



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (CDM-PDD)
Versão 03 – vigente a partir de 28 de julho de 2006**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de referência e monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto / período de crédito
- D. Impactos ao meio ambiente
- E. Comentários das partes interessadas

Anexos

Anexo 1: Informações de contato sobre os participantes na atividade do projeto

Anexo 2: Informações relativas ao levantamento de fundos públicos

Anexo 3: Informações de referência

Anexo 4: Plano de monitoramento

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

"Projeto de Cogeração Usina Interlagos"

Número da versão PDD: 21

Data: 05/05/2011

A.2 Descrição da atividade do projeto:

O objetivo principal do Projeto de Cogeração da Usina Interlagos¹ (doravante denominado Projeto Interlagos) é o abastecimento da demanda crescente de energia do Brasil, devido ao crescimento econômico e a melhoria do fornecimento de eletricidade, ao mesmo tempo em que contribui para a sustentabilidade econômica, social e ambiental através do compartilhamento crescente da energia renovável, considerando o consumo total de eletricidade do Brasil, América Latina e Caribe. Uma meta fundamental do projeto é o uso eficiente de recursos, particularmente os recursos nativos, ao mesmo tempo em que o impacto sobre o meio ambiente é minimizado.

O Projeto Interlagos consiste de uma usina produtora de açúcar que entrou em operação no mês de maio de 2007. Portanto, o cenário existente antes do início da implantação da atividade do projeto é um local onde nenhuma energia era gerada. Os cenários razoáveis de referência, conforme identificado na seção B.4, são: para a geração de energia, P1 e P4 em conjunto com P5; para geração de calor: os cenários razoáveis de referência são H1 e H2; para biomassa: o cenário razoável de referência é B4. Esta planta é capaz de gerar energia adicional para venda (Figura 1) e, ao mesmo tempo, gerar créditos de carbono, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Este projeto de energia renovável é próprio da Usina Santa Adélia, localizada em Pereira Barreto. Ambas são destilarias de cana de açúcar.

O projeto será implementado em 2 fases. A primeira fase foi iniciada em fevereiro de 2006 com a plantação em uma área de 8,2 km², que será gradativamente aumentada a cada ano até atingir 210 km² em 2010. A capacidade instalada da central elétrica de cogeração, na primeira fase, é de 40 MW. Em 2010, terá início a segunda fase, com a expansão da plantação devendo atingir a meta de 3,6 milhões de toneladas de cana de açúcar e a implantação de outra central elétrica de cogeração. O projeto de cogeração deverá gerar energia suficiente não apenas para fornecer energia elétrica para a usina produtora de açúcar (eliminando assim o consumo de energia da rede elétrica), mas também para o fornecimento da energia elétrica adicional para a rede elétrica do país. Esta eletricidade fornecida à rede elétrica substituirá a energia que o governo teria fornecido com o uso incorreto de combustíveis fósseis. Esta substituição de energia cria assim uma redução das emissões de gases do efeito de estufa. Este projeto também cria benefícios econômicos e sociais que constituem uma contribuição real ao desenvolvimento sustentável do Brasil.

¹ Durante o período do processo de validação, a "Usina Interlagos" teve seu nome alterado para Usina Santa Adélia-Pereira Barreto. Para o processo CDM, o nome "Usina Interlagos" será mantido para que não seja perdida a história do projeto.

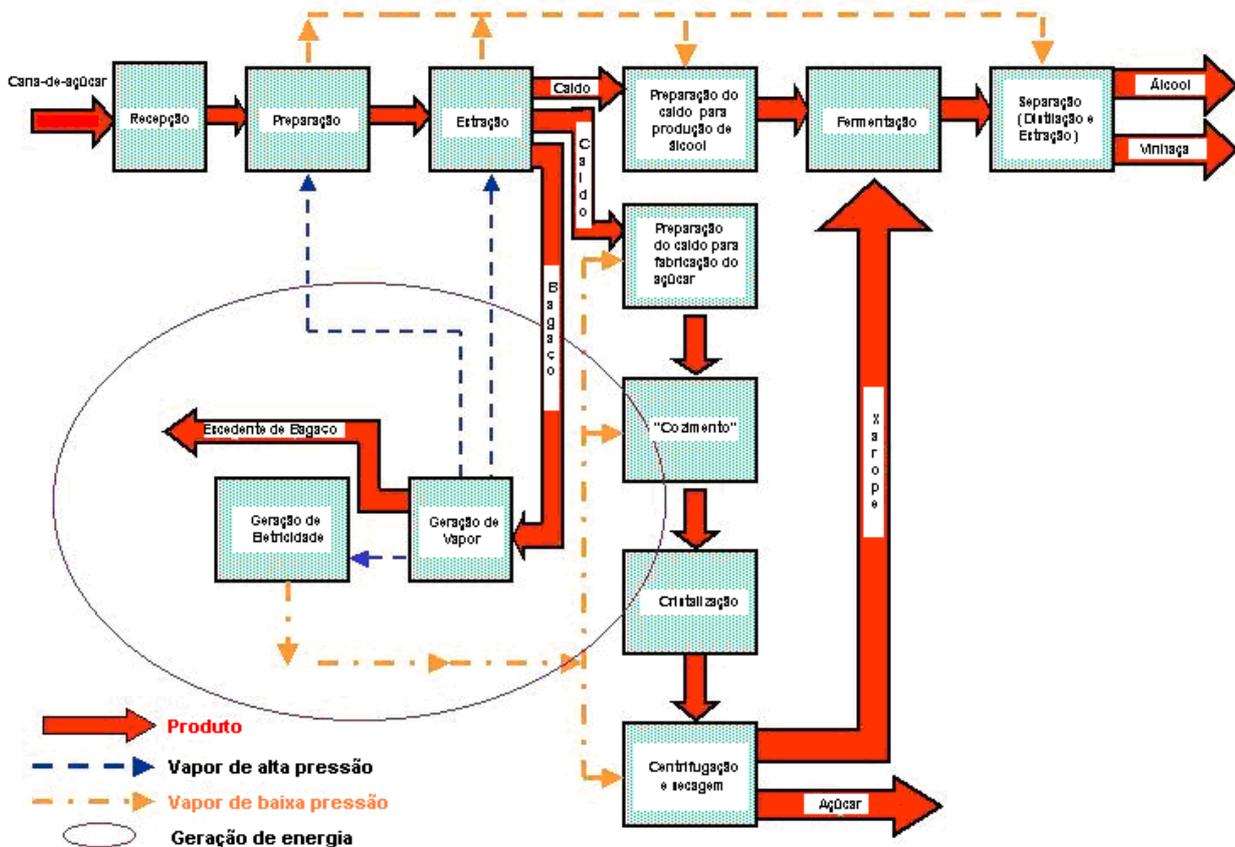


Figura 1 – Fluxograma da geração de eletricidade dentro de uma Produção de Açúcar e Alcool
(Fonte: Codistil)

O Projeto pode ser visto como um exemplo de solução do setor privado para a crise de eletricidade que o Brasil experimentou no ano de 2001, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do país. Desta maneira, o Projeto Interlagos vem provar que com a comercialização de CERs é viável para o desenvolvimento de um projeto de geração no Brasil. Isto terá um efeito positivo para o país, além de reduções evidentes nos gases do efeito de estufa (GHG).

As receitas obtidas com a venda de CERs também ajudarão a Usina Interlagos a apoiar a comunidade, da mesma forma que a Usina Santa Adélia faz. A Usina Santa Adélia tem uma forte responsabilidade social evidenciada em inúmeras iniciativas, que incluem: trabalhar com as comunidades locais em projetos de educação ambiental, reflorestamento de áreas degradadas, avaliação regular da qualidade da água, apoio aos parques ambientais, contratação de mão de obra local, controle da erosão e apoio à agricultura comunitária. Esta distribuição de renda e esforços sociais deve ser acrescentada aos benefícios ambientais, ao ser avaliada a contribuição para o desenvolvimento sustentável desta atividade do projeto.

Adicionalmente, a distribuição de renda será decorrente deste projeto devido à criação de empregos, salários dos funcionários e pacote de benefícios, tais como previdência social e seguro de vida, além de créditos para as reduções nas emissões. Em complemento, é conseguido um desembolso menor, pelo fato de que não será mais gasta a mesma quantia de dinheiro para “importar” eletricidade de outras regiões do país por intermédio da rede elétrica. Este dinheiro permanecerá na região e será usado para fornecer serviços melhores à população, os quais melhorariam o atendimento das necessidades básicas. Este excedente de



capital poderia ser traduzido em investimentos em educação e saúde que beneficiariam diretamente a população local e indiretamente numa distribuição de renda mais justa.

A cana de açúcar é encarada como um cultivo que destrói a terra. Entretanto, a Usina Santa Adélia vem cultivando cana de açúcar há quase 60 anos na mesma terra. Isto evidencia que com a aplicação de técnicas de conservação apropriadas, esta plantação não degradará o solo. As mesmas técnicas serão usadas em Pereira Barreto, e adicionalmente podemos mencionar o uso de sete tipos diferentes de cana de açúcar, uso rotativo do solo, além de análises e monitoramento constante do solo.

A.3. Participantes do projeto:

Informações de contato detalhadas sobre a(s) parte(s) e as entidades público-privadas envolvidas na atividade do projeto estão relacionadas no Anexo 1.

Tabela 1– Parte(s) e entidades público-privadas envolvidas na atividade do Projeto TSACP

Nome da Parte Envolvida (*) [(anfitriã) indica a Parte anfitriã]	Entidade(s) pública(s) e/ou privada(s) participante(s) do projeto (*) (conforme aplicável)	Queira indicar se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Usina Santa Adélia S.A. (Entidade Privada)	Não
	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (Entidade Privada)	

(*) De acordo com os procedimentos e modalidades CDM, por ocasião da transformação de CDM-PDD em público no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter fornecido a sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é necessária a aprovação pela(s) Parte(s) envolvida(s).

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

A.4.1. Localização da atividade do projeto:

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado/Cidade, etc.:

Estado de São Paulo

A.4.1.3. Cidade/Povoado/Comunidade, etc.:

Cidade de Pereira Barreto



A.4.1.4. Detalhe da localização física, incluindo informações que permitem a identificação única desta atividade do projeto (máximo uma página):

A Usina Interlagos está localizada em Pereira Barreto, estado de São Paulo, região sudeste do Brasil, Rodovia SP 310, km 643, CEP: 15370-000, Pereira Barreto. Pereira Barreto é um povoado com 24.680 habitantes e sua principal atividade econômica é o turismo.

