagaço	-
	Consumo de Combustível	123.800	Kg/h
	Eficiência	87	%

	Característica	Descrição	Unidade
Turbina	Manufatura	TGM	-
	Marca	TGM	-
	Modelo	BT 50	-
	Capacidade MW	52,35	MW
	Capacidade KVA	65.,437,5	kVA
	r.p.m.	5440	r.p.m.
	Pressão	15	Bar
	Temperatura Admissão	276,67/530	°C/F°

	Característica	Descrição	Unidade
Gerador	Manufatura	WEG	-
	Marca	WEG	-
	Modelo	SPW 1250	-
	Voltagem	13,8 kV	kV
	Frequência	60 Hz	Hz
	r.p.m.	1.800	r.p.m.
	Capacidade MW	48	MW
	Capacidade KVA	60.000	KVA
	Refrigeração	Trocador a Ar/Água	-



Subestação	Característica	Descrição	Unidade
	Capacidade	3 * 30.000/37.500	kVA
	Voltagem	138	kV

Transformador	Característica	Descrição	Unidade
	Capacidade	30.000/37.500	kVA
	Voltagem	138	kV

- **Fase III (2012-2013)**

Instalação da última caldeira, turbina e gerador. A usina alcançará uma capacidade máxima de geração instalada de 128 MW. Entretanto, conforme explicado anteriormente, de acordo com os estudos de engenharia realizados antes da implementação do projeto para discutir a viabilidade do projeto, com o bagaço disponível para queima e as limitações na capacidade das caldeiras de geração de calor, a usina de projeto não alcançará uma capacidade de geração de energia maior do que 114 MW.

As características técnicas dos novos equipamentos são como segue:

Turbina	Característica	Descrição	Unidade
	Manufatura	TGM	-
	Marca	TGM	-
	Modelo	BT 40	-
	Capacidade MW	40	MW
	Capacidade KVA	47.200	kVA
	r.p.m.	6.800	r.p.m.
	Pressão	16	Bar
	Temperatura Admissão	276,67/530	°C/F°

Gerador	Característica	Descrição	Unidade
	Manufatura	WEG	-
	Marca	WEG	-
	Modelo	SPW 1,250	-
	Voltagem	13,8 kV	kV
	Frequência	60 Hz	Hz
	r.p.m.	1.800	r.p.m.
	Capacidade MW	32	MW
	Capacidade KVA	40.000	KVA
Refrigeração	Trocador a ar/água	-	

Subestação	Característica	Descrição	Unidade
	Capacidade	4 * 30.000/37.500	kVA
	Voltagem	138	kV

Transformador	Característica	Descrição	Unidade
	Capacidade	30.000/37.500	kVA
	Voltagem	138	kV



A evolução da capacidade instalada durante os primeiros cinco anos da atividade de projeto, até que a usina alcance a geração máxima, é detalhada na tabela abaixo:

Ano	Capacidade total instalada (MW)
2009	48
2010	48
2011	96
2012	128
2013	128

A.4.4. Montante estimado de reduções de emissão no período de obtenção de crédito escolhido:

O período de obtenção de crédito para o projeto é o período de obtenção de crédito renovável de 7 anos. O montante estimado de reduções de emissão aparece na tabela a seguir. O projeto considerará o método ex-post para cálculo do fator de emissão. Em outras palavras, os participantes do projeto calcularão as reduções de emissão do projeto usando os dados fornecidos pela DNA brasileira (fator de emissão de margem de operação & fator de emissão da margem de construção) quando a verificação for concluída. O fator de emissão é calculado pela DNA brasileira através da "*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade*", versão 01.1

Anos	Estimativa anual de reduções de emissão (tCO ₂)
2010	48.708
2011	55.047
2012	96.035
2013	121.426
2014	121.426
2015	121.426
2016	121.426
Total Estimado de Reduções de Emissões (tCO₂e)	685.494
Número total de anos de obtenção de créditos	7
Média anual do período de obtenção de crédito de reduções estimadas (tCO₂e)	97.928

Reduções estimadas de emissão para o primeiro período de obtenção de crédito

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

Não há financiamento público das partes do Anexo I, envolvidas na atividade de projeto.

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

A metodologia da linha de base aprovada e consolidada ACM0006 - versão 09: “*Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade da malha interligada a partir de resíduos da biomassa*”.

- “*Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade*”; versão 05.2.
- “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade*”; versão 01.1.

B.2. Justificativa da escolha da metodologia e porque esta é aplicável à atividade de projeto:

A atividade de projeto tem o objetivo de instalar uma nova usina de energia por queima de bagaço de cana de açúcar, de forma a gerar energia em um local onde atualmente nenhuma energia é gerada. Portanto, de acordo com a metodologia ACM0006, este é um "Projeto de Energia Greenfield".

O projeto cumpre as condições de aplicabilidade da metodologia:

Nenhum outro tipo de biomassa além dos resíduos de biomassa, conforme definido na Metodologia ACM0006 / versão 09, página 2, é usado na usina do projeto e esses resíduos de biomassa são o combustível predominante na usina do projeto (alguns combustíveis fósseis podem ser queimados em conjunto);

O combustível único usado na usina de projeto é um resíduo de biomassa que consiste do bagaço da cana de açúcar. O bagaço usado na Usina de Co-geração São Fernando é proveniente da produção de álcool e de açúcar realizada na mesma instalação onde o projeto está localizado. Portanto, o projeto usa apenas os resíduos de biomassa como insumo.

Para projetos que usam resíduos de biomassa a partir de um processo de produção (por exemplo, a produção de açúcar ou placas de painel de madeira), a implementação do projeto não resultará em um aumento da capacidade de processamento do insumo bruto (isto é, açúcar, arroz, toras, etc.) ou em outras mudanças substanciais (isto é mudança de produto) neste processo;

A usina de açúcar e de etanol não aumentará a atual capacidade de processamento de cana de açúcar dos mesmos em decorrência do projeto de MDL, mas sim em decorrência do aumento recente da produção e da demanda de açúcar e de etanol. O suprimento de etanol no mercado brasileiro não é suficiente para atender a demanda crescente causada pela introdução de automóveis de combustível flex que rodam com gasolina, etanol ou uma mistura dos dois.



Além disso, é esperado o aumento da cana de açúcar cultivada nas regiões sul do Brasil para a temporada de colheita de dezembro de 2008 na comparação com o ciclo anterior, de acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB), uma fonte pública e confiável do Ministério da Agricultura do Brasil. Nas palavras da CONAB, a produção de cana de açúcar na região Central-Sul em 2008 alcançará 502 milhões de toneladas, o que significa um aumento de 15,34% comparado a 2007¹.

Os resíduos de biomassa usados pela instalação do projeto não devem ser armazenados por mais de um ano.

O percentual do bagaço usado por ano na usina de cogeração é quase a produção total de bagaço por ano na linha de produção de açúcar e álcool. Apenas 7% aproximadamente do montante total de bagaço gerado durante a temporada de colheita é armazenado para reinício da produção na próxima colheita. Em qualquer caso, este bagaço é armazenado a partir do fim da temporada de colheita, em Novembro, até o início da estação de colheita seguinte, em Abril, o que significa menos de um ano.

Nenhuma quantidade significativa de energia, exceto do transporte ou do tratamento mecânico dos resíduos da biomassa, é necessária para preparar os resíduos de biomassa para combustão do combustível, isto é, os projetos que processam os resíduos de biomassa antes da combustão (isto é, esterificação de óleos residuais).

O resíduo da biomassa para combustão de combustível, o bagaço, é o produto de uma operação mecânica depois do recebimento da cana de açúcar e não há transporte de bagaço envolvido neste projeto.

B.3. Descrição das fontes e gases incluídos no limite de escopo do projeto:

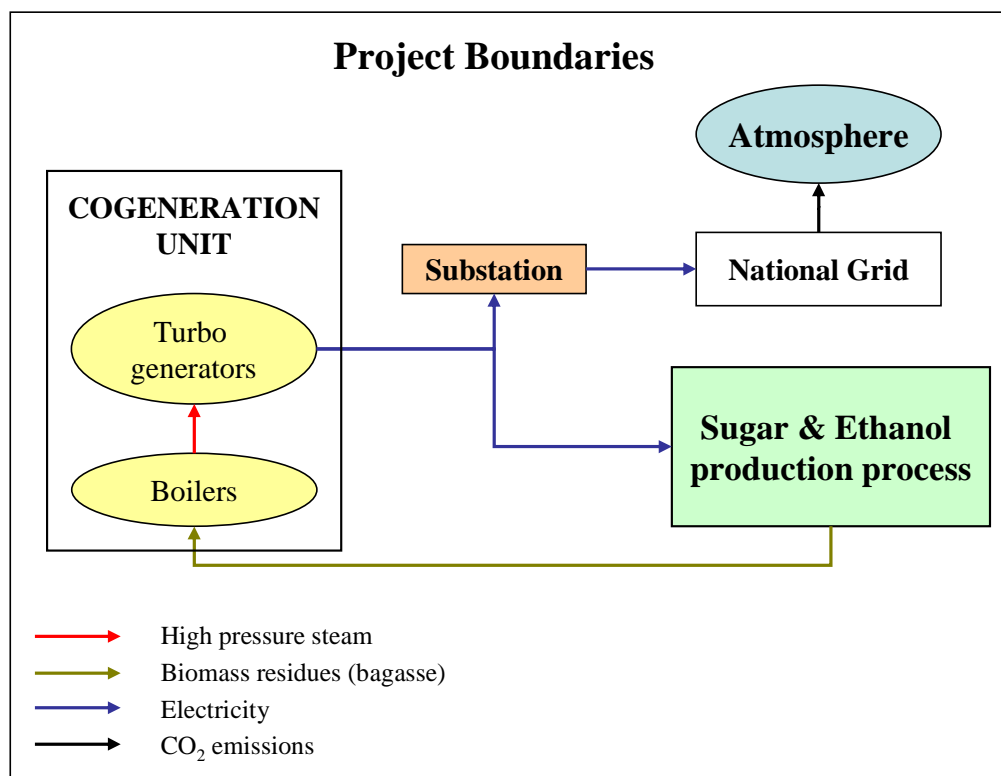
	Fonte	Gás		Justificativa / Explicação
Linha de Base	Geração de eletricidade da malha	CO ₂	Incluído	Principal fonte de emissão.
		CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
	Geração de calor	CO ₂	Excluído	A eficiência termal da usina do projeto é similar em comparação com eficiência termal da usina de referência considerada no cenário de linha de base.
		CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
	Queima descontrolada ou decomposição de resíduos de biomassa excedente	CO ₂	Excluído	Presume-se que as emissões de CO ₂ a partir dos resíduos de biomassa não levam a mudanças de reservatórios de carbono no setor LULUCF.
		CH ₄	Excluído	O cenário aplicável para esta atividade de projeto é B4.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador. Observar também que as emissões da decomposição natural de biomassa não estão incluídas nos estoques de GEE como fontes antropogênicas.