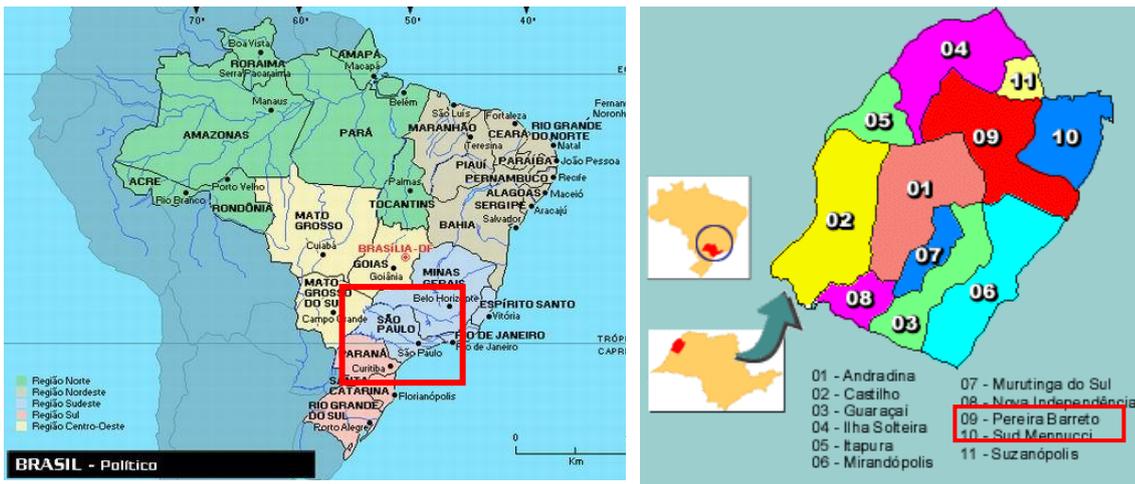
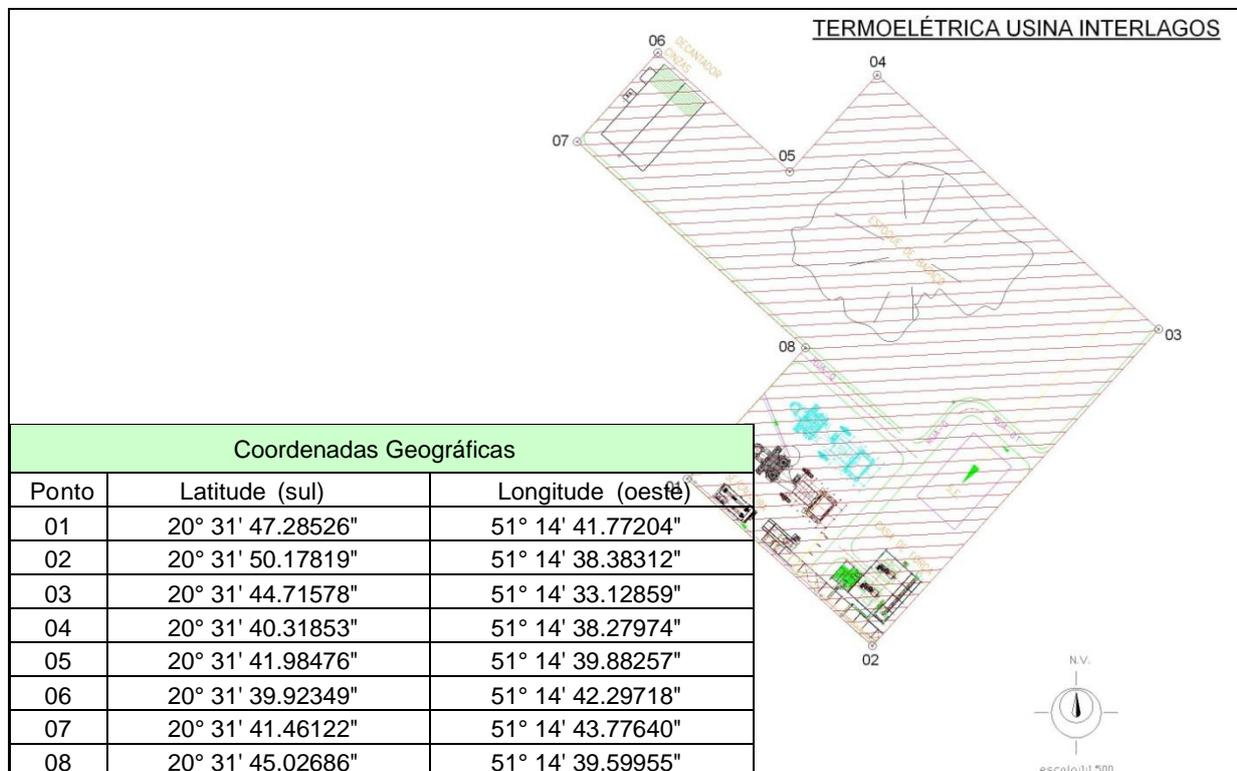


Figura 2: Divisão política do Brasil mostrando o estado de São Paulo (Fonte: Portal Brasil, 2006) e a cidade envolvida na atividade do projeto (Fonte: City Brazil, 2006).



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

Tipo: Energia e Potência.

Escopo Setorial 1: Indústrias de energia (fontes renováveis/não renováveis) Categoria: Geração de energia elétrica renovável para uma rede (geração de energia, fornecimento, transmissão e distribuição).

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

O cenário existente antes do início da implantação da atividade do produto era um local onde nenhuma energia era gerada.

As tecnologias de conversão de biomassa para a produção de energia pode ser classificada em uma das três categorias a seguir: tecnologias de combustão direta, tecnologias de gaseificação e pirólise. As tecnologias de combustão direta, tais como as usadas na Usina Interlagos, são provavelmente as opções mais largamente conhecidas para a geração simultânea de energia e calor a partir da biomassa. Isto envolve a oxidação da biomassa com excesso de ar, num processo que produz gases quentes que são usados para produzir vapor em caldeiras.

O vapor é usado para produzir eletricidade numa turbina de ciclo Rankine (Figura 3). As configurações do ciclo Rankine também poderiam ser classificadas em duas: condensação e contrapressão, dependendo da proporção do vapor usado para os processos industriais e em qual local da turbina o vapor é obtido. Normalmente, a eletricidade é produzida somente num ciclo de vapor de “condensação”, enquanto a eletricidade e o vapor são cogenerados em um ciclo de vapor de “extração”.

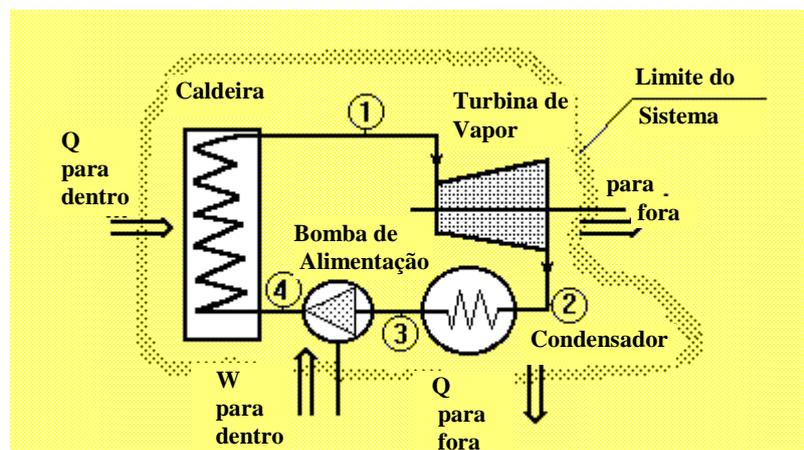


Figura 3 – Ciclo Rankine

O projeto começará a operar com uma configuração que utiliza 1 caldeira, 1 gerador e 1 turbogerador. Em 2010, quando a produção de cana de açúcar tiver aumentado mais do que a capacidade do gerador, é planejada a instalação de outra planta de geração da mesma capacidade e com a mesma configuração. Os equipamentos que estão planejados para serem instalados na planta para a segunda fase do projeto possuem as mesmas características daqueles utilizados na primeira fase. Ele substituirá a energia da rede elétrica, evitando o consumo de energia da rede elétrica no projeto e entregando energia limpa para a rede elétrica. A



energia excedente em 2016 é estimada em 219.567 MWh. Este valor pode variar em função do clima e condições das colheitas.

Tabela 2– Descrição Técnica dos Equipamentos de Geração de Energia

	<i>Caldeira</i>	<i>Turborredutor</i>	<i>Gerador</i>												
Quantidade	1	1	1												
Fabricante	Caldema	TGM	WEG												
Tipo	AMD-73-7GI	TME 35000 A	SPW 1250												
Ano de Fabricação	2005	2006	2006												
Pressão	67 bar abs	16 kgf/cm ²													
Temperatura	480° C	320°C													
Capacidade	220 toneladas de vapor/h	40 MW	50 MVA												
Frequência			1800 rpm												
Tensão Nominal			13,8 kV												
Vida Útil	25 anos (segundo o regulamento – ABNT NR13)	30 anos	30 anos												
Eficiência	88,6 %	85,18 a 96,95 % (com fluxo de vapor de 220 toneladas/h)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fator de Potência = 0,8: Carga</th> <th>Eficiência (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>125</td> <td>98,13</td> </tr> <tr> <td>25</td> <td>95,67</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Fator de Potência = 1,0: Carga</th> <th>Eficiência (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>125</td> <td>98,68</td> </tr> <tr> <td>25</td> <td>96,60</td> </tr> </tbody> </table>	Fator de Potência = 0,8: Carga	Eficiência (%)	125	98,13	25	95,67	Fator de Potência = 1,0: Carga	Eficiência (%)	125	98,68	25	96,60
Fator de Potência = 0,8: Carga	Eficiência (%)														
125	98,13														
25	95,67														
Fator de Potência = 1,0: Carga	Eficiência (%)														
125	98,68														
25	96,60														

† Nota: Na segunda fase, serão instalados equipamentos com as mesmas características descritas na tabela acima.

Os cenários razoáveis de referência, conforme identificados na seção B.4, são: para a geração de energia, P1 e P4 em conjunto com P5; para geração de calor: os cenários razoáveis de referência são H1 e H2; para biomassa: o cenário razoável de referência é B4.

**A.4.4 Quantidades estimadas de reduções de emissões sobre o período de crédito escolhido:**

O período de crédito escolhido para este projeto é um período de crédito renovável de 7 anos. As quantidades estimadas de reduções de emissões do projeto podem ser vistas na Tabela 3.

Tabela 3– Reduções de emissões estimadas para o primeiro período de crédito

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂
2011 (a partir de 1º de outubro)	5.844
2012	31.419
2013	33.737
2014	36.517
2015	44.421
2016	44.421
2017	44.421
2018 (até 30 de setembro)	35.011
Reduções Estimadas Totais (toneladas de CO ₂ e)	275.791
Número total de anos de crédito	7
Média anual sobre o período de crédito das reduções estimadas (toneladas de CO ₂ e)	39.399

A.4.5. Levantamento de fundos públicos da atividade do projeto:

Não existe levantamento de fundos públicos no Projeto de Cogeração da Usina Interlagos. Este projeto não recebe nenhum fundo público, não se constituindo num desvio dos fluxos da *Official Development Assistance* (ODA).

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

ACM0006 - “Metodologia consolidada para a geração de eletricidade a partir de resíduos de biomassa em centrais elétricas e de geração de calor” (versão 10.1, EB 55)

ACM0002 - “Metodologia de referência consolidada para a geração de eletricidade conectada à rede elétrica a partir de fontes renováveis” (versão 12.1.0, EB 58)



Esta metodologia está sendo usada para calcular o fator de emissão para o sistema elétrico. ACM0002 recomenda o uso da “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*”, versão 02, EB50. Portanto, a ferramenta será usada. Para maiores detalhes, queira consultar a seção B.6.1.

“Ferramenta combinada para identificar o cenário de referência e demonstrar adicionalidade”, Versão 2.2, EB28

“Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade”, Versão 5.2, EB39. (A seção B.4 explica porque esta ferramenta também foi utilizada nesta atividade do projeto).

B.2 Justificativa para a escolha da metodologia e porque ela é aplicável à atividade do projeto:

ACM0006 é aplicado a este projeto por ser um **projeto de geração de energia totalmente novo**: uma nova central de geração de calor e energia alimentada a partir de resíduos de biomassa numa sede onde atualmente não ocorre nenhuma geração de energia.

Ele usa um tipo de biomassa: bagaço, um subproduto da produção de açúcar. A energia gerada pela central do projeto, na ausência da atividade do projeto, poderia ser adquirida da rede elétrica.

As condições de aplicabilidade da metodologia são as que seguem:

(i) *Nenhum outro tipo de biomassa que não seja resíduo de biomassa é usado na central do projeto, sendo que tais resíduos de biomassa são o combustível predominante utilizado na central do projeto. Resíduos de biomassa são definidos como um subproduto, resíduo ou fluxo de sobras da agricultura, silvicultura e indústrias relacionadas.*

Os combustíveis usados na central do projeto são os resíduos de biomassa que consistem do bagaço da cana de açúcar. O bagaço usado na Usina Interlagos é proveniente da produção de açúcar realizada nas mesmas instalações onde o projeto está localizado.

(ii) *A implantação de projeto não deverá resultar num aumento da capacidade de processamento das matérias-primas ou outras mudanças substanciais no processo:*

Qualquer aumento na produção de bagaço será devido às atividades naturais de expansão da Usina Interlagos e não poderá ser atribuído à implantação do projeto de cogeração. A atividade principal da Usina Interlagos é a produção de álcool a partir da cana de açúcar. A implantação da plantação de cana de açúcar foi planejada em 2003, para atender a demanda crescente do mercado para o álcool. Em fevereiro de 2006, teve início a plantação das mudas de cana de açúcar em uma área de 8,2 km², que será gradativamente aumentada a cada ano, até atingir 210 km² em 2010 para a primeira fase de implantação. Na segunda fase, a área da plantação será ampliada até atingir 3,6 milhões de toneladas de cana de açúcar.

Como este é um projeto totalmente novo, ou seja, a área de plantação de cana de açúcar está sendo preparada e desenvolvida, ela será aumentada anualmente. Consequentemente, a quantidade de bagaço também aumentará gradativamente.

O Proprietário do Projeto poderia queimar o excesso de bagaço na mesma caldeira com eficiência bastante baixa, entretanto, ele decidiu aumentar a geração de energia instalando um novo equipamento de caldeira geradora.



Para suprir o consumo interno de eletricidade, é suficiente uma capacidade de geração inferior a 15 MW, uma caldeira de pressão inferior (27 kgf/cm^2) e, conseqüentemente, eficiência mais baixa.

A Tabela abaixo mostra a classificação das caldeiras de acordo com a pressão de operação.