¹ Acompanhamento da Safra Brasileira, Cana de Açúcar, Safra 2008 Terceiro Levantamento Dezembro/2008 www.conab.gov.br/conabweb/download/safra/3cana_de_acucar.pdf



Atividade de Projeto	Consumo de combustível fóssil e eletricidade no local devido à atividade de projeto (fixa ou móvel)	CO ₂	Excluído	Não há consumo de combustível fóssil e eletricidade no local.
		CH ₄	Excluído	Não há consumo de combustível fóssil e eletricidade no local.
		N ₂ O	Excluído	Não há consumo de combustível fóssil e eletricidade no local.
	Transporte externo de resíduos de biomassa	CO ₂	Excluído	Não há transporte externo de resíduos de biomassa.
		CH ₄	Excluído	Não há transporte externo de resíduos de biomassa.
		N ₂ O	Excluído	Não há transporte externo de resíduos de biomassa.
	Combustão de resíduos de biomassa para geração de eletricidade e/ou calor	CO ₂	Excluído	Presume-se que as emissões de CO ₂ da biomassa excedente não levem a mudanças de reservatórios de carbono no setor LULUCF.
		CH ₄	Excluído	As emissões de CH ₄ a partir da queima descontrolada ou decomposição de resíduos de biomassa no cenário de linha de base não estão incluídas.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é presumida como pequena.
	Armazenamento de resíduos de biomassa	CO ₂	Excluído	Presume-se que as emissões de CO ₂ de resíduos de biomassa excedente não levem a mudanças de reservatórios de carbono no setor LULUCF.
		CH ₄	Excluído	Excluído para simplificação. Uma vez que os resíduos de biomassa não são armazenados por mais de um ano, esta fonte de emissão é presumida como pequena.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é presumida como muito pequena.
	Esgoto do tratamento de resíduos de biomassa	CO ₂	Excluído	Presume-se que as emissões de CO ₂ de resíduos de biomassa excedente não levem a mudanças de reservatórios de carbono no setor LULUCF.
		CH ₄	Excluído	Não há tratamento de esgoto (parcialmente) sob condições anaeróbicas.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é presumida como pequena.

O fluxograma a seguir define quais são os limites do projeto:



A unidade de cogeração da atividade de projeto compreende os seguintes equipamentos (cujas características técnicas estão descritas na seção A.4.3 do PDD):

- Duas caldeiras por queima de bagaço.
- Três turbinas.
- Três geradores.

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

A atividade de projeto consiste na instalação de uma nova usina de cogeração por queima de biomassa de cana de açúcar em um local onde nenhuma energia está sendo gerada. A usina de cogeração está localizada na nova usina de cana de açúcar de São Fernando e queimará o bagaço resultante do processamento da cana de açúcar para geração de energia e calor. A usina de projeto alcançará uma capacidade máxima de geração de 128 MW através da instalação de novos equipamentos de cogeração de alta eficiência, a energia gerada será usada para atender as necessidades do processo de processamento de cana de açúcar de São Fernando. O excedente de energia será injetada na malha nacional.

Na ausência da atividade de projeto, os participantes do projeto também teriam construído uma nova unidade de cogeração (a usina de referência) no mesmo local, com queima do mesmo tipo e quantidade de bagaço, mas com uma eficiência de geração de eletricidade que é a prática comum na indústria de



cana de açúcar brasileira. Isto significa que, como é a prática comum do setor, a usina de referência teria uma eficiência menor do que a atividade de projeto e geraria energia apenas para atender os requisitos da usina de processamento de cana de açúcar. Portanto, neste caso não haverá qualquer excedente de geração de energia para exportar para a malha.

De acordo com a metodologia escolhida, a identificação do cenário de linha de base é determinada pela análise das seguintes alternativas:

- Como a demanda de energia seria coberta na ausência da atividade de projeto de MDL.
- O que aconteceria aos resíduos da biomassa na ausência da atividade de projeto.
- No caso de projetos de cogeração: como o calor seria gerado na ausência da atividade de projeto.

Para geração de **energia**, os seguintes cenários foram consideradas como alternativas plausíveis:

Cenário	Descrição	Comentários	Plausível
P1	A atividade de projeto proposta não realizada como um projeto de atividade de MDL.	Este poderia ser considerado um cenário plausível. Entretanto, conforme será mostrado posteriormente na análise de investimento, a atividade de projeto proposta sem os benefícios do MDL não é financeiramente atrativa para os desenvolvedores do projeto. Portanto, este não é um cenário viável.	Não
P2	A continuação de geração de energia em uma usina de energia por queima de resíduo de biomassa existente no local do projeto, com a mesma configuração, sem readaptação e por queima do mesmo tipo de resíduo de biomassa como queimado em conjunto na atividade de projeto.	Este é um Projeto de Energia Greenfield.	Não
P3	A geração de energia em uma usina de energia exclusiva existente, usando apenas combustíveis fósseis.	Este é um Projeto de Energia Greenfield.	Não
P4	A geração de energia na malha.	Na ausência da atividade de projeto, uma usina de referência seria construída com uma tecnologia menos eficiente para geração de energia. A usina de referência queimaria o mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa que a usina de projeto, mas com uma eficiência menor de geração de energia (a qual é prática comum das usinas de energia por queima de bagaço de cana de açúcar no estado do Mato Grosso do Sul). Portanto, a diferença de geração de energia entre a usina de projeto e a usina de referência seria tomada da malha.	Sim
P5	A instalação de uma nova usina de energia	Na ausência da atividade de projeto, uma	Sim



	por queima de resíduo de biomassa, com a queima do mesmo tipo e da mesma quantidade anual de resíduos de biomassa que a atividade de projeto, mas com uma eficiência menor de geração de eletricidade (isto é, uma eficiência que é a prática comum do setor relevante da indústria) do que a usina de projeto e, portanto, com um rendimento de energia menor do que no caso do projeto.	usina de referência seria construída com uma tecnologia de geração de energia menos eficiente. A usina de referência queimaria o mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa que a usina de projeto, mas com uma eficiência menor de geração de energia (a qual é prática comum às usinas de energia por queima de bagaço de cana de açúcar no estado do Mato Grosso do Sul).	
P6	A instalação de uma nova usina de energia por queima de resíduo de biomassa, com a queima do mesmo tipo, mas com uma quantidade anual de resíduos de biomassa maior do que a atividade de projeto e com uma eficiência menor de geração de eletricidade (isto é, uma eficiência que é a prática comum do setor relevante da indústria) do que a atividade de projeto. Portanto, o rendimento de energia é o mesmo que na atividade de projeto.	Na ausência da atividade de projeto, uma usina de referência por queima do mesmo tipo e quantidade de resíduo de biomassa que na usina de projeto seria construída. A quantidade de resíduos de biomassa disponível na atividade de projeto para cogeração é a mesma que no cenário de linha de base, que é a quantidade de bagaço produzida pelo processo de produção do açúcar e do etanol.	Não
P7	A readaptação de uma usina de energia por queima de resíduo de biomassa existente, com a queima do mesmo tipo e a mesma quantidade anual de resíduos de biomassa que na atividade de projeto, mas com uma eficiência menor de geração de eletricidade (isto é, uma eficiência que é a prática comum do setor relevante da indústria) do que a usina de projeto e, portanto, com um rendimento de energia menor do que no caso de projeto.	Este é um Projeto de Energia Greenfield.	Não
P8	A readaptação de uma usina de energia por queima de resíduo de biomassa existente, com a queima do mesmo tipo, mas com uma quantidade anual de resíduos de biomassa maior do que a atividade de projeto e com uma eficiência menor de geração de eletricidade (isto é, uma eficiência que é a prática comum do setor relevante da indústria) do que a atividade de projeto.	Este é um Projeto de Energia Greenfield.	Não
P9	A instalação de uma nova usina de energia exclusiva por queima de combustível fóssil no local do projeto.	O objetivo dos desenvolvedores do projeto é construir uma nova usina de cogeração interligada à malha de forma a atender suas necessidades de calor e energia e obter receitas extras através da venda da energia excedente para a malha. Além disso, a usina por queima de combustível fóssil levaria a maiores emissões. Neste caso, a atividade de projeto	Não



		não receberia os benefícios do MDL, que são necessários para assegurar a viabilidade financeira do projeto.	
P10	A instalação de uma nova usina por queima simples (usando apenas resíduos de biomassa) ou por queima conjunta (usando uma mistura de resíduos de biomassa e combustíveis fósseis) com a mesma capacidade energética que a usina de energia da atividade de projeto, mas com a queima de um tipo e/ou quantidade diferente de combustíveis (resíduos de biomassa e/ou combustíveis fósseis). A Quantidade anual de resíduo de biomassa usada no cenário de linha de base é menor do que a usada na atividade de projeto.	O tipo e quantidade de resíduos de biomassa na linha de base é o mesmo que na atividade de projeto. A usina de cogeração apenas queima resíduos de biomassa procedentes do processo de produção de açúcar e etanol associado à atividade de projeto.	Não
P11	A geração de energia em uma usina de cogeração por queima de combustível fóssil existente com a queima conjunta de resíduos de biomassa no local do projeto.	Não existe atualmente qualquer usina de cogeração no local do projeto.	Não

Para o uso de **biomassa**, os cenários a seguir são alternativas plausíveis:

Cenário	Descrição	Comentários	Plausível
B1	Os resíduos de biomassa são descartados ou deixados para decompor sob condições principalmente aeróbicas. Isto se aplica, por exemplo, ao descarte e à decomposição de resíduos de biomassa em campos.	Uma vez que o uso de bagaço de cana de açúcar como um combustível para a cogeração é uma prática comum na indústria de processamento de cana de açúcar do Brasil, na ausência da atividade de projeto, os mesmos resíduos de biomassa também teriam sido queimados para geração de energia e calor. Além disso, a usina de referência que seria construída na ausência da atividade de projeto queimaria o mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa para cogeração que a usina de projeto.	Não
B2	Os resíduos de biomassa são descartados ou deixados para decompor sob condições claramente anaeróbicas. Isto se aplica, por exemplo, a aterros profundos com mais de 5 metros. Isto não se aplica a resíduos de biomassa que são estocados em pilhas ou deixados para decompor em campos.	Uma vez que o uso de bagaço de cana de açúcar como um combustível para cogeração é uma prática comum na indústria brasileira de processamento de cana de açúcar, na ausência da atividade de projeto, os mesmos resíduos de biomassa também teriam sido queimados para geração de energia e calor. Além disso, a usina de referência que seria construída na ausência da atividade de projeto queimaria o mesmo tipo e	Não



		quantidade de resíduos de biomassa para a cogeração que a usina de projeto.	
B3	Os resíduos de biomassa são queimados de uma forma descontrolada sem utilização dos mesmos para fins energéticos.	Uma vez que o uso de bagaço de cana de açúcar como um combustível para cogeração é uma prática comum na indústria brasileira de processamento de cana de açúcar, na ausência da atividade de projeto, os mesmos resíduos de biomassa também teriam sido queimados para geração de energia e calor. Além disso, a usina de referência que seria construída na ausência da atividade de projeto queimaria o mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa para a cogeração que a usina de projeto.	Não
B4	Os resíduos de biomassa são usados para a geração de calor e/ou eletricidade no local do projeto.	A usina de referência que seria construída na ausência da atividade de projeto queimaria o mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa para a cogeração que a usina de projeto.	Sim
B5	Os resíduos de biomassa são usados para geração de energia, incluindo cogeração em outras usinas de energia interligadas à malha existentes ou novas.	A usina de referência que seria construída na ausência da atividade de projeto queimaria o mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa que a usina de projeto.	Não
B6	Os resíduos de biomassa são usados para geração de calor em outras caldeiras existentes ou novas em outros locais.	A usina de referência que seria construída na ausência da atividade de projeto queimaria o mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa para a cogeração que a usina de projeto.	Não
B7	Os resíduos de biomassa são usados para outros fins energéticos, tais como a geração de biocombustíveis.	Uma vez que o uso de bagaço de cana de açúcar como um combustível para cogeração é uma prática comum na indústria brasileira de processamento de cana de açúcar, na ausência da atividade de projeto, os mesmos resíduos de biomassa também teriam sido queimados para geração de energia e calor. Além disso, a usina de referência que seria construída na ausência da atividade de projeto queimaria o mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa para a cogeração que a usina de projeto.	Não
B8	Os resíduos de biomassa são usados para fins não energéticos, isto é, como fertilizantes ou como matéria prima em processos (isto é, na indústria de polpa e papel).	Uma vez que o uso de bagaço de cana de açúcar como um combustível para cogeração é uma prática comum na indústria brasileira de processamento de cana de açúcar, na ausência da atividade de projeto, os mesmos resíduos de biomassa também teriam sido queimados para geração de energia e calor. Além disso, a usina de referência que seria construída na ausência da atividade de	Não



		projeto queimaria o mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa para a cogeração que a usina de projeto.	
--	--	--	--

Para geração de **calor**, os cenários a seguir foram considerados como alternativas plausíveis:

Cenário	Descrição	Comentários	Plausível
H1	A atividade de projeto proposta não realizada como um projeto de atividade de MDL.	Este poderia ser considerado um cenário plausível. Entretanto, conforme será mostrado posteriormente na análise de investimento, a atividade de projeto proposta sem os benefícios do MDL não é financeiramente atrativa para os desenvolvedores do projeto. Portanto, este não é um cenário viável.	Não
H2	A atividade de projeto proposta (instalação de uma usina de energia de cogeração), com queima do mesmo tipo de resíduos de biomassa, mas com uma eficiência diferente de geração de calor (isto é, uma eficiência que é prática comum no setor relevante de indústria).	Na ausência da atividade de projeto, o calor seria gerado pela usina de referência que usaria o mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa. No caso da usina de referência, a eficiência de geração de calor seria a que é prática comum em usinas com queima de bagaço de cana de açúcar do estado de Mato Grosso do Sul.	Sim
H3	A geração de calor em uma usina de cogeração exclusiva existente, usando apenas combustíveis fósseis.	Este é um Projeto de Energia Greenfield.	Não
H4	A geração de calor em caldeiras usando o mesmo tipo de resíduos de biomassa.	Na ausência da atividade de projeto, o mesmo calor seria gerado pela usina de referência, que usaria o mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa. Uma vez que o objetivo principal dos desenvolvedores do projeto é gerar energia e calor de forma a atender as necessidades do processo de produção de açúcar e etanol dos mesmos, usar o bagaço comprado apenas para geração de calor em caldeiras não é uma alternativa atrativa para eles.	Não
H5	A continuidade de geração de energia em uma usina de cogeração por queima de resíduo de biomassa existente no local do projeto, com a mesma configuração, sem readaptação e com a queima do mesmo tipo de resíduos de biomassa que na atividade de projeto	Este é um Projeto de Energia Greenfield.	Não
H6	A geração de calor em caldeiras usando combustíveis fósseis.	Uma vez que a mesma quantidade de bagaço de cana de açúcar queimada na atividade de projeto para geração de energia e calor	Não



		<p>ficaria disponível no cenário de linha de base, na ausência da atividade de projeto, o mesmo calor seria gerado pela usina de referência, usando o mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa.</p> <p>Uma vez que o objetivo principal dos desenvolvedores do projeto é gerar energia e calor de forma a atender as necessidades do processo de produção de açúcar e etano dos mesmos, usar o bagaço comprado apenas para geração de calor nas caldeiras não é uma alternativa atrativa para eles.</p>	
H7	O uso de calor de fontes externas, tais como calor do distrito.	Não há fontes externas de calor no local do projeto.	Não
H8	Outras tecnologias de geração de calor (isto é, bombas de calor ou energia solar).	Não há outras tecnologias de geração de calor sendo atualmente adotadas pelo setor no Brasil.	Não
H9	A instalação de uma nova usina por queima simples (usando apenas resíduos de biomassa) ou por queima conjunta (usando uma mistura de resíduos de biomassa e combustíveis fósseis) com a mesma capacidade energética nominal que a usina de energia da atividade de projeto, mas com a queima de um tipo e/ou quantidade diferente de combustíveis (resíduos de biomassa e/ou combustíveis fósseis). A quantidade anual de resíduo de biomassa usada no cenário de linha de base é menor do que a usada na atividade de projeto.	O objetivo dos desenvolvedores do projeto é construir uma usina de cogeração apenas com a queima do bagaço de cana de açúcar disponível, procedente do processo de produção de cana de açúcar e etanol associado à atividade de projeto. O uso de um outro tipo de resíduo de biomassa não é uma opção conveniente para os desenvolvedores do projeto.	Não
H10	A geração de energia em uma usina de cogeração existente por queima de combustível fóssil com queima conjunta de resíduos de biomassa, no local do projeto.	Não há qualquer usina de cogeração atualmente existente no local do projeto.	Não

Portanto, as alternativas disponíveis para o cenário de linha de base são:

- Para geração de energia: P4 em conjunto com P5.
- Para o uso de resíduos de biomassa: B4.
- Para geração de calor: H2.

A metodologia ACM0006 – versão 09, descreve seu cenário #4 como segue:

*A atividade de projeto envolve a instalação de uma **nova usina de energia por queima de resíduo de biomassa** em um local onde nenhuma energia foi gerada antes da implementação da atividade de projeto. Na ausência da atividade de projeto, uma nova usina de energia por queima de resíduo de biomassa (doravante referida como "**usina de referência**") seria instalada no mesmo local ao invés da*



*atividade de projeto e com a mesma capacidade termal de queima, mas com uma **eficiência menor de geração de eletricidade** que a usina de projeto (isto é, usando uma caldeira de baixa pressão ao invés de uma caldeira de alta pressão). **O mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa que na usina de projeto seriam usados na usina de referência (B4).** Conseqüentemente, a potência gerada pela usina de projeto seria, na ausência da atividade de projeto, gerada (a) na usina de referência (P5) e – uma vez que a geração de energia é maior na usina de projeto do que na usina de referência – (b) parcialmente nas usinas de energia na malha (P4). No caso de projetos de cogeração, as seguintes condições são aplicáveis: A usina de referência seria também uma usina de cogeração; **o calor gerado pela usina de projeto, na ausência da atividade de projeto, seria gerado na usina de referência (H2).***

Este parágrafo concorda completamente com a descrição da atividade de projeto, portanto o caso #4 foi escolhido como o cenário apropriado de linha de base.

B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de GEE por fontes são reduzidas abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrado (avaliação e demonstração de adicionalidade):

Consciência do processo de MDL

Desde o começo da atividade de projeto, os desenvolvedores de projeto conheciam a possibilidade de incluir os benefícios do MDL como parte do projeto de cogeração São Fernando e eles levaram em conta o estudo da viabilidade econômica do projeto. Uma clara evidência desta consideração prévia é a referência ao mecanismo MDL incluído nas atas da reunião de Diretoria do Grupo Bertin em setembro de 2007, onde foi resolvido que a sociedade buscaria consultores para realizar o desenvolvimento do MDL.

O Grupo Bertin criou um Departamento de MDL de forma a estudar as diferentes possibilidades de incluir seus investimentos no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Este departamento já estudou a consideração de MDL do projeto São Fernando no começo de 2007. Nas atas da reunião do Departamento de MDL de Bertin em janeiro de 2007 eles discutiram as diferentes possibilidades de projetos de MDL nos investimentos da sociedade. O projeto São Fernando é uma dessas possibilidades.

O Grupo Bertin tem também a cópia de diferentes ofertas de Zeroemissions Technologies (Consultor do PDD) em que a sociedade oferece seus serviços de consultoria para o desenvolvimento do projeto de MDL para a Usina de Cogeração São Fernando. Essas três ofertas são datadas respectivamente de outubro de 2007, março de 2008 e agosto de 2008.

As evidências sobre a prévia consideração do projeto de MDL serão mostradas às DOE durante a validação.

Além disso, conforme explicado no começo deste PDD, o Grupo Bertin já desenvolveu dois projetos de MDL em 2005, referidos como substituição de fontes de energia em abatedouros e curtumes e um projeto a mais em 2007 sobre geração de energia limpa em uma pequena usina de energia hídrica. Esta evidência ajuda a demonstrar que os desenvolvedores de projeto consideraram anteriormente o MDL para o projeto de cogeração São Fernando e para qualquer outro projeto deste tipo que eles poderiam realizar.



Redução de GEE abaixo da que teria ocorrido na ausência do Projeto

Em palavras da metodologia ACM0006 versão 09, os participantes do projeto identificarão o cenário de linha de base mais plausível e demonstrarão a adicionalidade usando a versão aprovada mais recente da “*Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e para demonstrar a adicionalidade*” (versão 02.2). Entretanto, conforme descrito na última versão desta ferramenta, em casos onde um ou mais cenários alternativos à atividade de projeto proposta não forem opções disponíveis para os participantes do projeto, um procedimento diferente seria necessário para demonstrar a adicionalidade e identificar o cenário de linha de base. Tais casos poderiam incluir projetos de energia de malha interligada (onde uma alternativa poderia ser a eletricidade produzida por outras instalações que não estão sob o controle de participantes do projeto). Em tais casos, os cenários de linha de base poderiam ser preferencialmente complexos (tais como o cenário de margem combinada em ACM0002). A Junta de Metodologia está considerando se a expansão desta ferramenta para cobrir todos os casos seria apropriada. Enquanto isso, as metodologias que normalmente envolvem alternativas que não estão sob o controle de participantes de projeto podem continuar a usar, se desejado, a ferramenta de adicionalidade (fornece benchmark e outras ferramentas), e fornecer seus próprios métodos para desenvolver e/ou avaliar o cenário de linha de base.

Como isto será discutido mais tarde, um dos cenários alternativos à atividade de projeto é a construção de uma nova unidade de cogeração com equipamentos menos eficientes. Esta usina, com a mesma capacidade instalada, queimaria o mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa que a usina de projeto, mas com uma geração menor de energia. Neste caso, a diferença de energia gerada pela usina de projeto e a energia gerada pela usina menos eficiente seria gerada por outras instalações que estão atualmente interligadas a malha e não estão sobre o controle dos participantes do projeto. Neste cenário possível e viável e de acordo com a versão mais recente aprovada da Ferramenta Combinada, os participantes do projeto podem usar a “*Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade*”².

Consequentemente, neste caso, a adicionalidade foi determinada usando a “*Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade*”; versão 05.2.

PASSO 1: Identificação de alternativas da atividade de projeto, em conformidade às leis e regulamentos existentes

Subpasso 1a: Define alternativas à atividade de projeto

² A Diretoria do MDL em sua 47ª reunião (parágrafo 23 da ata da reunião) pediu o desvio do uso de ferramenta combinada prescrita pela metodologia e solicitou que a Junta de Metodologia revisse a possibilidade de permitir o uso de ferramenta de adicionalidade, no lugar da ferramenta combinada.

A Junta de Metodologia em sua 39ª reunião recomendou a Diretoria que aprovasse a revisão da ferramenta combinada no contexto da revisão geral de ACM0006. De acordo com a Junta de Metodologia, o uso da ferramenta combinada está atualmente restrito a situações em que todos os cenários de linha de base alternativos para a atividade de projeto proposta são opções disponíveis aos participantes do projeto.



Os cenários alternativos a seguir são alternativas disponíveis para a atividade de projeto:

- A atividade de projeto não empreendida como uma atividade de projeto de MDL.
- A construção de uma usina de cogeração, com queima do mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa, mas com uma eficiência de geração de energia que é prática comum no setor. Isto significa a instalação de caldeiras e turbinas menos eficientes. Esta usina não teria capacidade suficiente para gerar energia para cobrir suas próprias necessidades e importaria uma parte de energia da malha. Como dito antes, neste caso, a diferença entre a energia gerada pela usina de projeto e a usina menos eficiente seria gerada por outras instalações que estão interligadas a malha e que não estão sob o controle dos participantes de projeto.

Subpasso 1b: Conformidade às leis e regulamentos obrigatórios

Considerando os cenários alternativos identificados, a conformidade às leis e regulamentos foi analisada com base nas exigências e requisitos estabelecidos pela Secretária de Meio Ambiente do Estado do Mato Grosso do Sul (SEMACE) e a Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A Secretaria do Meio-Ambiente do Estado do Mato Grosso do Sul (SEMACE) é responsável pela análise de qualquer possível impacto ambiental em decorrência do desenvolvimento normal da atividade de projeto. As licenças exigidas pelo regulamento ambiental brasileiro são:

- Licença Prévia, LP
- Licença de Instalação, LI
- Licença de Operação, LO

São Fernando tem todas as licenças requeridas, conforme detalhado abaixo:

- Licenças Prévia número 20/2009 (para a linha de transmissão) e 27/2009 (para a subestação).
- Licença de Instalação número 129/2008.
- Licenças de Operação número de protocolo 256/2009 (para a unidade de cogeração), 285/2009 (para a subestação) e 288/2009 (para a linha de transmissão).