Tabela 4– Classificação das caldeiras de acordo com a pressão de operação

Classificação	Pressão (bar)	Temperatura do Vapor
Pressão muito baixa	Abaixo de 6,9	1 bar – 100° C
Pressão baixa	6,9 a 13,8	13,8 bar - 187°C
Pressão média	13,8 a 48,3	41.4 bar - 399°C
Pressão alta	48,3 a 103,4	103 bar - 510°C
Pressão muito alta	103,4 a 221,2	124 bar - 538°C
Supercrítica	acima de 221,2	

Referências: Serviço Brasileiro de Respostas Técnicas, SENAI. 9 de novembro de 2006: Perry: Manual de Engenharia Química, 7ª edição

Entretanto, se não houver registro de projeto CDM, a Usina Interlagos não implantará a expansão da central elétrica, uma vez que não haverá necessidade de atender a demanda interna de energia. A capacidade total de geração de uma central elétrica de 40 MW, em 203 dias de safra, é de aproximadamente 194.000 MWh, a qual é 30% maior do que a demanda de energia do projeto em 2013, quando a produção de cana de açúcar estiver perto de alcançar a expansão planejada de 3.600.000 toneladas.

Qualquer variação na quantidade de cana de açúcar produzida e, conseqüentemente, na produção de bagaço, será devida ao clima, colheita e condições de mercado, que podem variar de ano para ano.

Tabela 5– Quantidade de cana de açúcar produzida na Usina Interlagos

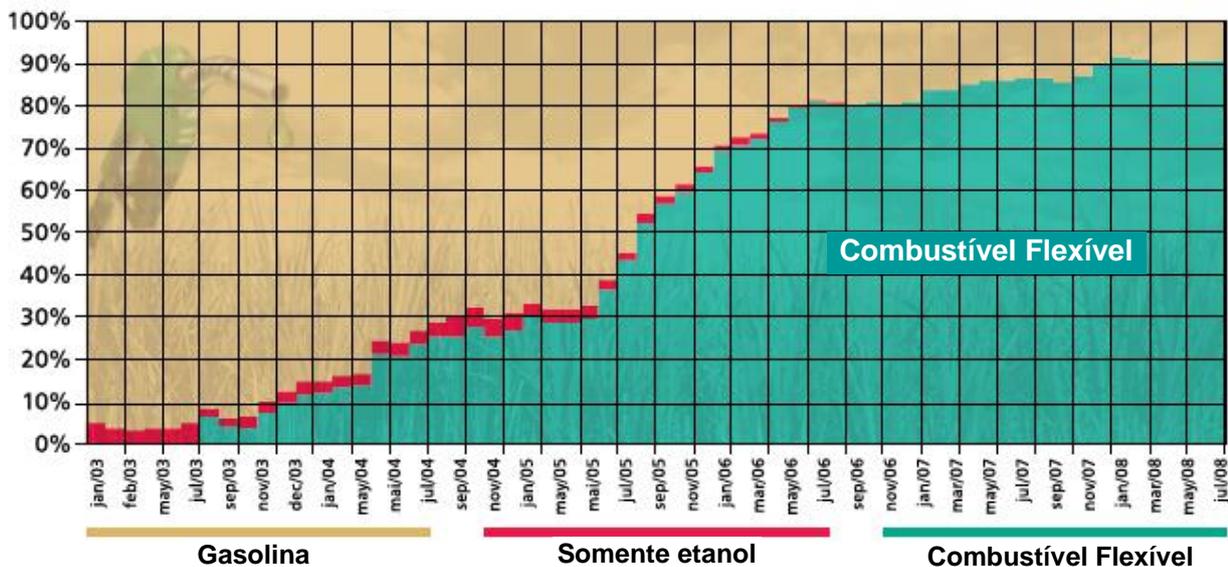
Safra	Processamento de cana de açúcar (toneladas)
2009	2.070.000
2010	2.372.000
2011	2.613.000
2012	2.789.000
2013	3.000.000
2014	3.600.000
2015	3.600.000
2016	3.600.000
2017	3.600.000

Qualquer aumento futuro na disponibilidade de resíduos de biomassa seria devido ao negócio de expansão natural (aumento na produção de açúcar e/ou bioetanol). Houve uma expansão extraordinária do mercado de etanol. No Brasil, a oferta do etanol enfrenta, em condições de igualdade, a demanda rápida e crescente causada pelo uso de veículos equipados com motores bicompostíveis flexíveis (FFV), que podem rodar com gasolina, etanol ou qualquer proporção de mistura de ambos. Isto é demonstrado pela figura abaixo:



Mercado Brasileiro de Automóveis

Vendas de Veículos Leves e Automóveis – Ciclo Otto



Nota: O Ciclo Otto refere-se aos veículos propulsados por gasolina e etanol, bem como veículos de combustível flexível. Fonte: Anfavea (2008) Compilado por: Única

Fonte: Única – apostila “Indústria da Cana de Açúcar no Brasil” (<http://www.unica.com.br/multimedia/publicacao/Default.asp?sqlPage=2>) e apresentação “Cana de Açúcar no Brasil: A Expansão Sustentável” – World Biofuels Market Congress, 18 de março de 2009, Bruxelas



- (iii) *Os resíduos de biomassa usados pelas instalações do projeto não devem ser armazenados por mais de um ano:*

As usinas produtoras de açúcar, geralmente, armazenam uma pequena quantidade de bagaço para a próxima temporada, de forma a iniciar as operações da central quando uma nova temporada de safra começar. Na Usina Interlagos, o bagaço será armazenado a partir do final da temporada de safra na região Sudeste brasileira, em novembro, até o início da próxima temporada de safra, em abril. Está previsto que o volume de bagaço armazenado entre as temporadas seja insignificante, 10.000 toneladas – menos de 4% da quantidade total de bagaço gerada durante o ano ou durante o período de safra.

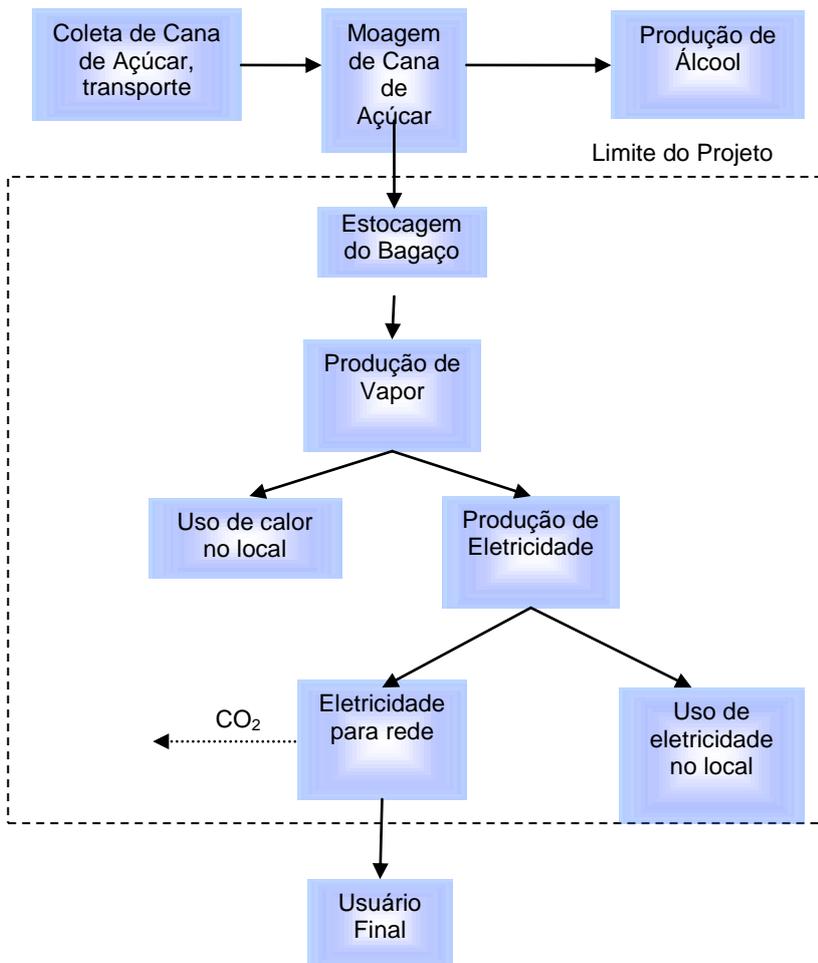
- (iv) *Nenhuma quantidade significativa de energia, exceto para o transporte ou tratamento mecânico dos resíduos de biomassa, é necessária para preparar os resíduos de biomassa para o consumo de combustível:*

A biomassa utilizada neste projeto não é, de modo algum, transformada antes de ser usada como combustível.

Limites do projeto

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

A **extensão espacial** dos limites do projeto abrange a área de estocagem do bagaço, os meios para o transporte da biomassa, desde o estoque até a central elétrica, a central elétrica de bagaço no local do projeto e todas as centrais elétricas conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade (rede interconectada) ao qual a central elétrica do projeto CDM está conectada. Queira consultar a Figura 4 para entender os limites do projeto e as atividades incluídas nele.



Variáveis Monitoradas

- $EF_{rede,y}$ – Fator de emissão de CO₂ para a eletricidade da rede elétrica durante o ano y
- $BF_{k,y}$ – Quantidade de resíduos de biomassa do tipo k submetida a uma combustão na central do projeto durante o ano y
- NCV_k – Valor calorífico líquido do resíduo de biomassa do tipo k
- $EG_{central\ do\ projeto,y}$ – Quantidade líquida de eletricidade gerada na central do projeto durante o ano y
- Teor de umidade dos resíduos de biomassa

Figura 4 – Limite do Projeto de Cogeração da Usina Interlagos

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

	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa/Explicação
Referência	Geração de eletricidade	CO ₂	Incluído	Fonte de emissões principal.
		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	Não calculado. Os créditos não são reivindicados para esta fonte de emissões.



Queima não controlada ou decomposição do excedente de resíduos de biomassa	CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
	N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
	CO ₂	Excluído	É assumido que as emissões de CO ₂ do excedente de resíduos de biomassa não levam a mudanças nos reservatórios de carbono do setor LULUCF.
	CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
	N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador. Note ainda que as emissões a partir da decomposição da biomassa não estão incluídas HG como fontes antropogênicas. ^a

Atividade do Projeto	Consumo de eletricidade e combustível fóssil no local devido à atividade do projeto (fixo ou móvel)	CO ₂	Excluído	Não existe consumo de combustível fóssil nem consumo de eletricidade devido à atividade do projeto.
		CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. É assumido que esta fonte de emissões é muito pequena. ^c
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. É assumido que esta fonte de emissões é muito pequena. ^c
	Transportes de resíduos de biomassa fora da sede	CO ₂	Excluído	Não existe transporte de biomassa fora da sede.
		CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. É assumido que esta fonte de emissões é muito pequena. ^c
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. É assumido que esta fonte de emissões é muito pequena. ^c
	Combustão de resíduos de biomassa para a geração de calor e/ou eletricidade	CO ₂	Excluído	É assumido que as emissões de CO ₂ do excedente de resíduos de biomassa não levam às mudanças nos reservatórios de carbono do setor LULUCF.
		CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. É assumido que esta fonte de emissões é muito pequena. ^c
	Armazenamento de resíduos de biomassa	CO ₂	Excluído	É assumido que as emissões de CO ₂ do excedente de resíduos de biomassa não levam às mudanças nos reservatórios de carbono do setor LULUCF.
		CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. Uma vez que os resíduos de biomassa são armazenados por um período não superior a um ano, assume-se que esta fonte de calor é muito pequena.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. É assumido que esta fonte de emissões é muito pequena. ^c
	Águas residuais provenientes do tratamento dos resíduos de biomassa	CO ₂	Excluído	É assumido que as emissões de CO ₂ do excedente de resíduos de biomassa não levam às mudanças nos reservatórios de carbono do setor LULUCF.
		CH ₄	Excluído	Esta fonte de emissões será incluída nos casos onde as águas residuais são tratadas (parcialmente) sob condições anaeróbicas. Este não é o caso do projeto Interlagos.



		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. É assumido que esta fonte de emissões é pequena.
--	--	------------------	----------	--

Observações para a tabela :

a. Note que os fatores de emissões para CH₄ e N₂O, provenientes de queimas sem controle ou decomposição da biomassa descarregada, são altamente incertos e dependem de muitos fatores específicos do local. A quantificação é difícil e pode aumentar significativamente os custos da transação. Note ainda que as emissões de CH₄ e N₂O provenientes da decomposição natural ou queima sem controle não são, em alguns casos (por exemplo, decomposição natural de resíduos florestais) fontes de emissões incluídas no Anexo A do Protocolo de Quioto e não devem ser incluídas no cálculo das emissões de referência, de acordo com o parágrafo 44 das modalidades e procedimentos para o CDM.

c. Os fatores de emissões de CH₄ e N₂O dependem significativamente da tecnologia (por exemplo, tipo de veículo), podendo ser difícil a determinação para os participantes do projeto. A exclusão desta fonte de emissões não é uma premissa conservadora; entretanto, ela parece razoável, uma vez que se espera que o CH₄ e o N₂O provenientes da utilização no local de combustíveis fósseis e transporte sejam muito pequenos em comparação às emissões totais, e uma vez que ela simplifica a determinação das reduções de emissões de maneira significativa.