A usina de cogeração tem sua autorização e registro na Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para operar como um produtor de energia independente. Portanto, a atividade de projeto cumpre todas as leis e regulamentos obrigatórios do estado do Mato Grosso do Sul.

Como detalhado anteriormente, os dois cenários disponíveis para a atividade de projeto são como segue:

1. A atividade de projeto não empreendida como um projeto de MDL.

Uma vez que os participantes do projeto já obtiveram todas as licenças necessárias para a instalação e operação da usina de projeto, a instalação da mesma usina de projeto, com as mesmas características, mas sem considerar as receitas de MDL, seriam também consistentes com as leis e regulamentos atualmente aplicáveis no Brasil.



2. A instalação de uma nova usina de cogeração menos eficiente do que a usina de projeto, de acordo com o cenário #4 da metodologia ACM0006.

Neste caso, uma nova usina de energia por queima de resíduo de biomassa (a usina de referência) seria instalada ao invés da atividade de projeto no mesmo local e com a mesma capacidade de queima termal, mas com uma menor eficiência de geração de eletricidade do que a usina de projeto. O mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa que na usina de projeto seriam usados na usina de referência.

Portanto, uma vez que a usina de referência estaria localizada no mesmo local que a usina de projeto, com as mesmas características, mas uma eficiência que é prática comum no estado do Mato Grosso do Sul, nenhuma lei ou regulamento obrigatório impediria a construção desta usina de referência.

PASSO 2: Análise de Investimentos

Subpasso 2a: Determinar o método de análise apropriado

Como a atividade de projeto gera benefícios financeiros ou econômicos além das receitas de MDL, de acordo com a “*Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade*” há dois possíveis métodos de análise de investimento a escolher: análise de comparação de investimento (opção II) e análise do benchmark (opção III).

Neste caso, a análise do benchmark foi a considerada como o método de análise de investimento para a atividade de projeto.

Subpasso 2b: Opção III. Análise de Benchmark

Uma análise de benchmark foi considerada como uma opção adequada para este projeto, e a Taxa Interna de Retorno (IRR) foi considerada como o melhor indicador financeiro.

Como será explicado posteriormente, a primeira ação real da atividade de projeto foi a compra da turbina em 12/11/2007. Portanto, a análise de investimento foi também feita em tal período e o Grupo Bertin usou seu próprio Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) para decidir sobre a realização do projeto. O cálculo deste benchmark tem como base as fontes de dados disponíveis publicamente.

De acordo com a análise de benchmark, se a IRR do projeto sem as receitas de MDL for menor do que o WACC, a atividade de projeto não é um investimento interessante para os participantes do projeto.

Subpasso 2c: Cálculo e comparação de indicadores financeiros

De maneira a seguir a correta cronologia do PDD, os participantes do projeto usarão como benchmark o WACC interno da sociedade em 2007, que é a taxa mínima de retorno esperada pelo Grupo Bertin para seu investimento durante este período.



A IRR do projeto (com e sem os benefícios do MDL) foi comparada ao WACC da sociedade. No momento da decisão do investimento, que é 2007, o benchmark do Grupo Bertin para este tipo de investimento era 15,82%.

Em relação à IRR da atividade de projeto e de acordo com a “*Orientação sobre a Avaliação da Análise de Investimento*”, incluído como um anexo da “*Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar a adicionalidade*”, a análise de investimento foi realizada de forma a refletir o período de operação esperado da atividade de projeto. Assim, foi considerado um período de 20 anos, que é, nas palavras do fabricante, a vida útil técnica esperada da primeira caldeira para operação em perfeitas condições.

Nas palavras da “*Orientação sobre a Avaliação da Análise de Investimento*”, valores de entrada usados em todas as análises de investimento devem ser válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento tomada pelo participante do projeto. O Uso de análise de investimento para demonstrar a adicionalidade tem o objetivo de determinar se ou não um investidor razoável decidiria ou não proceder com uma certa atividade de projeto sem os benefícios do MDL. Esta decisão, portanto, será baseada na informação relevante disponível no momento da decisão de informação e não na informação disponível em um momento anterior ou posterior.

Portanto, uma vez que a análise financeira foi realizada em 2007 quando a decisão de investimento foi tomada, as estimativas de excedente de energia disponível para venda considerada na análise financeira correspondiam a cálculos mais otimistas tomados do estudo de engenharia que os proprietários do projeto solicitaram antes da implementação do projeto para garantir a viabilidade técnica do projeto. Este relatório foi realizado por uma sociedade brasileira de engenharia com 15 anos de experiência reconhecida no setor de processamento de cana de açúcar. De acordo com o relatório de engenharia, a usina de cana de açúcar alcançaria sua produção máxima de cana de açúcar (4.000.000 toneladas e 50.150 hectares) em 2007.

As estimativas de produção de cana de açúcar e geração de energia a partir do relatório de engenharia usado para discutir a viabilidade do projeto no momento da decisão de investimento serão mostradas às DOE durante o período de validação.

O fluxo de caixa do Projeto de Cogeração de Biomassa São Fernando mostra que a IRR para o desenvolvimento da atividade de projeto, com e sem receitas de CER, é o seguinte:

	IRR
Com receitas de CER	14,15 %
Sem receitas de CER	10,63 %

O resultado da análise financeira mostra que a IRR da atividade de projeto sem as receitas de CER é muito menor do que o benchmark da sociedade. Portanto, como uma conclusão desta análise financeira, podemos afirmar que o projeto sem os incentivos de MDL não é atrativo para a sociedade como um investimento financeiro. A inclusão das receitas de CER aumentar o retorno do projeto, compensando assim os riscos que os participantes do projeto assumem com a atividade do projeto. Além disso, as receitas de CER pressupõe um benefício adicional para os proprietários do projeto, uma vez que elas são geradas em moedas mais fortes (Euro ou Dólar Americano) do que a moeda local.



O cálculo do WACC da sociedade e a planilha completa detalhada do fluxo de caixa serão apresentados às DOE durante o processo de validação.

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade (apenas aplicável às Opções II e III)

De acordo com a “*Orientação sobre a Avaliação de Análise de Investimento*”, o objetivo último da análise de sensibilidade é determinar a probabilidade da ocorrência de um cenário, exceto o cenário apresentado, de forma a fornecer uma análise cruzada sobre a adequação das suposições usadas no desenvolvimento da análise de investimento. Portanto, os parâmetros e a variação de flutuação da análise de sensibilidade devem ser escolhidos considerando situações realísticas.

Embora o preço da eletricidade seja um parâmetro significativo da análise de investimento, este não pode ser considerado como parâmetro de provável flutuação uma vez que a sociedade já assinou um Contrato de Compra de Energia (PPA) de 15 anos com início em 2010, com um preço fixo de 156 R\$/MWh. O PPA da usina São Fernando foi assinado com o Governo Brasileiro, através de uma licitação pública de energia em agosto de 2008, portanto, não há possibilidade de variação do preço da eletricidade para os pr 15 anos seguintes. Qualquer cenário financeiro alternativo considerando a flutuação do preço da energia não seria realista.

Portanto, a análise de sensibilidade foi feita pela alteração dos parâmetros que são considerados como prováveis de flutuar com o tempo. Esses são alguns deles:

- Investimentos em Imobilizado.
- Despesas de Operação (Custo Variável).
- Despesas Gerais & Administrativas.
- Energia produzida

Conforme as recomendações da “*Orientação sobre a Avaliação de Análise de Investimento*”, como um ponto geral de partida, as variações na análise de sensibilidade devem cobrir pelo menos uma variação de $\pm 10\%$, a menos que isto não seja considerado apropriado no contexto das circunstâncias específicas do projeto.

Portanto, a análise de sensibilidade foi realizada alterando cada parâmetro em uma variação realisticamente provável de acontecer, e avaliando o impacto na IRR do projeto (sem as receitas de CER). Os resultados são mostrados na tabela abaixo.

PARÂMETRO	VARIAÇÃO	IRR
Investimentos no Imobilizado	-10%	12,20 %
	0	10,63 %
	+10%	9,24 %
Despesas de Operação	-10%	10,26 %
	0	10,63 %
	+10%	11,00 %
Despesas Gerais & Administrativas	-10%	10,86 %
	0	10,63 %



	+10%	10,40 %
	-10%	8,27 %
Energia Produzida	0	10,63 %
	+10%	12,79 %

Como podemos observar, a IRR da atividade de projeto sem o registro como projeto de MDL é abaixo do benchmark considerado, mesmo considerando uma variação hipotética positiva ou negativa dos parâmetros principais dentro da variação provável de acontecer.

O resultado da análise de sensibilidade torna evidente que a atividade de projeto por si própria (sem as receitas de MDL) não é financeiramente atrativa para o investidor. Portanto, o cenário de linha de base mais plausível para a atividade de projeto é dada pelo cenário #4 da metodologia.

PASSO 3: Análise de barreira

Subpasso 3a: Identifica barreiras que impediriam a implementação de cenários alternativos

Depois da análise de sensibilidade foi concluído que a atividade de projeto de MDL proposta é improvável de ser financeiramente / economicamente atrativa para os proprietários do projeto. Portanto, de acordo com as recomendações da "*Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade*", o Passo 3 do procedimento (análise de barreira) será omitido.

PASSO 4: Análise de práticas comuns

Subpasso 4a: Analisar outras atividades similares à atividade de projeto proposta

Até julho de 1999, as exportações de energia de usinas para a malha não eram legalmente possíveis no Brasil e até 2000 elas eram inexistentes, portanto, a indústria desenvolveu unidades de baixa pressão, baixa eficiência de 2-100 MWe para suprimento próprio apenas para assegurar que o bagaço em excesso não se acumulasse e se tornasse um problema de eliminação. Quase todas as usinas de cana de açúcar e destilarias de álcool no Brasil empregavam pequenos sistemas de turbina a vapor por queima de bagaço para fornecer apenas o vapor e eletricidade suficientes para atender as necessidades da usina no local. A maior parte dessas unidades data de aproximadamente 20 anos atrás. Portanto, em decorrência desta situação, embora a maior parte das fabricas de açúcar e etanol no Brasil consuma atualmente os próprios resíduos de biomassa, elas fazem isso de uma maneira ineficiente, usando caldeiras e turbogeradores de baixa eficiência. Assim, não há normalmente qualquer eletricidade excedente para vender. As primeiras companhias de etanol e açúcar a entrar efetivamente no mercado de eletricidade não faziam isto até os últimos anos.

De acordo com a Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) do Brasil, a geração de eletricidade a partir do bagaço da cana de açúcar representa apenas 3,53%³ da capacidade total instalada de geração de eletricidade no Brasil, o que significa aproximadamente 3.956 MW de 111.870.881 MW. Pesquisas

³ Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp



recentes da Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) mostraram que com equipamentos modernos a indústria de cana de açúcar teria uma capacidade potencial de geração de até 15.000 MW⁴. Isto significa que em torno de 11.000 MW da cogeração de bagaço estão sendo desperdiçados pelo uso de equipamentos ineficientes.

Apesar do percentual da capacidade total instalada que a geração de energia a partir do bagaço representa, a quantidade efetiva de energia exportada a partir de unidades de cogeração por queima de bagaço para a malha nacional (o Sistema Interligado Nacional, SIN) é quase desprezível. De acordo com o Operador Nacional do Sistema (ONS), a entidade responsável pelo controle e coordenação da operação das unidades de geração e transmissão de energia que são interligadas ao SIN, em 2008 apenas 178,1 GWh foram injetados na malha a partir das usinas de energia por queima de biomassa (não apenas bagaço queimado, mas a biomassa total queimada para geração de energia), o que significa 0,04% da geração de energia total da malha nacional (448.802 GWh em 2008). Nos anos anteriores, este percentual foi ainda menor, apenas 0,01% em 2007 e 0,006% em 2006⁵.