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

A versão 10.1 do ACM0006 exige que os participantes do projeto identifiquem o cenário de referência mais razoáveis, e demonstrem adicionalmente que estão utilizando a versão aprovada mais recente da “Ferramenta combinada para identificar o cenário de referência e demonstrar adicionalidade”, acordado pelo Conselho Executivo do CDM e disponível no *website* do UNFCCC CDM.

Ao aplicar a Etapa 1 da ferramenta, alternativas realistas e confiáveis devem ser determinadas individualmente em relação a:

- Como a **energia** seria gerada na ausência da atividade do projeto CDM;
- O que aconteceria com os **resíduos de biomassa** na ausência da atividade do projeto; e
- Em caso de projetos de cogeração: como o **calor** seria gerado na ausência da atividade do projeto.

Etapa 1: Identificação dos cenários alternativos

Etapa 1a: Definição de cenários alternativos para a atividade do projeto CDM proposto

De acordo com a metodologia, existem diferentes cenários de referência possíveis para energia, calor e biomassa. A descrição de como estes cenários foram analisados é apresentada abaixo.

ENERGIA:

P1: *A atividade do projeto proposto não empreendida como uma atividade do projeto CDM.*

Este pode ser um cenário de referência alternativo.



P2: *A continuação da geração de energia em uma central de geração de calor e energia alimentada a partir dos resíduos de biomassa existentes no local do projeto, na mesma configuração, sem retromontagem e alimentada com o mesmo tipo de resíduos de biomassa (co)alimentados na atividade do projeto.*

Excluído, porque não existe central elétrica no local do projeto, uma vez que o projeto é de construção de uma nova central.

P3: *A geração de energia em uma central de geração de calor e energia cativa existente, usando somente combustíveis fósseis.*

Excluído, porque não existem centrais nas proximidades do local do projeto, tampouco combustíveis fósseis são usados por usinas produtoras de açúcar no Brasil para a geração de energia (ou calor).

Isto pode ser verificado no *site* da UNICA (União da Indústria de Cana de Açúcar).

Isto é citado no *site* <http://bit.ly/a9YuxW>:

“Auto-suficiência Energética: toda energia utilizada no processo industrial da produção de etanol e açúcar no Brasil é gerada dentro das próprias usinas, a partir da queima do bagaço da cana”.

P4: *A geração de energia na rede elétrica.*

Este pode ser um cenário de referência alternativo.

P5: *A instalação de uma **nova** central de geração de calor e energia alimentada a partir de resíduos de biomassa com o mesmo tipo e a mesma quantidade anual de resíduos de biomassa que a atividade do projeto, mas com uma eficiência inferior na geração de eletricidade (por exemplo, uma eficiência que seja uma prática comum no setor da indústria pertinente) àquela da central do projeto e, portanto, com uma produção de energia inferior ao caso do projeto.*

Este pode ser um cenário de referência alternativo.

P6: *A instalação de uma **nova** central de geração de calor e energia a partir de resíduos de biomassa que seja alimentada com o mesmo tipo, mas uma quantidade anual maior de resíduos de biomassa que a atividade do projeto, e que tenha uma eficiência inferior de geração de eletricidade (por exemplo, uma eficiência que seja uma prática comum no setor da indústria pertinente) àquela da atividade do projeto. Portanto, a produção de energia é a mesma do caso do projeto.*

Excluído, porque uma nova central processaria a mesma quantidade – e não maior – de resíduos de biomassa, em comparação com a atividade do projeto – uma vez que o negócio principal da usina produtora de açúcar é a produção de açúcar e etanol, a qual a produção de resíduos de biomassa está relacionada.

P7: *A **retromontagem** de uma central de geração de calor e energia alimentada a partir de resíduos de biomassa e com o mesmo tipo e a mesma quantidade anual de resíduos de biomassa que a atividade do*



projeto, mas com uma eficiência inferior na geração de eletricidade (por exemplo, uma eficiência que seja uma prática comum no setor da indústria pertinente) àquela da central do projeto e, portanto, com uma produção de energia inferior ao caso do projeto.

Excluído, porque não existe central elétrica no local do projeto, uma vez que o projeto é de construção de uma nova central.

P8: *A retromontagem de uma central de geração de calor e energia existente a partir de resíduos de biomassa, que seja alimentada com o mesmo tipo mas uma quantidade anual maior de resíduos de biomassa que a atividade do projeto, e que tenha uma eficiência inferior de geração de eletricidade (por exemplo, uma eficiência que seja uma prática comum no setor da indústria pertinente) àquela da atividade do projeto.*

Excluído, porque não existe central elétrica no local do projeto, uma vez que o projeto é de construção de uma nova central.

P9: *A instalação de uma nova central de geração de calor e energia cativa alimentada por combustível fóssil no local do projeto.*

Excluído, porque as usinas produtoras de açúcar no Brasil não geram calor nem energia a partir da queima de combustíveis fósseis. **P10:** *A instalação de uma nova central de cogeração simples (usando somente resíduos de biomassa) ou coalimentada (usando uma mistura de resíduos de biomassa e combustíveis fósseis), com a mesma capacidade de potência nominal da central elétrica da atividade do projeto, mas que seja alimentada com um tipo diferente e/ou quantidade de combustíveis (resíduos de biomassa e/ou combustíveis fósseis). A quantidade anual de resíduos de biomassa utilizados no cenário de referência é inferior àquela usada na atividade do projeto. Excluído, porque a central de referência não teria a mesma capacidade de potência nominal da atividade do projeto, uma vez que não exportaria eletricidade para a rede elétrica.*

P10: *A instalação de uma nova central de cogeração simples (usando somente resíduos de biomassa) ou coalimentada (usando uma mistura de resíduos de biomassa e combustíveis fósseis), com a mesma capacidade de potência nominal da central elétrica e de geração de calor da atividade do projeto, mas que seja alimentada com um tipo diferente e/ou quantidade de combustíveis (resíduos de biomassa e/ou combustíveis fósseis). A quantidade anual de resíduos de biomassa utilizados no cenário de referência é inferior àquela usada na atividade do projeto;*

Excluído, porque a central de referência processaria a mesma quantidade – e não menor – de resíduos de biomassa em comparação à atividade do projeto – uma vez que o negócio principal da usina produtora de açúcar é a produção de açúcar e etanol, a qual a produção de resíduos de biomassa está relacionada.

P11: *A geração de energia em uma central de cogeração existente, alimentada por combustíveis fósseis e coalimentada com resíduos de biomassa, no local do projeto.*



Excluído, porque as usinas produtoras de açúcar no Brasil não geram calor nem energia a partir da queima de combustíveis fósseis.

Portanto, os cenários de referência razoáveis para a geração de energia são as Alternativas P1 e P4, em conjunto com a Alternativa P5.

CALOR:

H1: *A atividade do projeto proposto não empreendida como uma atividade do projeto CDM.*

Este pode ser um cenário de referência alternativo.

H2: *A atividade do projeto proposto (instalação de uma central de geração de calor e energia), alimentada com o mesmo tipo de resíduos de biomassa, mas com uma eficiência diferente da geração de calor (por exemplo, uma eficiência que seja uma prática comum no setor da indústria pertinente).*

Este pode ser um cenário de referência alternativo.

H3: *A geração de calor em uma central de geração de calor e energia cativa, usando somente combustíveis fósseis.*

Excluído, porque nem existem outras centrais no local (a atividade do projeto é a construção de uma nova central) ou nas proximidades da sede, nem as usinas produtoras de açúcar brasileiras utilizam combustíveis fósseis para a geração de calor.

H4: *A geração de calor em caldeiras usando o mesmo tipo de resíduos de biomassa.*

Excluído, porque não existiam caldeiras antes da atividade do projeto, uma vez que a atividade do projeto é a construção de uma nova central.

H5: *A continuação da geração de calor em centrais de geração de calor e energia alimentadas a partir dos resíduos de biomassa existentes no local do projeto, na mesma configuração, sem retromontagem e alimentadas com o mesmo tipo de resíduos de biomassa alimentado na atividade do projeto.*

Excluído, porque não existe central de cogeração no local do projeto, uma vez que o projeto é de construção de uma nova central.

H6: *A geração de calor em caldeiras, usando combustíveis fósseis.*



Excluído, porque as usinas produtoras de açúcar no Brasil não usam combustíveis fósseis para a geração de calor.

H7: *O uso de calor de fontes externas, tais como o calor da região.*

Excluído, porque as usinas produtoras de açúcar no Brasil não usam o calor de fontes externas.

H8: *Outras tecnologias de geração de calor (por exemplo, bombas de calor ou energia solar).*

Excluído, porque as usinas produtoras de açúcar no Brasil não usam outras tecnologias de geração de calor.

H9: *A instalação de uma nova central elétrica e de geração de calor (usando somente resíduos de biomassa) ou coalimentada (usando uma mistura de resíduos de biomassa e combustíveis fósseis), com a mesma capacidade de potência nominal da central elétrica da atividade do projeto, mas que seja alimentada com um tipo diferente e/ou quantidade de combustíveis (resíduos de biomassa e/ou combustíveis fósseis). A quantidade anual de resíduos de biomassa utilizados no cenário de referência é inferior àquela usada na atividade do projeto.*

Excluído, porque a central de referência teria uma capacidade de potência inferior (e não a mesma), uma vez que ela não exportaria eletricidade para a rede elétrica e não processaria exatamente o mesmo tipo e quantidade – e não superior – de resíduos de biomassa da atividade do projeto – uma vez que o negócio principal da usina produtora de açúcar é a produção de açúcar e etanol, a qual a produção de resíduos de biomassa está relacionada.

H10: *A geração de energia em uma central de cogeração existente, alimentada por combustíveis fósseis e coalimentada com resíduos de biomassa, no local do projeto.*

Excluído, porque as usinas produtoras de açúcar no Brasil não geram calor nem energia a partir da queima de combustíveis fósseis.

Portanto, os cenários de referência razoáveis para a geração de calor são as Alternativas H1 e H2.

Biomassa:

B1: *Os resíduos de biomassa são descarregados ou deixados para decomposição principalmente sob condições aeróbicas. Isto se aplica, por exemplo, ao descarregamento e decomposição dos resíduos de biomassa nos campos.*



Excluído, porque as usinas produtoras de açúcar no Brasil usam resíduos de biomassa para fins de geração de energia, conforme demonstrado acima.

B2: *Os resíduos de biomassa são descarregados ou deixados para decomposição principalmente sob condições anaeróbicas. Isto se aplica, por exemplo, a aterros cuja profundidade ultrapassa 5 metros. Isto não se aplica aos resíduos de biomassa que são estocados ou deixados para decomposição nos campos.*

Excluído, porque as usinas produtoras de açúcar no Brasil usam resíduos de biomassa para fins de geração de energia, conforme demonstrado acima.

B3: *Os resíduos de biomassa são queimados de uma maneira sem controle, sem utilizá-los para fins de geração de energia.*

Excluído, porque as usinas produtoras de açúcar no Brasil usam resíduos de biomassa para fins de geração de energia, conforme demonstrado acima.

B4: *Os resíduos de biomassa são usados para a geração de calor e/ou eletricidade no local do projeto.*

Este pode ser um cenário de referência alternativo.

B5: *Os resíduos de biomassa são usados para a geração de energia, incluindo a cogeração em novas centrais de geração de calor e eletricidade conectadas à rede elétrica.*

Excluído, porque as usinas produtoras de açúcar no Brasil usam resíduos de biomassa para sua própria geração de energia, conforme demonstrado acima.

B6: *Os resíduos de biomassa são usados para a geração de calor em caldeiras novas ou existentes em outras sedes.*

Excluído, porque as usinas produtoras de açúcar no Brasil usam resíduos de biomassa para sua própria geração de energia, conforme demonstrado acima.

B7: *Os resíduos de biomassa são usados para outros fins de geração de energia, tais como a geração de biocombustíveis.*

Excluído, porque as usinas produtoras de açúcar no Brasil usam resíduos de biomassa para sua própria geração de energia, conforme demonstrado acima.

B8: *Os resíduos de biomassa são usados para fins não relacionados à geração de energia, por exemplo, como fertilizantes ou como matéria prima em processos (por exemplo, na indústria de polpa e papel).*



Excluído, porque as usinas produtoras de açúcar no Brasil usam resíduos de biomassa para fins de geração de energia como prática comum, conforme demonstrado acima.

Portanto, o cenário de referência razoável para os resíduos de biomassa é a Alternativa B4.

Resultado da Etapa 1a: Com base no texto acima, os resultados podem ser resumidos conforme segue:

- Para energia: P1 ou P4 em conjunto com P5 são os cenários razoáveis;
- Para a geração de calor: H1 ou H2 é o cenário razoável;
- Para biomassa: B4 é o único cenário razoável.