Em relação à geração termelétrica na malha nacional por tipo de combustível, em palavras do ONS, em 2008 apenas 0,35% foi a partir da biomassa (48,2% a partir do gás, 12,3% a partir do carvão e 27,4% energia nuclear). Esses dados em sua totalidade tornam claro que, embora a geração de energia a partir do bagaço seja uma prática comum na indústria de cana de açúcar, esta não é uma prática comum de forma alguma para exportar energia a partir de instalações de cana de açúcar para a malha brasileira.

De acordo com o Ministério de Minas e Energia do Brasil, a geração de energia por queima de bagaço está atualmente voltada para atender as necessidades de energia das usinas de processamento de cana de açúcar, pelo uso de unidades termais de baixa eficiência. A tecnologia comumente usada consiste de ciclos de contrapressão com caldeiras⁶ de baixa pressão e baixa eficiência.

Em palavras da ANEEL, a hidroeletricidade responde por aproximadamente 70% da capacidade instalada brasileira na geração de eletricidade. Como dito anteriormente, o novo Plano Energético de 10 anos de 2008-17 do Governo Brasileiro para evitar a dependência de água na geração de eletricidade aposta em um uso crescente de combustíveis fósseis. O plano criado pelo Ministério de Minas e Energia visa a construção de 68 novas estações de energia com queima de carvão, gás, diesel e óleo até 2017, acrescentadas às 77 usinas com base em combustível fóssil em operação. O Plano Energético Governamental até 2030 segue os mesmos passos do plano de 10 anos, e prevê o aumento da geração de energia por queima de combustível fóssil dos atuais 8% da energia total nacional até 18%⁷.

Conforme será detalhado posteriormente, de acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB), o uso de bagaço para geração de energia é quase limitado à indústria de processamento de

⁴ Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB). www.conab.gov.br/conabweb/index.php?PAG=73&NSN=605

⁵ Fonte: Operador Nacional do Sistema, ONS. www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2008/index.swf

⁶ Fonte: Ministério de Minas e Energia. Matriz Nacional de Energia 2030. www.mme.gov.br/spe/galerias/arquivos/Publicacoes/matriz_energetica_nacional_2030/MatrizEnergeticaNacional2030.pdf

⁷ Ministério de Minas e Energia. www.mme.gov.br/mme/menu/todas_publicacoes.html



cana de açúcar. As companhias de açúcar e etanol consomem para cogeração quase todo seu bagaço disponível (mais de 89%). Em termos de eficiência de geração de energia, a média de geração de energia por tonelada de bagaço consumido dificilmente ultrapassa 100 KWh/ton. Esta eficiência é ainda menor no estado do Mato Grosso do Sul⁸.

Conforme mostrado em todas essas referências e dados, é evidente que o bagaço da cana de açúcar, usado como uma fonte de energia, não é (e não será no médio prazo) expressivo para a malha nacional. Efetivamente, o Plano Nacional de Agroenergia de 2006-2011⁹, desenvolvido pelo Ministério da Agricultura, prevê para 2020 uma participação decrescente da cogeração por bagaço de cana de açúcar na composição da malha nacional e um aumento da geração por gás.

Portanto, a geração de eletricidade de alta eficiência proposta a partir do bagaço de cana não será considerada como uma prática comum no Brasil.

Subpasso 4b: Discutir quaisquer Opções similares que estiverem ocorrendo

Como dito anteriormente, quase todas as usinas de açúcar e etanol no Brasil geram eletricidade a partir de seu próprio bagaço para consumo próprio. Há atualmente 413 unidades de cana de açúcar registradas no Brasil¹⁰ e 270 destas geram eletricidade de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Mas nas palavras de João Sampaio, Secretário de Agricultura de São Paulo, apenas algumas delas, em torno de 10%, exportam eletricidade para a malha¹¹. Isto significa que apenas aproximadamente 41 unidades geram energia extra e exportam a mesma para a malha. Há 26 projetos brasileiros similares registrados nas vias de MDL e 33 mais em validação. Portanto, os projetos de cogeração por bagaço de cana de açúcar no Brasil sem MDL não são uma prática comum.

O Plano de Agroenergia de 2006-2011, desenvolvido pelo Ministério de Agricultura¹², prevê um grande aumento da indústria de cana de açúcar brasileira nos próximos anos. De acordo com este relatório, em 2020 a indústria poderia alcançar uma cogeração potencial entre 16 e 21 GW por ano. Entretanto, o potencial economicamente viável é menor do que 65% desta previsão, e está concentrado em umas poucas usinas. Devido à atual política de investimentos das companhias de cana de açúcar, que normalmente adotam soluções de baixa eficiência tecnológica, a cogeração potencial da indústria alcançará em 2010 apenas em torno de 0,5 e 2 GW. Considerando a expansão da produção de cana de açúcar, se soluções mais avançadas tecnologicamente forem implementadas no setor, a cogeração economicamente viável poderia alcançar até 3,8 GW em 2010.

⁸ Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) – Perfil do Setor do Açúcar e do Alcool no Brasil, abril 2008
www.conab.gov.br/conabweb/download/safra/perfil.pdf

⁹ Ministério de Agricultura. Plano Nacional de Agroenergia 2006-2011.
www.agricultura.gov.br/portal/page?_pageid=33,2864458&_dad=portal&_schema=portal

¹⁰ Ministério de Agricultura.
www.agricultura.gov.br/pls/portal/docs/PAGE/MAPA/SERVICOS/USINAS_DESTILARIAS/USINAS_CADASTRADAS/UPS_15-05-2009_0.PDF

¹¹ Revista Valor Econômico. 208.96.41.18/valoreconomico/home.aspx?pub=4&edicao=1

¹² Ministério de Agricultura. Plano Nacional de Agroenergia 2006-2011.
www.agricultura.gov.br/portal/page?_pageid=33,2864458&_dad=portal&_schema=portal



De acordo com um relatório¹³ setorial recente da CONAB em cooperação com o Ministério de Agricultura, nenhuma usina de produção de açúcar e de álcool no estado de Mato Grosso do Sul exporta atualmente eletricidade para a malha nacional.

Em termos de eficiência, a tabela abaixo mostra como o bagaço de cana de açúcar é usado em cada estado das áreas do sul e central do Brasil.

	Produção de Cana (mil toneladas)	% de bagaço Usado para cogeração	Geração de Eletricidade por ton de bagaço (kw/t)	Geração de Eletricidade por ton de cana moída (kw/t)
São Paulo	78.979	90,8%	91,3	23,04
Paraná	10.774	92,2%	121,5	27,77
Minas Gerais	10.090	76,7%	155,6	31,01
Mato Grosso do Sul	4.293	76,7%	69,4	14,90
Goiás	6.429	89,8%	124,4	32,68
Mato Grosso	4.395	79,8%	89,6	20,53
Rio de Janeiro	742	90,5%	81,9	21,37
Espírito Santo	1.132	99,5%	78,7	22,70
Total Áreas Central -Sul	116.834	88,84%	99,9	24,35

Uso de bagaço- Fonte: CONAB, abril de 2008. www.conab.gov.br/conabweb/download/safra/perfil.pdf

Conforme mostrado na tabela, as usinas de açúcar e etanol no Mato Grosso do Sul têm a mais baixa eficiência em geração de eletricidade (69,4 KWh por ton de bagaço consumido, o que significa 2,68% de eficiência considerando o NVC do bagaço usado na usina de projeto). Em outros estados como Minas Gerais, o mais eficiente, as usinas de cana de açúcar geram eletricidade por tonelada de bagaço em média mais do que duas vezes a do Mato Grosso do Sul. Elas têm também o percentual mais baixo de bagaço usado para cogeração, o que significa que essas usinas dificilmente geram eletricidade para o próprio consumo e elas fazem isso de uma forma muito ineficiente. Portanto, esses dados tornam evidente que o uso de equipamento de alta eficiência para geração de eletricidade a partir do bagaço de cana de açúcar não é uma prática comum no estado.

Por outro lado, de acordo com os dados dos participantes do projeto, quando São Fernando alcançar sua máxima capacidade de geração, a usina gerará em torno de 468 KWh por ton de bagaço consumido, o que significa 18,07% de eficiência. Isto significa que, graças aos equipamentos mais eficientes instalados na unidade de cogeração, a usina gerará com o mesmo consumo de bagaço mais do que seis vezes a energia gerada pelas usinas atualmente existentes no Mato Grosso do Sul.

Além disso, todo o bagaço gerado no processo de produção de cana de São Fernando será usado para geração de energia.

Em conclusão, podemos afirmar que a geração de eletricidade para exportar para a malha não é uma prática comum na indústria de cana de açúcar do Brasil, porém ainda menos comum no estado do Mato Grosso do Sul.

¹³ Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) – Perfil do Setor do Açúcar e do Álcool no Brasil, abril 2008. www.conab.gov.br/conabweb/download/safra/perfil.pdf

**B.6. Reduções de emissão:****B.6.1. Explicação sobre escolhas metodológicas:**

A atividade de projeto reduz principalmente as emissões de CO₂ através da substituição de geração de energia e calor com combustíveis fósseis pela geração de energia com resíduos de biomassa. A redução de emissão ER_y pela atividade de projeto durante um dado ano y é a diferença entre as reduções de emissão através da substituição da geração de eletricidade com combustíveis fósseis (ER_{electricity,y}), as reduções de emissão através da substituição da geração de calor com combustíveis fósseis (ER_{heat,y}), emissões de projeto (PE_y), emissões devido a vazamento (L_y) e, onde esta fonte de emissão for incluída no limite do projeto e relevante, as emissões de linha de base devidas à decomposição natural ou queima de fontes antropogênicas de resíduos de biomassa (BE_{biomass,y}), como segue:

$$ER_y = ER_{heat,y} + ER_{electricity,y} + BE_{biomass,y} - PE_y - L_y$$

Onde:

ER _y	=	Reduções de emissão da atividade de projeto durante o ano y (tCO ₂ /yr).
ER _{electricity,y}	=	Reduções de emissão devido ao deslocamento de eletricidade durante o ano y (tCO ₂ /yr).
ER _{heat,y}	=	Reduções de emissão devido ao deslocamento de calor durante o ano y (tCO ₂ /yr)
BE _{biomass,y}	=	Emissões de linha de base devido à decomposição natural ou queima de fontes antropogênicas de resíduos de biomassa durante o ano y (tCO ₂ e/yr).
PE _y	=	Emissões de projeto durante o ano y (tCO ₂ /yr).
L _y	=	Emissões de vazamento durante o ano y (tCO ₂ /yr).

Reduções de emissão devido ao deslocamento de calor, ER_{heat,y}

As reduções de emissão devido ao deslocamento de calor é assumida como zero (ER_{heat,y} = 0) porque a eficiência termal na usina de projeto é similar em comparação com a eficiência termal da usina de referência considerada no cenário de linha de base.

Emissões de projeto, PE_y

As emissões de projeto incluem:

- Emissões de CO₂ a partir do transporte de resíduos de biomassa para o local do projeto (PET_y).
- Emissões de CO₂ a partir do consumo local de combustíveis fósseis devido à atividade de projeto (PEFF_y).
- Emissões de CO₂ a partir do consumo de eletricidade (PE_{EC,y}).