Subetapa 1b: Consistência com as leis e regulamentos aplicáveis obrigatórios

Todas as alternativas relacionadas acima estão em conformidade com as leis e regulamentos do país anfitrião.

Uma das alternativas para a geração de energia (P4) não está sob o controle dos participantes do projeto. Neste caso, a ferramenta combinada recomenda que a “Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade” seja usada. Para a biomassa, o cenário é o B4. A ferramenta combinada será doravante utilizada somente para a definição do cenário de referência da geração de calor.

Etapa 2: Análise da barreira

Subetapa 2a: Identifique as barreiras que prejudicariam a implantação dos cenários alternativos.

Nenhuma barreira que poderia evitar as alternativas acima mencionadas pode ser identificada.

Resultado da Etapa 2a: nenhuma barreira pode ser relacionada.

Subetapa 2b: Elimine os cenários alternativos que são evitados pelas barreiras identificadas

Os cenários alternativos não podem ser eliminados por intermédio da análise de barreiras.

Resultado da Etapa 2b. nenhum cenário é eliminado.

Os cenários ainda em consideração são H1 e H2.

Etapa 3: Análise dos investimentos



O indicador financeiro que será utilizado para conduzir a análise de investimentos para o componente de geração de calor é o custo do calor produzido em \$/GJ.

De acordo com a ferramenta combinada, esta análise é adequada “*num caso em que:*”

(a) Existem somente duas alternativas restantes após a Etapa 2, que incluem a atividade do projeto CDM proposta e uma outra alternativa.

(b) Ambos os cenários não incorrem em nenhuma receita que não seja aquela relacionada ao CDM, ou incorrem exatamente na mesma receita que aquela relacionada ao CDM, e

(c) O projeto incorre em custos e a outra alternativa restante não incorre em custos, portanto pode ser aplicada simplesmente uma análise de custos. Neste caso, é suficiente documentar que a atividade empreendida do projeto proposto, sem que seja registrada como um projeto CDM, incorra em custos”.

As alternativas são:

H1: A atividade do projeto proposto não empreendida como uma atividade do projeto CDM.

H2: A atividade do projeto proposto (instalação de uma central elétrica de cogeração), alimentada com o mesmo tipo de resíduos de biomassa, mas com uma eficiência diferente da geração de calor (por exemplo, uma eficiência que seja uma prática comum no setor da indústria pertinente). Esta eficiência é inferior àquela considerada na atividade do projeto proposto.

Uma caldeira com uma eficiência superior que seria usada no cenário H1 é 25% mais cara do que uma com eficiência inferior que seria usada no cenário H2, considerando que ambas teriam a mesma capacidade de produção de vapor (informações sobre preços fornecidas pelo fabricante de caldeiras brasileiro Dedini). Desta maneira, não faria sentido utilizar uma caldeira mais cara, quando não existe exportação de eletricidade (a ferramenta combinada solicita uma análise separada para o componente de geração de calor), uma vez que os processos na usina produtora de açúcar utilizam vapor sob baixa pressão.

Neste sentido, não haverá qualquer receita associada à instalação de uma caldeira de maior eficiência, e considerando que ela é mais cara, o cenário H1 não poderá ser considerado o cenário de referência mais provável.

RESULTADO da Etapa 1

A combinação das alternativas identificadas acima leva a:

- 1) Cenário: P1, H1 e B4. Atividade do projeto sem registro CDM
- 2) Cenário: P4 + P5, H2, B4. Corresponde aos cenários 4, 13 ou ‘8.

O cenário 13 é para a instalação de uma central elétrica alimentada por resíduos de biomassa, a qual é operada **nas proximidades de uma** central elétrica alimentada por resíduos de biomassa **existentes**, portanto está excluído; o cenário 18 é para a **substituição** de uma central elétrica alimentada por resíduos de biomassa por uma central elétrica alimentada por resíduos de biomassa nova, portanto também excluído.

Consequentemente, as alternativas identificadas para os diferentes componentes da atividade do projeto correspondem ao **cenário 04:** instalação de uma nova central elétrica alimentada por resíduos de biomassa numa sede onde nenhuma energia foi gerada antes da implantação da atividade do projeto.



O Projeto de Cogeração Interlagos utiliza bagaço para a geração de calor e eletricidade. A atividade do projeto é uma nova central elétrica alimentada por resíduos de biomassa numa sede onde atualmente não ocorre nenhuma geração de energia. A energia gerada pela central do projeto seria gerada (a) na ausência da atividade do projeto na central de referência e – desde que a geração de energia fosse maior na central do projeto do que na central de referência – (b) parcial em centrais elétricas na rede elétrica. Os resíduos de biomassa são usados para a geração de calor e/ou eletricidade no local do projeto. Na ausência da atividade do projeto, a mesma quantidade e tipo de biomassa seria usada na central de referência. O calor gerado pela central do projeto seria, na ausência da atividade do projeto, gerado pela central de referência, com uma eficiência inferior.

As reduções nas emissões pela geração de calor não são consideradas porque a eficiência térmica da central do projeto é similar a eficiência da geração de calor na central de referência (uma central com uma caldeira de baixa pressão). De acordo com a Dedini, um fabricante brasileiro de caldeiras, a eficiência de uma caldeira de baixa pressão de 42 kgf/cm² é similar à eficiência de uma caldeira de 66 kgf/cm², enquanto a eficiência de uma caldeira de baixa pressão de 21 kgf/cm² seria inferior. Consequentemente, por razões de conservadorismo, as reduções das emissões pela geração de calor estão excluídas, ou seja, $ER_{térmico,y} = 0$

Para a biomassa, o cenário é o B4. Para a geração de calor, o cenário de referência é H2. Para a geração de energia, uma das alternativas restantes (P4) não está sob o controle dos participantes do projeto. Neste caso, a ferramenta combinada recomenda que a “Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade” seja usada. Esta análise é fornecida na seção B.5 abaixo, e os cenários de referência P4 e P5 foram definidos como os cenários alternativos.

B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de GHG pelas fontes são reduzidas abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade do projeto com registro CDM (avaliação e demonstração de adicionalidade):

Cronograma do Projeto

Ano de 2005

29 de abril: Reunião do Conselho, onde o projeto de cogeração Interlagos com as receitas provenientes das reduções nas emissões de carbono CDM foram aprovadas (comprovação entregue ao DOE).

30 de abril a 30 de maio: O Processo das Partes Interessadas Globalmente em um projeto de cogeração de bagaço similar, de propriedade da Santa Adélia, a mesma proprietária do projeto Interlagos descrito aqui.

30 de agosto: data de início da atividade do projeto Interlagos. Data na qual o projeto Interlagos emitiu o pedido de construção dos equipamentos principais (comprovação entregue ao DOE).

Setembro: Emissão de PIN. A Ecoinvest, que foi a empresa que naquela ocasião estava trabalhando com outro projeto CDM desenvolvido pela Santa Adélia (Número de Referência do Registro 0200), preparou um Esboço de Projeto para o Projeto Interlagos (comprovação entregue ao DOE).

22 de setembro de 2005 – Emissão do contrato para os trabalhos de construção civil (comprovação fornecida ao DOE).

Ano de 2006



7 de junho: Assinatura do contrato de consultoria CDM com a Ecoinvest Carbon Brasil (comprovação entregue ao DOE).

20 de setembro: Licença de Construção emitida. Início da construção no local (comprovação entregue ao DOE).

13 de outubro: Cotação DOE para o processo de validação (comprovação: *e-mail* da consultoria para o DOE e a proposta emitida por TUV em 18 de outubro de 2006 (comprovação entregue ao DOE).

6 de dezembro: Início do primeiro GSP do projeto Interlagos

13-15 de dezembro: Visita de validação à sede.

Ano de 2007

13 de abril: Autorização ANEEL² n° 1112 para o início das operações de teste (disponível ao público na biblioteca digital da ANEEL, consultar <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/index.cfm>).

31 de maio: Número de autorização da ANEEL 1.694 para início da operação total (disponível ao público na biblioteca digital da ANEEL).

1° de junho: Emissão do 1° relatório de validação: 1° de junho de 2007.

5 de junho: Submissão do projeto ao DNA brasileiro: 5 de junho de 2007 – disponível no *website* do DNA brasileiro <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/60853.html>

10 de agosto: Solicitação de revisão do DNA brasileiro inclui a revisão do cálculo do Fator de Emissão para usar sub-redes separadas.

De agosto de 2007 a maio de 2008, os criadores do CDM brasileiro trabalharam em conjunto para discutir com o DNA brasileiro a rede/sub-rede do fator de emissão, bem como o método de cálculo da margem de operação. Durante este período, o projeto Interlagos foi interrompido.

6 de novembro: Segunda data de início de GSP. Devido à revisão da versão da metodologia usada originalmente, ACM0006, e a inclusão da Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade para ACM0002, os participantes do projeto decidiram revisar o PDD e iniciar um novo GSP.

Ano de 2008

30 de maio. DNA brasileiro aprovou o projeto com correções, excluindo o requisito de alterar a separação rede/sub-rede para o cálculo do fator de emissão. A única correção necessária é a atualização da versão de metodologia e o relatório de validação correspondente. (Comprovação entregue ao DOE)

Após a aprovação do DNA para o fator de emissão da rede elétrica, PPs reiniciaram o processo de validação, atualizando o fator de emissão mediante o uso dos dados disponíveis mais recentes.

15 de agosto. DOE emitiu o Protocolo de Validação.

28 de agosto. Solicitação de esclarecimentos (AM_CLA_0120) enviada ao Painel Metodológico, relativo à aplicabilidade da “Ferramenta combinada para identificar o cenário de referência e demonstrar adicionalidade”.

7 de novembro. Resposta para a solicitação de esclarecimentos recebida do Painel Metodológico, permitindo a utilização da Ferramenta ao invés da Ferramenta Combinada, mediante solicitação de divergência.

² “Agência Nacional de Energia Elétrica”



5 de dezembro. PPs enviaram ao DOE documento relativo à Solicitação de divergência.

Avaliação e Demonstração de Adicionalidade

Metodologias que usam a ferramenta combinada são aplicáveis somente se todos os cenários alternativos em potencial para a atividade do projeto proposto forem opções disponíveis para os participantes do projeto. Para projetos de energia conectada à rede elétrica, como esta, uma alternativa é a produção de eletricidade por outras instalações. Esta alternativa não está sob o controle dos participantes do projeto.

Naqueles casos, de acordo com a “*Ferramenta combinada para identificar o cenário de referência e demonstrar a adicionalidade*”, um procedimento diferente será necessário para demonstrar a adicionalidade e identificar o cenário de referência: metodologias que envolvem alternativas que não estão sob o controle dos participantes do projeto podem continuar a usar a ferramenta de adicionalidade³. Isto foi feito neste Projeto.

Consequentemente, a “*Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade*”, versão 5.2, será usada para determinar se a atividade do projeto é adicional. As seguintes etapas são aplicadas:

Etapa 1. Identificação das alternativas para a atividade do projeto consistente com as leis e regulamentos atuais

Subetapa 1a. Defina alternativas para a atividade do projeto

Para definir as alternativas para a atividade do projeto, existem análises dos dois lados, que levam em consideração a perspectiva do proprietário do projeto e a perspectiva do país.

Da perspectiva do proprietário do projeto, o projeto de cogeração permite que a empresa exporte eletricidade para a rede elétrica. Sem o projeto, conforme visto a partir da análise dos cenários alternativos acima, a central operará com eficiência baixa de energia, não exportando eletricidade para a rede elétrica. Consequentemente, as alternativas para a atividade do projeto são:

- 1) A energia gerada pela central do projeto seria gerada (a), na ausência da atividade do projeto na central de referência e (alternativa P5) e – desde que a geração de energia fosse maior na central do projeto do que na central de referência – (b) parcial em centrais elétricas na rede elétrica (alternativa P4).
- 2) A atividade do projeto foi implementada sem ter sido registrada como uma atividade do projeto CDM (P1).

Da perspectiva do país, a alternativa para a produção de uma quantidade similar de energia, como aquela que a Usina Interlagos deve fornecer, seria usar o sistema de geração atual, que é a eletricidade fornecida por grandes centrais hidroelétricas e termoelétricas. O Brasil, cada vez mais, depende de centrais termoelétricas. Nos leilões mais recentes de energia realizados no Brasil, os resultados foram os seguintes: num leilão ocorrido em 26 de junho de 2007, houve um aumento de 1.781,8 MW no sistema Elétrico

³ Uma solicitação de esclarecimento foi feita para assegurar a possibilidade do uso da Ferramenta, ao invés da Ferramenta Combinada, e a resposta: F-CDM-AM-Clar_Resp_ver 01.1 - AM_CLA_0120, foi positivo no tocante ao uso da Ferramenta, desde que uma solicitação de divergência seja submetida. PP solicitou a divergência através de TUV-SUD.