As emissões de projeto são calculadas como segue:



$$PE_y = PET_y + PEFF_y + PE_{EC,y} + GWP_{CH4} \cdot (PE_{Biomass,CH4,y} + PE_{ww,CH4,y})$$

Onde:

- PET_y = Emissões de CO_2 durante o ano y devido ao transporte dos resíduos de biomassa para a usina de projeto (tCO_2/yr).
- $PEFF_y$ = Emissões de CO_2 durante o ano y devido aos combustíveis fósseis com co-queima pela instalação de geração ou outro consumo de combustível fóssil no local do projeto que seja atribuível à atividade de projeto (tCO_2/yr).
- $PE_{EC,y}$ = As emissões de CO_2 durante o ano y devido ao consumo de eletricidade no local do projeto que é atribuível à atividade de projeto (tCO_2/yr).
- GWP_{CH4} = Potencial de Aquecimento Global por metano válido para o período de compromisso relevante.
- $PE_{BiomassCH4,y}$ = Emissões de CH_4 a partir da combustão de resíduos de biomassa durante o ano y (tCH_4/yr).
- $PE_{ww,CH4,y}$ = Emissões de CH_4 a partir do esgoto gerado a partir do tratamento de resíduos de biomassa no ano y (tCH_4/yr).

Não há emissões devido ao transporte da biomassa para a usina durante a atividade de projeto, portanto $PET_y = 0$. Não há consumo local de combustíveis fósseis durante as atividades de projeto, portanto $PEFF_y = 0$. A demanda de eletricidade da usina projetada será satisfeita com a geração de eletricidade do bagaço, portanto, $PE_{EC,y} = 0$.

As emissões a partir da combustão de resíduos de biomassa e do esgoto gerado a partir do tratamento de biomassa estão excluídas.

Emissões de linha de base devido à decomposição natural ou queima de fontes antropogênicas de resíduos de biomassa, $BE_{biomass,y}$

As emissões de linha de base devido à queima descontrolada ou decomposição dos resíduos de biomassa são zero ($BE_{biomass,y} = 0$), uma vez que os resíduos de biomassa não se decomporiam ou queimariam na ausência da atividade de projeto.

Emissões de vazamento, L_y

Onde o mais provável cenário de linha de base é o uso dos resíduos de biomassa para geração de energia (como no cenário 4), o desvio de resíduos de biomassa para a atividade de projeto já é considerado no cálculo de reduções de linha de base. Neste caso, os efeitos de vazamento não precisam ser tratados, portanto $L_y = 0$.

Reduções de emissão devidas ao deslocamento de eletricidade, $ER_{electricity,y}$

As reduções de emissão devidas ao deslocamento de eletricidade são relevantes para o cenário 4 e são calculadas pela multiplicação da quantidade líquida de eletricidade aumentada gerada com os resíduos de



biomassa em decorrência da atividade de projeto (EG_y) com o fator de emissão de linha de base de CO_2 para a eletricidade deslocada devido ao projeto ($EF_{electricity,y}$), como segue:

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

Onde:

- $ER_{electricity,y}$ = Reduções de emissão devido ao deslocamento de eletricidade durante o ano y (tCO_2/yr).
- EG_y = A quantidade líquida de geração de eletricidade aumentada em decorrência da atividade de projeto (incremento para a geração de linha de base) durante o ano y (MWh).
- $EF_{electricity,y}$ = Fator de emissão de CO_2 para a eletricidade deslocada devido à atividade de projeto durante o ano y (tCO_2/MWh).

A atividade de projeto desloca eletricidade a partir de outras fontes interligadas à malha ou a partir de usinas menos eficientes por queima do mesmo tipo de resíduo de biomassa. Além dos combustíveis fósseis com co-queima na usina de projeto, onde relevante, a eletricidade não é gerada com combustíveis fósseis no local de projeto.

O fator de emissão para deslocamento de eletricidade ($EF_{electricity,y}$) corresponde ao fator de emissão da malha ($EF_{electricity,y} = EF_{grid,y}$), e seu cálculo é feito seguindo os procedimentos estabelecidos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”; versão 01.1. O $EF_{grid,y}$ é determinado na seção B.6.3.

EG_y é determinado como a diferença entre a geração de eletricidade na usina de projeto e a quantidade de eletricidade que seria gerada por outra(s) usina(s) de energia usando a mesma quantidade de resíduos de biomassa que é queimada na usina de projeto, como segue:

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

Onde:

- EG_y = A quantidade líquida de geração de eletricidade aumentada em decorrência da atividade de projeto (incremento para a geração de linha de base) durante o ano y (MWh).
- $EG_{project\ plant,y}$ = A quantidade líquida de eletricidade gerada na usina de projeto durante o ano y (MWh).
- $\varepsilon_{el, other\ plant(s)}$ = Eficiência energética média líquida de geração de eletricidade em outra(s) usina(s) de energia que usaria(m) os resíduos de biomassa queimados na usina de projeto na ausência da atividade de projeto ($MWh_{el}/MWh_{biomass}$).
- $BF_{k,y}$ = Quantidade de resíduo de biomassa tipo K em combustão na usina de projeto durante o ano y (tons de material seco ou litro).
- NCV_k = Valor calorífico líquido do resíduo de biomassa tipo k (GJ/ton de material seco ou GJ/litro).



Portanto: $ER_y = ER_{\text{electricity}, y}$

B.6.2. Dados e parâmetros que estão disponíveis em validação:

Dados / Parâmetros:	$\epsilon_{\text{el,reference plant}}$
Unidade dos Dados:	-
Descrição:	Eficiência energética média líquida de eletricidade na usina de referência que seria construída na ausência da atividade de projeto.
Fonte de dados usados:	<i>Perfil do setor de Açúcar e do Etanol no Brasil, abril de 2008</i> , o qual é um estudo relevante da Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB, uma fonte pública e confiável).
Valor aplicado:	2,68%
Justificativa da escolha de dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição efetivamente aplicados:	A geração de eficiência que é comumente instalada em usinas de cogeração por queima de resíduo de biomassa no setor de cana de açúcar no estado do Mato Grosso do Sul. A eficiência da usina de referência foi calculada usando o valor calorífico líquido (NCV) do bagaço utilizado pela usina de projeto para geração de calor. A eficiência foi escolhida de uma forma conservadora, usando dados da CONAB.
Qualquer comentário:	Aplicável ao cenário 4.

B.6.3. Cálculo ex-ante de reduções de emissão:

Conforme descrito no B.6.1, as reduções de emissão da atividade de projeto em um dado ano y são:

$$ER_y = ER_{\text{electricity}, y} = EG_y \cdot EF_{\text{electricity}, y}$$

O fator de emissão para o deslocamento de eletricidade ($EF_{\text{electricity}, y}$) corresponde ao fator de emissão da malha brasileira ($EF_{\text{grid}, y}$). O valor do fator de emissão da malha foi tomado a partir dos dados da DNA¹⁴ brasileira, a qual usou a “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade*” de forma a calcular o mesmo.

PASSO 1. Identificar o sistema de energia elétrica relevante

Para fins de determinar os fatores de emissão de eletricidade, um **sistema de eletricidade de projeto** é definido pela extensão espacial das usinas de energia que são fisicamente interligadas através de linhas de transmissão e distribuição à atividade de projeto (isto é, o local da usina de energia renovável ou os

¹⁴ Ministério de Ciência e Tecnologia. [www.mct.gov.br/index.php/content/view/full/74689.html](http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/full/74689)



consumidores onde a eletricidade estiver sendo guardada) e que podem ser despachadas sem restrições significativas de transmissão.

Em junho de 2008, a DNA brasileira publicou no Diário Oficial uma Resolução¹⁵ que adota um sistema único de eletricidade para projetos de MDL. Este é conhecido como Sistema Interligado Nacional (SIN).

PASSO 2. Selecionar um método de margem de operação (OM)

O cálculo do fator de emissão de margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) é baseado em um dos seguintes métodos:

- (a) OM simples, ou
- (b) OM simples ajustado, ou
- (c) OM de análise de dados de despacho, ou
- (d) OM médio.

Com a responsável pelo cálculo do fator de emissão do OM no Brasil, a DNA brasileira usa o método OM de análise de dados de Despacho. Para este método é necessário usar o ano em que a atividade de projeto desloca eletricidade da malha e atualizar o fator de emissão anualmente durante o monitoramento.

PASSO 3. Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

O fator de emissão do OM da análise de dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades de energia que são efetivamente despachadas na margem durante cada hora h onde o projeto está deslocando eletricidade. Esta abordagem não é aplicável a dados históricos e, assim, requer o monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$.

O fator de emissão é calculado como segue:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}}$$

Onde:

- $EF_{grid,OM-DD,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação de análise de dados de despacho no ano y (tCO₂/MWh).
- $EG_{PJ,h}$ = Eletricidade deslocada pela atividade de projeto no mês m do ano y (MWh).
- $EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para unidades de energia no topo da ordem de despacho no mês m no ano y (tCO₂/MWh).
- $EG_{PJ,y}$ = Eletricidade total deslocada pela atividade de projeto no ano y (MWh).

¹⁵ Ministério de Ciência e Tecnologia. www.mct.gov.br/index.php/content/view/14797.html



- m = Meses no ano y em que a atividade de projeto estiver deslocando eletricidade da malha.
- y = Ano em que a atividade de projeto estiver deslocando eletricidade da malha.

O $EF_{EL,DD,h}$, $EF_{EL,DD,d}$ e $EF_{EL,DD,m}$ são deslocados no website¹⁶ da DNA brasileira para todo o ano, mas apenas o $EF_{EL,DD,m}$ será usado para calcular as reduções de emissão.

De acordo com os dados da DNA, o $EF_{grid,OM-DD,2007}$ para o primeiro período de obtenção de crédito é:

$$EF_{grid,OM-DD,2007} = 0.2909 \text{ tCO}_2/\text{MWh}.$$

PASSO 4. Identificar o grupo de unidades de energia a ser incluído na margem de construção

A margem de construção é também calculada pela DNA brasileira.

Em termos de coleta de dados, os participantes do projeto podem escolher uma das seguintes duas opções:

Opção 1. Para o primeiro período de obtenção de crédito, calcular o fator *ex-ante* de emissão da margem de construção com base na informação mais recente disponível em unidades já construídas por grupo de amostra m no momento de apresentação do PDD-MDL às DOE para validação. Para o segundo período de obtenção de crédito, o fator de emissão da margem de construção deverá ser atualizado com base na informação mais recente disponível em unidades construídas no momento de apresentação do pedido de renovação do período de obtenção de crédito às DOE. Para o terceiro período de obtenção de crédito, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de obtenção de crédito deverá ser usado. Esta opção não requer o monitoramento do fator de emissão durante o período de obtenção de crédito.

Opção 2. Para o primeiro período de obtenção de crédito, o fator de emissão da margem de construção será atualizado anualmente, *ex-post*, incluindo as unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se a informação até o ano de registro não estiver disponível, incluindo as unidades construídas até o ano mais recente para o qual a informação estiver disponível. Para o segundo período de obtenção de crédito, o fator de emissões da margem de construção será calculado *ex-ante*, conforme descrito na opção 1 acima. Para o terceiro período de obtenção de crédito, o fator de emissão da margem de construção calculado pelo segundo período de obtenção de crédito deverá ser usado.

A opção 2 foi escolhida para a atividade de projeto.

PASSO 5. Calcular o fator de emissão da margem de construção

¹⁶ Ministério de Ciência e Tecnologia. www.mct.gov.br/index.php/content/view/303077.html#ancora



O fator de emissões da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado de geração (tCO₂/MWh) de todas as unidades de energia m durante o ano y mais recente para o qual dados de geração de energia estiverem disponíveis, calculado como segue:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Onde:

- $EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem construída no ano y (tCO₂/MWh).
 $EG_{m,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e distribuída à malha pela unidade de energia m no ano y (MWh).
 $EF_{ELm,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da unidade de energia m no ano y (tCO₂/MWh).
 m = Unidades de energia incluídas na margem de construção.
 y = O ano histórico mais recente para os quais dados de geração de energia estão disponíveis.

De acordo com os dados da DNA, o $EF_{grid,BM,2007}$ para o primeiro período de obtenção de crédito é:

$$EF_{grid,BM,2007} = 0.0775 \text{ tCO}_2/\text{MWh}.$$

PASSO 6. Calcular o fator de emissões de margem combinada

O fator de emissões de margem combinada é calculado como segue:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times w_{BM}$$

Onde:

- $EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ de margem construída no ano y (tCO₂/MWh).
 $EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ de margem operacional no ano y (tCO₂/MWh).
 w_{OM} = Ponderação de fator de emissões da margem operacional (%).
 w_{BM} = Ponderação de fator de emissões da margem de construção (%).

Neste caso, os coeficientes de ponderação de default são 50%. Portanto, de acordo com os dados da DNA brasileira, o fator de emissões da margem combinada para o primeiro período de obtenção de crédito é:

$$EF_{2008} = EF_{grid,CM,2008} = 0.4766 \times 0.5 + 0.1458 \times 0.5 = 0.3112 (\text{tCO}_2 / \text{MWh})$$



Portanto, as reduções estimadas de emissão para o primeiro período de obtenção de crédito são as seguintes:

Ano	Quantidade líquida de eletricidade gerada na usina de projeto (MWh)	Quantidade de bagaço queimado na usina de projeto	Fator de Emissão Ex-ante (tCO ₂ e/MWh)	Estimativa de Redução Geral de Emissão (tCO ₂)
2010	184.758	406.852	0.3112	48.708
2011	210.528	484.653	0.3112	55.047
2012	364.336	802.993	0.3112	96.035
2013	458.143	978.980	0.3112	121.426
2014	458.143	978.980	0.3112	121.426
2015	458.143	978.980	0.3112	121.426
2016	458.143	978.980	0.3112	121.426

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

Ano	Estimativa de Emissões de Linha de Base (tCO ₂)	Estimativa de Emissões de Atividade de Projeto (tCO ₂)	Estimativa de Vazamento (tCO ₂)	Estimativa de Redução Geral de Emissão (tCO ₂)
2010	48.708	0	0	48.708
2011	55.047	0	0	55.047
2012	96.035	0	0	96.035
2013	121.426	0	0	121.426
2014	121.426	0	0	121.426
2015	121.426	0	0	121.426
2016	121.426	0	0	121.426
2010	48.708	0	0	48.708
Total (toneladas CO₂)	685.494	0	0	685.494

B.7. Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:

B.7.1. Dados e parâmetros monitorados:

Dados / Parâmetros:	EG_{project plant,y}
Unidade de Dados:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade líquida de eletricidade gerada na usina de projeto durante o ano y.
Fonte de dados a ser usada:	Medições no local.
Valor de dados aplicados para fins de cálculo das reduções esperadas de emissão na seção B.5	Como a usina será construída em três fases diferentes, a geração de energia será diferente para cada ano do período de obtenção de crédito, de acordo com a capacidade instalada. O valor de dados aplicados para fins de calculo das reduções esperadas de



	emissão na seção B.5 são detalhadas na seção B.6.3.
Descrição de métodos e procedimentos de medição a ser aplicado:	Este parâmetro será medido continuamente através de medidores eletrônicos, de acordo com as normas e padrões de monitoramento da CCEE.
Procedimentos de GQ/CQ a ser aplicados:	A consistência da geração de eletricidade líquida medida será examinada contra os recibos de vendas de eletricidade (se disponível, uma vez que haverá recibos de venda apenas para a energia exportada para a malha, não para a geração de energia total da usina). Os dados serão arquivados em base de dados. Os dados serão mantidos pelo que for maior de dois anos subsequentes ao fim do período de obtenção de crédito ou da última emissão de CERs para a atividade de projeto.
Qualquer comentário:	

Dados / Parâmetros:	EF_{grid,y}
Unidade de Dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ para eletricidade da malha durante o ano y.
Fonte de dados a ser usada:	Dados obtidos da DNA brasileira. www.mct.gov.br/index.php/content/view/74691.html
Valor de dados aplicados para fins de cálculo das reduções esperadas de emissão na seção B.5	0,1842
Descrição de métodos e procedimentos de medição a ser aplicado:	<p>O fator de emissão de CO₂ para a malha é calculado pela DNA brasileira, usando a “<i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade</i>”; versão 01.1.</p> <p>De acordo com a metodologia, o fator de emissão de linha de base (EF_y) é calculado com uma margem combinada (CM), consistindo da combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM).</p> <p>O cálculo do(s) fator(s) de emissão da margem de operação deve ser baseado em um dos seguintes métodos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Margem de operação simples • Margem de operação ajustada simples • Margem de operação da análise de dados de despacho • Margem de operação média. <p>Margem de operação de análise de dados de despacho é a escolha metodológica escolhida pela DNA brasileira para calcular a margem de operação e margem de construção.</p> <p>O fator de emissão da linha de base de eletricidade é determinado ex-post e será atualizado anualmente para cada verificação.</p>



Procedimentos de GQ/CQ a ser aplicados:	Uma vez que estes são dados públicos calculados e fornecidos pela DNA brasileira, nenhum procedimento de GQ/CQ será aplicado.
Qualquer comentário:	

Dados / Parâmetros:	EF_{BM,grid,y}
Unidade de Dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	O fator de emissão da margem de construção de CO ₂ para eletricidade da malha durante o ano y.
Fonte de dados a ser usada:	Os dados obtidos da DNA brasileira. www.mct.gov.br/index.php/content/view/74691.html
Valor de dados aplicados para fins de cálculo das reduções esperadas de emissão na seção B.5	0,1458
Descrição de métodos e procedimentos de medição a ser aplicado:	O fator de emissão da margem de construção de CO ₂ para a malha é calculado pela DNA. O fator de emissão de linha de base de eletricidade é determinado ex-post e será atualizado anualmente para cada verificação.
Procedimentos de GQ/CQ a ser aplicados:	Uma vez que estes são dados públicos calculados e fornecidos pela DNA Brasileira, nenhum procedimento de GQ/CQ será aplicado.
Qualquer comentário:	

Dados / Parâmetros:	EF_{OM,grid,y}
Unidade de Dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	O fator de emissão da margem de operação de CO ₂ para eletricidade da malha durante o ano y.
Fonte de dados a ser usada:	Dados obtidos da DNA brasileira. www.mct.gov.br/index.php/content/view/74691.html
Valor de dados aplicados para fins de cálculo das reduções esperadas de emissão na seção B.5	0,4766
Descrição de métodos e procedimentos de medição a ser aplicado:	O fator de emissão da margem de operação de CO ₂ para a malha é calculado pela DNA brasileira. O fator de emissão da linha de base de eletricidade é determinado ex-post e será atualizado anualmente para cada verificação.
Procedimentos de GQ/CQ a ser aplicados:	Uma vez que estes são dados públicos calculados e fornecidos pela DNA Brasileira, nenhum procedimento de GQ/CQ será aplicado.
Qualquer comentário:	

Dados / Parâmetros:	BF_{K,y}
Unidade de Dados:	Tons de material seco
Descrição:	Quantidade de resíduo de biomassa tipo k queimada na usina de projeto durante o ano y.



Fonte de dados a ser usada:	Medições indiretas no local.
Valor de dados aplicados para fins de cálculo das reduções esperadas de emissão na seção B.5	Como a usina será construída em três diferentes estágios, a quantidade de bagaço queimado será diferente para cada ano do período de obtenção de crédito, de acordo com a capacidade de geração de energia instalada. Dados aplicados para fins de cálculo de reduções esperadas de emissão na seção B.5 são detalhados na seção B.6.3.
Descrição de métodos e procedimentos de medição a ser aplicado:	Como é prática comum no setor de cana de açúcar e neste tipo de projetos de MDL no Brasil, a medição da quantidade de bagaço na atividade de projeto é feita de forma indireta. O total de bagaço consumido na instalação tem como base o total de cana de açúcar amassado e a quantidade percentual de bagaço na cana de açúcar. O percentual de bagaço por unidade de cana é medido no próprio laboratório interno da usina. A quantidade de biomassa queimada será continuamente monitorada, com um saldo de energia anual. Os medidores de peso serão usados. Os dados serão ajustados para o conteúdo de umidade de forma a determinar a quantidade de biomassa seca. A quantidade será examinada contra a quantidade de eletricidade (e calor) gerada e quaisquer recibos de compra de combustível (se disponível).
Procedimentos de GQ/CQ a ser aplicados:	As medições serão examinadas contra um balanço de energia anual que é baseado nas quantidades compradas (se possível) e mudanças de estoque.
Qualquer comentário:	Não há compra de combustível nem de biomassa.

Dados / Parâmetros:	Conteúdo de umidade dos resíduos de biomassa
Unidade de Dados:	% de Conteúdo de Água.
Descrição:	Conteúdo de umidade do resíduo de biomassa.
Fonte de dados a ser usada:	Medições no local
Valor de dados aplicados para fins de cálculo das reduções esperadas de emissão na seção B.5	48%
Descrição de métodos e procedimentos de medição a ser aplicado:	O conteúdo de umidade de resíduo de biomassa será monitorado continuamente. Valores médios serão calculados pelo menos anualmente. Amostras serão verificadas pelo laboratório interno no local.
Procedimentos de GQ/CQ a ser aplicados:	Os dados serão mantidos pelo que for maior de dois anos depois do fim do período de obtenção de crédito ou da última emissão de CERs para a atividade de projeto.
Qualquer comentário:	

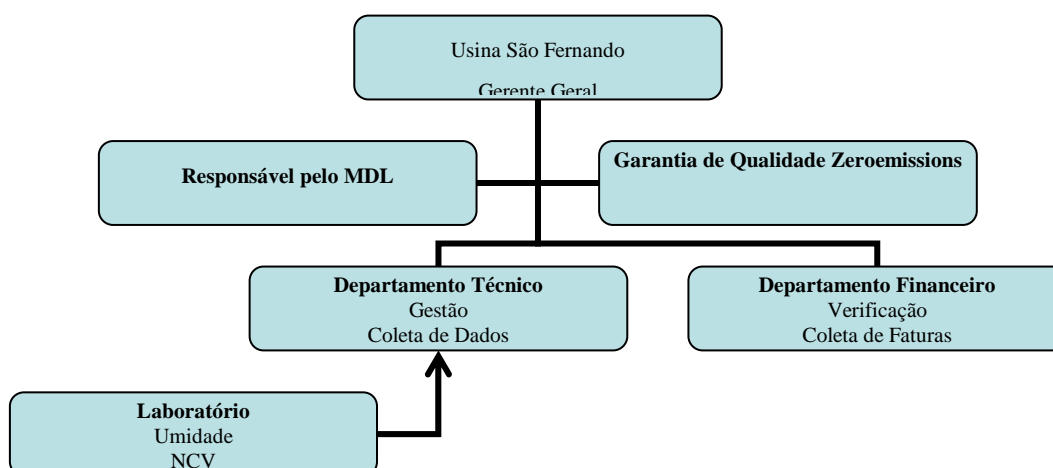
Dados / Parâmetros:	NCV_k
Unidade de Dados:	GJ/ton de material seco
Descrição:	Valor Calorífico Líquido de resíduo de biomassa tipo <i>k</i> .
Fonte de dados a ser usada:	Medições no local
Valor de dados aplicados para fins de cálculo das	19,42



reduções esperadas de emissão na seção B.5	
Descrição de métodos e procedimentos de medição a ser aplicado:	As medições serão realizadas em laboratório interno da Usina São Fernando e de acordo com as normas internacionais relevantes. A medida de NCV terá como base a biomassa seca. A análise será realizada pelo menos a cada seis meses, tomando pelo menos três amostras para cada medição. Os dados serão mantidos pelo que for maior de dois anos depois do fim do período de obtenção de crédito ou da última emissão de CERs para a atividade de projeto.
Procedimentos de GQ/CQ a ser aplicados:	Uma vez que não há medições de NCV dos anos anteriores, a consistência das medições será verificada por comparação dos resultados de medição com os valores default pelo IPCC.
Qualquer comentário:	

B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:

Para o plano de monitoramento, a estrutura a seguir será estabelecida:



Os parâmetros a seguir serão monitorados:

1. A Eletricidade gerada na usina de projeto.



Estes dados serão medidos em dispositivos medidores de eletricidade. Esta medida será feita de acordo com as normas e padrões de monitoramento da CCEE (*Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*, uma instituição governamental ligada a ANEEL, *Agência Nacional de Energia Elétrica*).