Nacional, aumento este proveniente das centrais termoelétricas a óleo⁴; em um leilão ocorrido em 16 de outubro de 2007, foi constatado um aumento de 4.353 MW no sistema Elétrico Nacional, nos quais 69% tiveram como origem as centrais a combustível fóssil (óleo, carvão e gás natural)⁵.

Num período de reestruturação de todo o mercado de eletricidade, como na situação brasileira atual, a incerteza nos investimentos é a barreira principal para os pequenos projetos que envolvem energia renovável. Neste cenário, estes projetos competem com as centrais existentes e com os novos projetos, nos quais as centrais termoelétricas normalmente atraem a atenção dos investidores financeiros.

Subetapa 1b. Consistência com as leis e regulamentos obrigatórios

O uso da eletricidade da rede elétrica é uma conformidade completa com todos os requisitos legais e normativos aplicáveis. O uso da termoeletricidade no sistema de geração não está somente em conformidade com os regulamentos, sendo de crescente importância. A atividade do projeto proposto não é a única alternativa em conformidade com os regulamentos.

A análise a seguir estudará a viabilidade da implantação do projeto, sem estar registrado como uma atividade do projeto CDM.

Etapa 2. Análise do investimento

Subetapa 2a. Determine o método de análise apropriado

A adicionalidade é demonstrada através de uma análise de *benchmarking* de investimentos (opção III)

Subetapa 2b e 2c– Opção III – Análise de benchmarking

A Santa Adélia tem outra Atividade do Projeto CDM registrada [Projeto de Cogeração da Termoelétrica Santa Adélia (TSACP) – Número de Referência do Projeto 0200]. A adicionalidade desta atividade do projeto foi demonstrada através de análise de barreira, entretanto uma comparação entre o IRR do Projeto e a taxa SELIC⁶ foi realizada para analisar com precisão o ambiente de investimentos no Brasil. Para ser consistente com a análise do projeto que foi previamente registrado, a Taxa Básica Brasileira utilizada como referência pela política monetária, conhecida como taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), será levada em consideração para dar uma indicação do ambiente de investimentos e a expectativa geral dos investimentos no país. Por ocasião da decisão sobre os investimentos, abril de 2005, a taxa SELIC era de 18,74% (março de 2005). O Custo Médio Ponderado do Capital (WACC) aplicável à geração de energia é calculado por ocasião da decisão sobre os investimentos, 14,44% (uma planilha com o cálculo é fornecida como anexo ao presente documento). O WACC calculado, sendo uma figura mais específica e, incidentalmente, mais conservadora, é aplicado na análise de *benchmarking*.

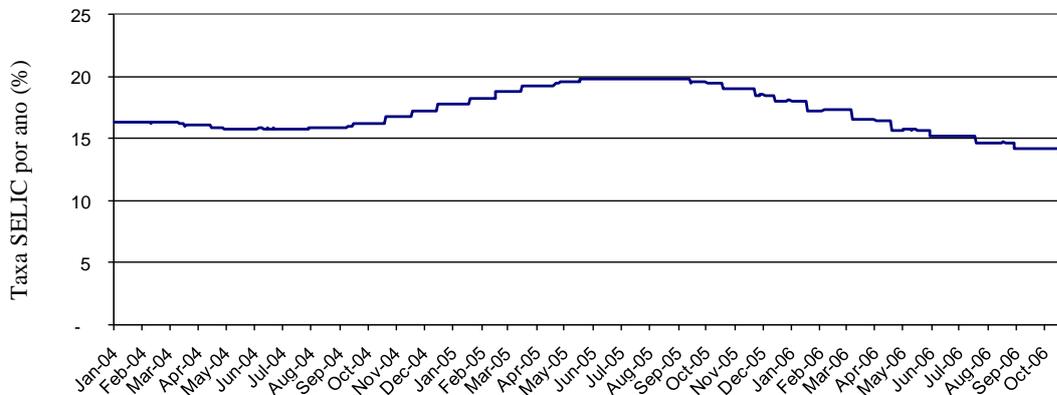
⁴ Fonte: <http://www.epe.gov.br/Lists/LeilaoA32007/DispForm.aspx?ID=44>

⁵ Fonte: Folha de S. Paulo, 17 de outubro de 2007, <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi1710200730.htm>

⁶ http://www.portalbrasil.net/indices_selic.htm



Níveis das Taxas de Juros Brasileiras



(Referência: Banco Central do Brasil)

Indicador Financeiro, Taxa interna de retorno (IRR)

O indicador financeiro identificado para o projeto de cogeração, como no caso da Usina Interlagos, é o IRR do projeto.

O fluxo de caixa da Usina Interlagos para 20 anos (consulte a planilha anexa com a análise de fluxo de caixa livre da atividade do projeto) mostra que o IRR do projeto, 12,16%, é mais baixo do que o *benchmarking* escolhido, sendo o WACC de geração de energia no Brasil de 14,44%. Isto evidencia que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor.

A estimativa de aumento futuro de custos e receitas de fluxo de caixa não é linear, porque está diretamente vinculada à área de plantação, a qual, por sua vez, é baseada na expansão da área de plantação de cana de açúcar, que não é linear, mas depende da negociação da área com os proprietários. A figura abaixo mostra os valores assumidos e calculados até 2014 (para a análise restante, até 2026 as figuras de 2014 são repetidas, consulte o anexo PDD com o cálculo de IRR para maiores detalhes). A geração de eletricidade no fluxo de caixa foi baseado na planilha anexa com o cálculo de CERs. Os valores das tarifas foram estimados em BRL 125/MWh, com base nos resultados da primeira proposta, realizada pelo Governo Federal Brasileiro em 2005⁷. Os preços variaram a partir de BRL 111,04 para distribuição em 2008, até BRL 138,85 para distribuição em 2010. PPA assinou com a CEMIG em 2006, que foi escolhida por ser um contrato de longo prazo, com valor de BRL 124,90/MWh, submetido ao DOE para confirmar a consistência da figura. Os valores dos impostos no fluxo de caixa são baseados nas seguintes leis brasileiras: PIS- Lei 10.637, COFINS - Lei 10.833, IR - Lei 9.430, CSLL - Lei 7.689. As taxas de depreciação aplicáveis para cada peça do equipamento são determinadas pela Secretaria da Receita Federal⁸. No cálculo do IRR, o valor individual mais conservador (5%) foi usado. O investimento total (BRL 100,8 milhões) e os custos de O&M (3,567% dos custos do investimento) foram estimados pelos participantes do projeto e confirmados como razoáveis e conservadores por meio de figuras indicadoras oficiais^{9,10} disponíveis por ocasião da decisão de prosseguir com a atividade do projeto.

⁷ Resultados disponíveis em <http://bit.ly/h7kewU>.

⁸ Regulamento 162/1998 disponível em <http://bit.ly/idia5I>.

⁹ **Ministério das Minas e Energia (2003)**. Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte (VETEF) – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA, 1ª Etapa).

De acordo com as diretrizes PDD (versão 7), o documento tem que “explicar e justificar as premissas e lógicas principais”. “Fornecer documentação relevante ou referências. Ilustrar de uma maneira transparente todos os dados utilizados para avaliar a adicionalidade da atividade do projeto (variáveis, parâmetros, fontes dos dados, etc.)” Os participantes do projeto chamam a atenção para o fato de que as planilhas de cálculo fornecidas (CERS, WACC e IRR) são parte do presente PDD. As premissas e lógicas principais são fornecidas no parágrafo acima e nas planilhas anexas. A documentação relevante e as referências são divulgadas nas planilhas e foram fornecidas ao DOE.

Subetapa 2d: Análise de sensibilidade

Uma análise de sensibilidade foi conduzida mediante alteração dos seguintes parâmetros:

- Aumento da receita do projeto (tarifa e PLF)
- Redução dos custos (O&M e investimento total)

Aqueles parâmetros foram selecionados como sendo os mais prováveis de flutuar no decorrer do tempo. As análises financeiras foram realizadas mediante alteração de cada um destes parâmetros em 10% e avaliação de qual seria o impacto sobre o IRR do projeto. Consulte os resultados na Tabela abaixo (para o cálculo, consulte a planilha de fluxo de caixa livre).

Tabela: Análise de sensibilidade

Cenário	% alteração	IRR (%)
Original	-	12,16
Aumento no valor da tarifa	10%	13,68
Aumento na geração de energia	10%	13,68
Redução nos custos operacionais do projeto	10%	12,44
Redução nos custos dos investimentos	10%	13,84
<i>Benchmarking: WACC do Setor</i>		14,44%

Como pode ser observada, a TIR do projeto continua a ser inferior ao valor de referência, mesmos nos casos em que esses parâmetros mudam em favor do projeto.

Ainda, uma simulação foi realizada para verificar os possíveis cenários onde a TIR seria igual ao valor de referência (Tabela 6)

Tabela 6– Cenários onde a TIR se iguala ao valor do benchmark (14,44%).

	TIR %	Custo O&M (1.000BRL/MWh)	Investimento (1.000BRL/MWh)	Tarifa (BRL/MWh)	PLF*	Varição (%)
<i>Original</i>	12,16	3.595	100.797	125,00	218.052	N/A
<i>Custos O&M</i>	14,44	629	100.797	125,00	218.052	-82,50
<i>Investimento</i>	14,44	3.595	87.492	125,00	218.052	-13,20
<i>Tarifa</i>	14,44	3.595	100.797	143,94	218.052	+15,15
<i>PLF</i>	14,44	3.595	100.797	125,00	251.087	+15,15

* Válido a partir de 2014

¹⁰ **Centro Nacional de Referência em Biomassa (2001).** Levantamento do Potencial Real de Cogeração de Excedentes no Setor Sucroalcooleiro. Nos custos de investimentos de referência na faixa de BRL 1500 a BRL 2000 por kW, é feita uma estimativa para as atividades do projeto com o objetivo de gerar eletricidade adicional a ser distribuída através da rede elétrica no setor de cana de açúcar, com configuração similar (caldeira de 60 bar e 450°C, opções 3 e 4 na referência). O valor conservador de BRL 1260/kW foi estimado para a atividade do projeto.



Um aumento no preço resultaria na TIR do projeto igual a benchmark se fosse reajustado para R\$143,94/MWh. Isso corresponde a uma variação de 15,15% do preço original (R\$125,00/MWh). Por outro lado, a TIR do projeto se igualaria a benchmark no cenário onde R\$251.087/MWh/ano de energia fosse exportada da planta para a grade (originalmente a planta foi planejada para exportar 218.052Wh). Essa variação também corresponde para um aumento na geração de eletricidade equivalente a 15,15%

O preço usado na análise (R\$125,99/MWh) foi utilizado do resultado do primeiro leilão de novas energias conduzido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). De acordo com a CCEE, o critério de última tarifa é utilizado para definir os vencedores do leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão as licitantes que ofertarem a energia elétrica pelo menor preço por Mega-Watt hora para suprir a demanda prevista pelas distribuidoras.

O resultado de uma participação bem sucedida neste tipo de leilão é a assinatura de um acordo de compra de energia chamado CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia no Mercado Regulado¹¹. PPA's permanecem fixos ao longo dos anos, e somente devem ser ajustados de acordo com o Índice de Preços ao Consumidor Ampliado (IPCA), que é o índice oficial que mede a inflação no Brasil. Uma vez que o fluxo de caixa foi feito sem considerar qualquer variação devido à inflação ao longo dos anos considerados, a tarifa deve ser mantida em valores constantes. Além disso, devido ao longo prazo do PPA, é razoável supor que a tarifa não será alterada.

Além disso, uma comparação entre a tarifa aplicada na análise e a tarifa obtida das usinas de açúcar nos dois leilões mais recentes pode ser feita. O Oitavo Leilão de Novas Energias¹² aconteceu em Agosto de 2009. A usina de açúcar que vendeu o excedente de sua eletricidade nesse leilão obteve uma tarifa de R\$144,60/MWh. Essa tarifa, em Dezembro de 2005 é equivalente¹³ a R\$112,28/MWh. O Segundo leilão de fontes alternativas¹⁴ foi realizado em agosto, 2010. A tarifa obtida pelas usinas de açúcar que venderam eletricidade nesse leilão foi de R\$137,92. Essa tarifa em Dezembro de 2005 seria equivalente¹² a R\$114,58/MWh. Como podem ser observadas, as tarifas de ambos os leilões são menores que as usadas na análise, que como consequência, pode ser consideradas conservadoras e apropriadas. Portanto, nenhuma variação na TIR do projeto pode vir a ser associado a um eventual aumento no preço de eletricidade.