A consistência da geração de eletricidade líquida medida será examinada contra recibos de vendas de eletricidade. Entretanto, deve ser levado em conta que haverá recibos de venda apenas para a energia exportada para a malha, não para a geração de energia total da planta.

De forma a assegurar a consistência dos dados, as leituras dos dispositivos serão registradas em uma planilha eletrônica e as faturas de vendas de eletricidade serão arquivadas.

2. Quantidade de bagaço queimado na usina de projeto.

Como prática comum no setor de cana de açúcar, a medição da quantidade de bagaço no Projeto São Fernando é feita de forma indireta. O bagaço total consumido na instalação tem como base o total de cana de açúcar amassada e o montante percentual de bagaço na cana de açúcar. O percentual de bagaço por unidade de cana é medido no laboratório interno.

Os caminhões que transportam a cana de açúcar serão pesados (carregados e vazios) em uma ponte de pesagem localizada na entrada da usina. As amostras da cana de açúcar transportadas por cada caminhão serão analisadas e o percentual de fibra na cana será calculado. A quantidade de fibra em uma quantidade específica de cana de açúcar é a mesma que no bagaço procedente desta; portanto, a quantidade de bagaço disponível para cogeração é diretamente proporcional à cana de açúcar produzida. Os dados serão ajustados para o conteúdo de umidade de forma a determinar a quantidade de biomassa seca. A quantidade será contra examinada com a quantidade de eletricidade (e calor) gerada.

A quantidade de bagaço queimado na usina de projeto é baseada na quantidade de calor gerado em cada caldeira. A garantia de desempenho das caldeiras estabelece a proporção exata entre o bagaço consumido e o calor gerado. A geração de calor é continuamente monitorada em ambas caldeiras.

Os dados serão registrados de forma diária pelo departamento técnico e arquivados em planilha eletrônica. Também será preparado anualmente um balanço de energia para todas as caldeiras instaladas, com base nas mudanças de estoque.

A produção total do bagaço da usina de cana de açúcar será usada para geração de energia. Apenas um percentual pequeno de cada safra é estocado para reiniciar a unidade de cogeração depois do período de entressafra.

3. Conteúdo de umidade de bagaço (para determinar a quantidade de resíduo de biomassa na matéria seca)

O conteúdo de umidade de resíduo de biomassa será continuamente monitorado. Valores médios serão calculados pelo menos anualmente. Amostras serão verificadas pelo próprio laboratório qualificado da usina de cogeração, que segue os procedimentos do Centro de Tecnologia Canavieira.



4. Valor calórico líquido do bagaço (para determinar o NVC do resíduo de biomassa)

O valor calórico líquido do bagaço será analisado de acordo com as normas nacionais relevantes, medidos pelo próprio laboratório qualificado da usina de cogeração. Seguindo as especificações de metodologia, a análise será feita pelo menos a cada seis meses, tomando pelo menos três amostras para cada medição.

Os procedimentos de calibragem e manutenção dos instrumentos serão feitos de acordo com os regulamentos da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), e o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO), e serão feitos durante a operação de manutenção preventiva da Usina São Fernando.

A usina São Fernando organizará o treinamento do pessoal em técnicas apropriadas de monitoramento, medição e relatório. O responsável pela unidade de cogeração da usina também será a pessoa encarregada de organizar o treinamento do pessoal.

De forma a assegurar o correto desenvolvimento do monitoramento, a usina implementou os seguintes documentos de procedimentos:

- Procedimento de Responsável pelo MDL: nomeia um responsável pelo monitoramento e explica quais são seus deveres e obrigações.
- Formação para Procedimento de Monitoramento: resume os procedimentos que devem ser levados em conta de forma a alcançar o treinamento apropriado para o pessoal que está encarregado do monitoramento.

Ambos os documentos serão mostrados à DOE durante o período de validação.

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

Data de conclusão da versão atual do estudo de linha de base e metodologia de monitoramento:
24/08/2009

O nome e informação de contato da pessoa / entidade responsável são:

Sr. Javier Becerra Sánchez / Sr. Ferran Tejada Valero
Avenida das Américas 3500, Ed. Toronto 1000, Condomínio Le Monde
CEP: 22640-102 Barra da Tijuca, Rio de Janeiro - RJ, Brazil.

TEL / FAX: (55) 21 3242 5040
Email: javier.becerra@zeroemissions.abengoa.com

**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:**

12/11/2007, data de compra da primeira turbina.

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

20 anos.

C.2. Escolha do período de obtenção de crédito e informação pertinente:**C.2.1. Período de obtenção de crédito renovável:****C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de crédito:**

01/01/2010, ou na data de registro da atividade de projeto, o que for por último.

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

7 anos.

C.2.2. Período de obtenção de crédito fixo:**C.2.2.1. Data de Início:**

Não aplicável.

C.2.2.2. Duração:

Não aplicável.

**SEÇÃO D. Impactos ambientais****D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, incluindo impactos transfronteiras:**

A Secretaria de Meio Ambiente do Estado do Mato Grosso do Sul (SEMACE) é responsável pela análise de qualquer possível impacto ambiental em decorrência do desenvolvimento normal da atividade de projeto. As licenças exigidas pela regulamentação ambiental brasileira são:

- Licença Prévia, LP
- Licença de Instalação, LI
- Licença de Operação, LO

A usina de projeto tem todas as licenças requeridas pela regulamentação ambiental brasileira, com os seguintes números:

- Licenças Prévia número 20/2009 (para a linha de transmissão) e 27/2009 (para a subestação).
- Licença de Instalação número 129/2008.
- Licenças de Operação número de protocolo 256/2009 (para a unidade de cogeração), 285/2009 (para a subestação) e 288/2009 (para a linha de transmissão).

A usina de energia tem sua autorização e registro na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para operar como um produtor independente de energia.

Nenhum impacto transfronteira resultante desta atividade de projeto é esperado. Todos os impactos relevantes ocorrem dentro das fronteiras brasileiras e foram mitigados para cumprir os requisitos ambientais para a implementação do projeto.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, favor fornecer conclusões e todas as referências de documentação de apoio de uma avaliação de impacto ambiental empreendida de acordo com os procedimentos requeridos pela Parte anfitriã:

Não aplicável. Não se espera da atividade de projeto nenhum impacto ambiental significativo.

**SEÇÃO E. Comentário das Organizações e Entidades****E.1. Descrição sucinta do processo de convite e compilação dos comentários das organizações e entidades locais:**

De acordo com a legislação brasileira, para se obter todas as licenças para operar a usina, o projeto deve passar por uma discussão pública com as organizações e entidades locais. É também obrigatório o anúncio da emissão das licenças no Diário Oficial da União e no Diário MS para assegurar que o processo seja público e permita comentários do público.

Em relação à atividade de MDL, para obter a carta de aprovação da DNA brasileira, é também exigido o convite às organizações e entidades selecionadas para comentar o documento de concepção do projeto que é enviado para validação. Os desenvolvedores do projeto enviaram uma carta de apresentação às organizações e entidades, para apresentação de si próprio e da atividade de projeto. Esta carta de apresentação estará disponível para a DOE durante o processo de validação.

As organizações e entidades convidadas a comentar o projeto foram:

Entidade	Página na Web
Conselho da Cidade de Dourados	www.dourados.ms.gov.br
Câmara Municipal de Dourados	www.camaradourados.ms.gov.br
Ministério Público do Estado do Mato Grosso do Sul	www.mp.ms.gov.br/portal
Procuradoria Geral da República	www.pgr.mpf.gov.br
Secretaria do Meio Ambiente (SEMACE)	www.semace.ms.gov.br
Ministério Público Federal (Procuradoria MS)	www.prms.mpf.gov.br
Sindicato da Indústria de Açúcar e Alcool do Estado do Mato Grosso do Sul	www.sindalms.com.br
Instituto de Meio Ambiente do Mato Grosso do Sul (IMASUL)	www.imasul.ms.gov.br
UDOP – União dos Produtores de Bioenergia	www.udop.com.br
UNICA – União da Indústria de Cana de Açúcar	www.unica.com.br
CTC – Centro de Tecnologia Canavieira	www.ctc.com.br
Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento – FOBMS	www.fboms.org.br

O município de Dourados não tem Secretaria de Meio Ambiente ou qualquer outra instituição ambiental relevante. Portanto, os participantes do projeto decidiram convidar para comentar a atividade de projeto o Conselho da Cidade e as duas instituições ambientais principais do estado do Mato Grosso do Sul, que são a SEMACE e o IMASUL.

**E.2. Resumo dos comentários recebidos:**

O Centro de Tecnologia Canaveira (CTC) pediu mais informação sobre quaisquer projetos de MDL desenvolvidos pelas sociedades associadas à instituição.

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

De forma a solucionar os comentários recebidos do Centro de Tecnologia Canaveira, uma Nota de Idéia de Projeto (PIN) do Projeto de Cogeração São Fernando foi enviada a eles. O PIN ampliou a informação sobre o projeto contida na primeira notificação às organizações e entidades. Os desenvolvedores do projeto também informaram à instituição que a versão completa do Documento de Concepção do Projeto estava disponível para comentários do público na página web do UNFCCC até 23 de maio de 2009. As organizações e entidades também receberam uma cópia da primeira versão do PDD traduzido para o português e o relatório da contribuição da atividade de projeto sob o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo para o desenvolvimento sustentável, conforme Anexo III de Resolução No. 1 da DNA Brasileira.

O pedido de informação das organizações e entidades, a resposta, o PIN enviado ao Centro de Tecnologia Canaveira, a versão em português do PDD e o relatório da contribuição da atividade de projeto para o desenvolvimento sustentável estarão disponíveis para a DOA durante o período de validação.

**Anexo 1****INFORMAÇÃO DE CONTATO DOS PARTICIPANTES NA ATIVIDADE DE PROJETO**

Organização:	São Fernando Açúcar e Álcool Ltda.
Rua/Caixa Postal	Rua Toshinobu Katayama, 1305 – Caixa Postal 227, Vila Planalto
Edifício:	
Cidade	Dourados
Estado/Região:	Mato Grosso do Sul
Código Postal/CEP:	CEP: 79826-110
País	Brazil
Telefone:	(55) 67 3422 2466
FAX:	
E-Mail:	
URL:	www.usinasaofernando.com.br
Representada por:	Guilherme Costa Marques Bumlai
Cargo:	Diretor de Produção e Diretor de Operação
Forma de Saudação	Sr.
Sobrenome:	Bumlai
Nome do meio:	Costa Marques
Nome:	Guilherme
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel direto:	
E-mail pessoal:	guilherme@agropecuariajb.com.br

Organização:	Zeroemissions do Brasil Ltda.
Rua/Caixa Postal	Avenida das Américas 3500
Edifício:	Ed. Toronto 1000, Condomínio Le Monde
Cidade	Barra da Tijuca, Rio de Janeiro.
Estado/Região:	Rio de Janeiro
Código Postal/CEP:	CEP: 22640-102
País	Brazil
Telefone:	(55) 21 3282 5040
FAX:	(55) 21 3282 5034
E-Mail:	zeroemissions@abengoa.com
URL:	www.zeroemissions.com
Representada por:	Emilio Rodríguez-Izquierdo Serrano
Cargo:	Gerente Geral
Forma de Saudação	Sr.
Sobrenome:	Serrano
Nome do meio:	Rodríguez-Izquierdo
Nome:	Emilio
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel direto:	
E-mail pessoal:	



Anexo 2

INFORMAÇÃO RELATIVA AO FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público das partes do Anexo I envolvidas na atividade de projeto.

Anexo 3

INFORMAÇÃO DE LINHA DE BASE

A informação de linha de base já foi discutida.

Anexo 4

INFORMAÇÃO DE MONITORAMENTO

O monitoramento já foi discutido na seção B.7.2.