Não é esperado que a geração de energia aumente, pois a estimativa foi baseada na capacidade de processamento da cana de açúcar. Assim, a planta só poderia gerar mais eletricidade do que a estimada e usada na análise se a capacidade de processamento da usina de cana de açúcar aumentasse. Isso não é previsto pelo proprietário do projeto. Adicionalmente, essa expansão resultaria em novos investimentos,

¹¹ De acordo com a CCEE, o novo modelo para o setor elétrico afirma que a comercialização da eletricidade é concluída em dois ambientes de mercado: *O Ambiente de Contratação Regulado e Ambiente de Contratação Livre (ACR). Contratos feitos no ACR é formalizado por meio de regulamentação de acordos bilaterais chamados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica – CCEAR -, celebrados entre agentes de distribuição (vendedores, geradores, produtores independentes ou produtores) e Agentes de Compras (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica..*

¹² O resultado do oitavo leilão de Novas Energias está disponível publicamente <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=39c02d85c2753210VgnVCM1000005e01010aRCRD>>. Visitado em 04 de Maio de 2011.

¹³ Tarifa obtida pelas usinas de açúcar nos dois leilões mais recentes deflacionada pelo índice IGP-M Os dados históricos do índice estão disponíveis publicamente em <<http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx#>>. Visitado em 04 de Maio de 2011.

¹⁴ Os resultados do Segundo leilão de Fontes Alternativas estão disponíveis publicamente <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?contentType=RESULTADO_LEILAO&vgnextoid=ed7c645eb56ba210VgnVCM1000005e01010aRCRD&qry=RESULTADO-LEILAO-CD-RESULTADO-LEILAO=5710645eb56ba210VgnVCM1000005e01010a___&x=16&y=5>. Visitado em 04 de Maio de 2011.



conseqüentemente reduzindo o impacto na TIR do projeto. Portanto um aumento na receita do projeto devido a um aumento na geração de eletricidade além das suposições apresentadas no fluxo de caixa não é provável.

O investimento total necessário para construir a planta como foi apresentado no fluxo de caixa corresponde a um custo de investimento estimado pelo dono do projeto. Como citado acima (veja o cálculo de indicadores financeiros), dois documentos oficiais foram apresentados na época da tomada de decisão do investimento, e indicam um custo adicional de investimento para o projeto com o objetivo de gerar eletricidade para ser enviado à rede das indústrias de açúcar e álcool no Brasil: CENBIO (2001)¹⁰ e MME (2003)⁹. Unicamp (2008)¹⁵ indica custos de investimento em torno de R\$1850 a R\$2000 por kW. Portanto, o valor estimado de R\$1260 por kW para a atividade do projeto é claramente plausível e conservadora. Além disso, dados reais demonstraram que o valor atual já é maior. Resumindo, nenhuma variação na TIR do projeto pode ser atribuída a variação no investimento.

Finalmente, uma redução nos custos de Operação e Manutenção (O&M) não é esperada. Há literatura que mostra que o valor utilizado já é conservador. O valor utilizado (3,567% do custo de investimento) foi esclarecido numa nota de referencia econômica do governo federal do Ministério de Minas e Energia de 2003⁹. Unicamp (2008)¹⁵ indica custo de O&M correspondente a 4% do investimento, que é similar ao valor utilizado e também indica adequação do valor. Portanto, tamanha variação de custo de O&M não é esperada.

Resultado: O IRR da atividade do projeto sem estar registrado como um projeto CDM (12,16%) está notavelmente abaixo do *benchmarking* do setor (14,44%), evidenciando que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor.

Etapa 3. Análise de Barreiras:

Subetapa 3a. Identifique as barreiras que evitariam a implantação da atividade do projeto CDM proposto.

As barreiras mencionadas abaixo servem para reforçar o conservadorismo do *benchmarking* adotado, que deve ser maior para refletir estas dificuldades.

Barreiras Institucionais

Um artigo escrito em 2004 por dois professores de Planejamento da Energia na Universidade Federal do Rio de Janeiro analisa os regulamentos da energia brasileira e identifica quatro fragilidades que podem determinar sua implantação apropriada. Aquelas fragilidades referem-se a:

- 1) A garantia da compra da eletricidade. Alguns pontos ainda devem ser esclarecidos, no tocante a:
 - a) Limites mínimo e máximo para a compra de energia;
 - b) A possibilidade da ONS – Operador do Sistema Elétrico determinar o aumento ou redução da produção, dependendo da variação na demanda;
 - c) Pagamento para a disponibilidade da capacidade de produção, em períodos quando existe oferta de energia abundante.

¹⁵ Universidade Estadual de Campinas (2008). Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral de biomassa de cana no Brasil. Tese de PHD por Mr. Joaquim Eugênio Abel Seabra.



- 2) Problemas jurídicos na legislação de audiências públicas. Algumas regras não são totalmente compatíveis com a legislação, o que poderia levar a anulações de contratos.
- 3) A maneira como o preço da energia é estabelecido atualmente, através do cálculo de um preço médio para cada tipo de fonte de energia, penaliza os projetos com uma taxa de custo-benefício mais baixa. Os autores sugerem que os preços deveriam ser estabelecidos de acordo com as características de cada projeto.

Link para este artigo (com um resumo em inglês): <http://bit.ly/bPJ766>.

Existe uma demanda crescente para a energia no Brasil, mas ela não está sendo atendida pelas centrais de biomassa. Nos leilões mais recentes de energia realizados no Brasil, os resultados foram os seguintes: num leilão ocorrido em 26 de junho de 2007, houve um aumento de 1.781,8 MW no sistema Elétrico Nacional, aumento este proveniente das centrais termoelétricas a óleo¹⁶; em um leilão ocorrido em 16 de outubro de 2007, foi constatado um aumento de 4.353 MW no sistema Elétrico Nacional, nos quais 69% tiveram como origem as centrais a combustível fóssil (óleo, carvão e gás natural)¹⁷.

No leilão de energia para fontes de energia alternativa, realizado em 18 de junho de 2007, 2.803 MW foram qualificados, mas apenas 638,64 MW foram negociados¹⁸, o que demonstra a falta de interesse da maioria dos participantes, devido ao preço e condições apresentados. Dos 2.000 a 3.000 MW estimados, disponíveis nas centrais de bagaço de cana de açúcar, somente 542 MW foram vendidos. Conforme mencionado acima, em agosto de 2008, o leilão para “energia de reserva”, que incluiu somente biomassa como fonte de energia, teve resultados abaixo da expectativa: Na media, 2.102 MW foram elegíveis a participar, mas somente 548 MW foram negociados no leilão. A razão principal para isto, de acordo com os analistas de Mercado, foi o baixo preço conseguido.

Devido às barreiras mencionadas acima, que ainda são válidas em 2009, a geração de energia elétrica a partir do bagaço de cana de açúcar representa somente 3,83% da geração total de eletricidade no Brasil (consulte a tabela abaixo).

Tipo	Capacidade Instalada			Total			
	Número de Centrais	(kW)	%	Número de Centrais	(kW)	%	
Hidro		814	78.213.049	68,74	814	78.213.049	68,74
Gás	Natural	91	10.605.802	9,32	123	11.852.285	10,42
	Processado	32	1.246.483	1,1			
Óleo	Diesel	777	3.894.983	3,42	798	5.606.177	4,93
	Residual	21	1711.194	1,5			
Biomassa	Bagaço de cana de açúcar	278	4.358.370	3,83	339	5.872.435	5,16
	Lixívia negra	14	1.145.798	1,01			
	Madeira	33	295.017	0,26			
	Biogás	7	41.842	0,04			
	Resíduos de arroz	7	31.408	0,03			
Nuclear		2	2.007.000	1,76	2	2.007.000	1,76
Carvão	Carvão mineral	8	1.455.104	1,28	8	1.455.104	1,28

¹⁶ Fonte: <http://www.epe.gov.br/Lists/LeilaoA32007/DispForm.aspx?ID=44>

¹⁷ Fonte: Folha de S. Paulo, 17 de outubro de 2007, <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi1710200730.htm>

¹⁸ Fonte: http://www.epe.gov.br/PressReleases/20070618_1.pdf



Eólica (Vento)		36	602.284	0,53	36	602.284	0,53
Importações	Paraguai		5.650.000	5,46			
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07		8.170.000	7,18
	Total	2.120	113.778.334	100	2.120	113.778.334	100

Plantas de Operação, situação em 19 de outubro de 2009

Fonte: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>

Esta tendência deve continuar, conforme demonstrado pela enorme diferença entre as centrais termoeletricas a biomassa e a capacidade das centrais de energia a combustível fóssil concedidos pela ANEEL, conforme situação em 19 de outubro de 2009:

Classe de combustíveis usados no Brasil – Concessões			
Combustível	Quantidade	Potência (kW)	%
Biomassa	49	1.997.220	15,81
Fóssil	94	10.590.202	83,81
Outros	9	49.100	0,39
Total	152	12.636.522	100

Fontes de energia para a geração de eletricidade – Concessões (situação em 19 de outubro de 2009 -

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.asp>)

Subetapa 3b. Mostre que as barreiras identificadas não evitarão a implantação de pelo menos uma das alternativas (exceto a atividade proposta):

Conforme descrito acima, a alternativa principal para a atividade do projeto é continuar o *status quo*, com as usinas produtoras de cana de açúcar concentrando seus investimentos em açúcar e etanol. Consequentemente, as barreiras acima não afetaram o investimento em outras oportunidades.

Se as subetapas 3a-2b forem atendidas, prosseguir para a Etapa 4.

Etapa 4. Análise prática comum

Subetapa 4a. Analise outras atividades similares à atividade do projeto proposto.

Um artigo escrito por Marcos Sawaya Jank, presidente da UNICA (União da Indústria de Cana de Açúcar), publicado em 17 de novembro de 2009, afirma que somente 20% das usinas produtoras de açúcar exportam para a rede elétrica (fonte: <http://bit.ly/eljWu9>).

A geração de eletricidade pelas usinas produtoras de açúcar para a rede elétrica não pode ser considerada prática comum no Brasil, onde somente 3,83% da capacidade instalada consiste da geração de



bagaço de cana de açúcar¹⁹ (a maior parte disto para consumo próprio das usinas produtoras de açúcar, e operação somente na temporada da safra. Em outras palavras, caso o mesmo queira considerar a eletricidade fornecida para a rede elétrica, o compartilhamento será consideravelmente menor).

O potencial para gerar eletricidade para comercialização (exportação para a rede elétrica), é estimado em aproximadamente 8,7 GW, para 2012-2013²⁰. Este potencial sempre existiu e vem crescendo à medida que a indústria de cana de açúcar vem crescendo. Entretanto, os investimentos para expandir as centrais elétricas das usinas produtoras de açúcar somente passaram a ocorrer depois do ano 2000. Embora uma legislação flexível que permite a existência de produtores independentes de energia exista desde 1995, foi somente após o ano de 2000 que os produtores de cana de açúcar começaram a estudar esta atividade do projeto proposto como uma alternativa de investimento para suas centrais elétricas, em conjunto com a introdução do CDM.

A Copersucar é uma das maiores cooperativas do setor no Brasil (*Jornal da Cana – Jornal do setor canavieiro*, Outubro de 2006). Dentre as usinas que integram a Copersucar, considerando as usinas que não possuem projetos CDM, somente 10% experimentaram um crescimento de sua capacidade e conseguiram exportar energia para a rede elétrica em 2006¹⁶.

O projeto Interlagos está situado no estado de São Paulo, que é o estado com o maior número de usinas produtoras de açúcar que exportam eletricidade.

Uma comparação da eficiência elétrica da Usina Interlagos será feita com as usinas produtoras de açúcar que são membros da Copersucar, mas não projetos CDM. Os dados financeiros sobre estas usinas produtoras de açúcar não estão disponíveis ao público. Consequentemente, somente uma comparação técnica pode ser realizada.

A Usina Interlagos possui uma relação *total gerado KWh/toneladas de bagaço* de 380,6. Dentre os membros da Copersucar, a relação média do *total gerado KWh/toneladas de bagaço* é 50,0.

Uma lista de usinas produtoras de açúcar existentes no banco de dados Agência Brasileira Reguladora de Eletricidade para a geração de energia com biomassa¹⁸ com uma capacidade instalada acima de 50 MW (a capacidade total da Usina Interlagos é 80 MW – a *Ferramenta de Adicionalidade* recomenda a comparação de projetos com escala similar), é apresentada abaixo.

A região selecionada para a análise prática comum é o estado de São Paulo, onde a Usina Interlagos está localizada, e onde a maioria das usinas produtoras de açúcar com escala similar está localizadas, conforme demonstrado abaixo. Em complemento, 61% das usinas produtoras de açúcar que exportam para a rede elétrica estão localizadas no estado de São Paulo (fonte: <http://bit.ly/eljWu9>). É importante chamar a atenção para o fato de que o processo de licenciamento ambiental é regulamentado e efetuado pela agência ambiental estadual da localidade. Outra evidência da diferença é que mesmo onde os regulamentos federais devem ser seguidos, por exemplo, o imposto federal para o uso do sistema de transmissão e distribuição interconectado, seu valor é basicamente determinado pelo estado onde o projeto de geração de energia está localizado¹⁷. Portanto, somente projetos no estado de São Paulo podem ser considerados para fins de realização em um ambiente comparável em relação à estrutura reguladora. Levando-se em conta o conteúdo acima, ou seja, centrais termoeletricas alimentadas com bagaço de cana de açúcar no estado de São Paulo, com capacidade instalada superior a 50 MW, a lista a seguir é a mais recente relação oficial disponível ao público de projetos similares.

¹⁹ ANNEL, Banco de Informações da Geração

(<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>, acessado em 12 de maio de 2009),

²⁰ UNICA - União da Indústria de Cana de Açúcar – *Union of the Sugarcane Industry* (www.portalunica.com.br)



Centrais termoeletricas do estado de São Paulo que distribuem para a rede elétrica e queimam bagaço de cana de açúcar (capacidade acima de 50 MW)						Pressão da caldeira (bar)
	Usina	Capacidade instalada (KW)	Localização	PAC*	CDM	
1	Rafard	50,000	Rafard - SP			62
2	Colorado	52,760	Guaiúba - SP	PAC*	CDM	66
3	Guaiúba Energética	55,000	Guaiúba - SP		CDM	66
4	Santa Elisa - Unidade I	58,000	Sertãozinho - SP		CDM	66
5	Equipav	58,400	Promissão - SP		CDM	66
6	Alta Mogiana	56,000	São Joaquim da Barra - SP		CDM	42
7	Conquista do Pontal	100,000	Mirante do Paranapanema - SP	PAC*		67
8	Barra Grande de Lençóis	62,900	Lençóis Paulista - SP		CDM	65
9	Colombo	65,500	Ariranha - SP		CDM	62
10	Barra Bioenergia	136,000	Barra Bonita - SP	PAC*		100
11	Ferrari	65,500	Pirassununga - SP	PAC*	CDM	65
12	São Luiz	70,400	Pirassununga - SP		CDM	67
13	Cerradinho	75,000	Catanduba - SP		CDM	62
14	Costa Pinto	75,000	Piracicaba - SP	PAC*	CDM	67
15	São João da Boa Vista	77,000	São João da Boa Vista - SP	PAC*	CDM	67
16	Cocal II	160,000	Narandiba - SP	PAC*		67
17	Equipav II	80,000	Promissão - SP		CDM	66
18	Casa	82,000	Andradina - SP		CDM	67
19	São José	80,300	Macatuba - SP	PAC*	CDM	42
20	Santa Cruz AB (ExOmetto)	84,000	Américo Brasiliense - SP	PAC*	CDM	65
21	Vale do Rosário	93,000	Morro Agudo - SP		CDM	65
22	Usina Bonfim	111,000	Guariba - SP	PAC*	CDM	100

Dentre 22 projetos similares, 19 são atividades do projeto que foram publicadas no *website* UNFCCC para consulta das partes interessadas globalmente, como parte do processo de validação (referências completas na planilha anexa “projetos similares” PDD) e não serão incluídas na análise (EB38, parágrafo 60). Os três projetos restantes (Conquista do Pontal, Barra Bioenergia e Cocal II, fazem parte do programa PAC do governo federal²¹, recebendo incentivos financeiros adicionais²² e, portanto, não podendo ser considerados para efeitos de realização num ambiente comparável em relação às condições de investimento. Outra evidência para demonstrar o envolvimento do governo federal é o fato de que todos os três projetos foram inaugurados simultaneamente em setembro de 2010²³, Barra Bioenergia pelo Presidente Brasileiro Sr. Luiz Inácio Lula da Silva, Cocal II pelo Ministro das Minas e Energia, Sr. Márcio Pereira Zimmermann e, finalmente, Conquista do Pontal pelo Secretário de Energia Elétrica do Ministério das Minas e Energia, Sr. Wilson Grudtner.

Desta maneira, nenhum projeto similar está ocorrendo, ressaltando-se o fato de que o projeto Interlagos não é a prática comum.

Subetapa 4b. Discuta quaisquer opções similares que estejam ocorrendo:

Conforme demonstrado acima, existe uma demanda crescente para a energia no Brasil, mas ela não está sendo atendida pelas centrais de biomassa. Nos leilões mais recentes de energia realizados no Brasil, os

²¹ Programa de Aceleração do Crescimento (Growth Acceleration Program, consulte <http://www.brasil.gov.br/pac> e uma lista de centrais elétricas incluídas no programa no relatório disponível em <http://www.brasil.gov.br/pac/pac-2/pac-2-relatorio-5>).

²² Por exemplo, um débito maior em relação ao índice do patrimônio líquido, prazo de carência mais longo, etc. (veja a nota técnica publicada pelo DIEESE, Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos, disponível em <http://bit.ly/fdTtJ6> ou a referência governamental oficial em <http://bit.ly/edqp9y>).

²³ Fonte: http://www.jcnet.com.br/mostra_fotocapa.php?codigo=3276.



resultados foram os seguintes: num leilão ocorrido em 26 de junho de 2007, houve um aumento de 1.781,8 MW no sistema Elétrico Nacional, aumento este proveniente das centrais termoeletricas a óleo²⁴; em um leilão ocorrido em 16 de outubro de 2007, foi constatado um aumento de 4.353 MW no sistema Elétrico Nacional, nos quais 69% tiveram como origem as centrais de combustível fóssil (óleo, carvão e gás natural)²⁵.

No leilão de energia para fontes de energia alternativa, realizado em 18 de junho de 2007, 2.803 MW foram qualificados, mas apenas 638.64 MW foram negociados²⁶, o que demonstra a falta de interesse da maioria dos participantes, devido ao preço e condições apresentados. Dos 2.000 a 3.000 MW estimados, disponíveis nas centrais de bagaço de cana de açúcar, somente 542 MW foram vendidos. Conforme mencionado acima, em agosto de 2008, o leilão para “energia de reserva”, que incluiu somente biomassa como fonte de energia, teve resultados abaixo da expectativa: Na media, 2.102 MW foram elegíveis a participar, mas somente 548 MW foram negociados no leilão,

Esta situação ressalta o fato de que a atividade do projeto não deverá ser considerada como uma prática comum.

As subetapas 4a e 4b são atendidas, e então a atividade do projeto proposto é adicional.

²⁴ Fonte: <http://www.epe.gov.br/Lists/LeilaoA32007/DispForm.aspx?ID=44>

²⁵ Fonte: Folha de S. Paulo, 17 de outubro de 2007, <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi1710200730.htm>

²⁶ Fonte: http://www.epe.gov.br/PressReleases/20070618_1.pdf

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

A atividade do projeto reduz principalmente as emissões de CO₂ através da substituição da geração de energia e calor com combustíveis fósseis pela geração de energia com biomassa. A redução das emissões ER_y pela atividade do projeto durante um dado ano y é a diferença entre as reduções nas emissões através da substituição da geração de calor com combustíveis fósseis ($ER_{calor,y}$), as reduções nas emissões através da substituição da geração de eletricidade com combustíveis fósseis ($ER_{eletricidade,y}$), e as emissões do projeto (PE_y), emissões causadas por vazamentos (L_y) e, onde esta fonte de emissões estiver incluída no limite do projeto e seja relevante, emissões de referência causadas pela decomposição natural ou queira das fontes antropogênicas de biomassa ($BE_{biomassa,y}$), conforme segue:

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

onde:

ER_y : são as reduções nas emissões da atividade do projeto durante o ano y em toneladas de CO₂,

$ER_{calor,y}$: são as reduções nas emissões causadas pelo deslocamento do calor durante o ano y em toneladas de CO₂,

$ER_{eletricidade,y}$: são as reduções nas emissões causadas pelo deslocamento da eletricidade durante o ano y em toneladas de CO₂,

$BE_{biomassa,y}$: São as emissões de referência causadas pela decomposição natural ou queima das fontes antropogênicas de biomassa durante o ano y em toneladas de CO₂ equivalentes.

PE_y : são as emissões do projeto durante o ano y em toneladas de CO₂, e

L_y : são as emissões causadas por vazamentos durante o ano y em toneladas de CO₂.

As reduções nas emissões pela geração de calor não são consideradas porque a eficiência térmica da central do projeto é maior do que a eficiência da geração de calor na central de referência, conforme demonstrado na seção B.4. Por questões de conservadorismo, eles são excluídos, ou seja, $ER_{calor,y}=0$.

As emissões de referência provenientes da queima sem controle ou decomposição da biomassa no cenário de referência não estão incluídos, conforme demonstrado na seção B.4. , ou seja, $BE_{biomassa,y}=0$ (Cenário B4).

EMISSÕES DO PROJETO

As emissões do projeto incluem as emissões de CO₂ provenientes do transporte da biomassa para a sede do projeto (PET_y), emissões de CO₂ provenientes do consumo na própria sede de combustíveis fósseis devido à atividade do projeto ($PEFF_y$), emissões de CO₂ causadas pela importação/consumo de eletricidade da rede elétrica no local do projeto ($PEEC,y$) e, onde esta fonte de emissões estiver incluída no limite do projeto e for relevante, as emissões de CH₄ provenientes da combustão da biomassa ($PE_{Biomassa,CH4,y}$).

$$PE_y = PET_y + PEFF_y + PEEC,y + GWP_{CH4} \cdot (PE_{Biomassa,CH4,y} + PE_{WW,CH4,y}) \quad \text{Equação 2}$$

Sendo:



$PE_{T,y}$ = emissões de CO₂ durante o ano y causadas pelo transporte dos resíduos de biomassa para a central do projeto (tCO₂/yr)

$PE_{FF,y}$ = emissões de CO₂ durante o ano y causadas pelos combustíveis fósseis coalimentados pela instalação de geração ou outro consumo de combustível fóssil no local do projeto que possa ser atribuída à atividade do projeto (tCO₂/yr)

$PE_{EC,y}$ = emissões de CO₂ durante o ano y causadas pelo consumo de eletricidade no local do projeto que possa ser atribuída à atividade do projeto (tCO₂/yr)

GWP_{CH_4} = Potencial de Aquecimento Global para o metano válido para o período de comprometimento relevante

$PE_{Biomassa,CH_4,y}$ = emissões de CH₄ provenientes da combustão dos resíduos de biomassa durante o ano y (tCH₄/yr)

$PE_{ww,CH_4,y}$ = emissões de CH₄ provenientes das águas residuais geradas no tratamento dos resíduos de biomassa no ano y (tCH₄/yr)

Não existe o transporte de biomassa, uma vez que o bagaço é produzido na própria sede do projeto. Consequentemente, $PE_{T,y} = 0$.

Também não existe o consumo de combustíveis fósseis. Toda a energia necessária no local é fornecida pela atividade do projeto e nenhum combustível fóssil é coalimentado ($PE_{FF,y}=0$). A decomposição da biomassa não é considerada de modo conservador ($PE_{biomassa,CH_4,y}$) e as emissões provenientes das águas residuais não são levadas em consideração porque não são tratadas sob condições anaeróbicas ($PE_{ww,CH_4,y}$). Além do mais, as únicas águas residuais geradas no processo de biomassa (cana de açúcar) é a vinassa, o que também ocorreria no cenário de referência, sem o projeto CDM.

Finalmente, fora da temporada, o projeto consumirá eletricidade da rede elétrica. A baixa temporada vai da metade de novembro até a metade de abril do ano seguinte, e o consumo de energia tem a intenção de fornecer energia para os trabalhos de manutenção. O consumo de eletricidade durante a baixa temporada ocorreria tanto na atividade do projeto como no cenário de referência. Desta forma, nenhuma emissão deve ser considerada. Além do mais, uma vez que as tecnologias de geração de energia renovável cativas são instaladas de modo a fornecer eletricidade para a atividade do projeto, bem como no cenário de referência, a “Ferramenta para calcular as emissões causadas por vazamentos, de referência e/ou do projeto a partir do consumo de eletricidade”, não se aplica.

Portanto, as emissões do projeto (PE_y) são zero.

EMISSÕES CAUSADAS POR VAZAMENTOS

As únicas emissões ocasionadas por vazamentos no contexto dos projetos do setor elétrico são as emissões que surgem devido às atividades tais como construção de central elétrica, manuseio de combustível (extração, processamento e transporte), e aumento das emissões a partir da combustão de combustíveis fósseis devido à mudança de aplicação da biomassa em relação a outros usos na central do projeto, como resultado da atividade do projeto.

Os participantes do projeto não precisam considerar estas fontes de emissões como vazamentos ao aplicar esta metodologia no cenário 4, porque a mudança de aplicação da biomassa para a atividade do projeto já foi considerado no cálculo das reduções de referência. Portanto:

$$L_y = 0$$

Equação 3

REDUÇÕES DAS EMISSÕES

As reduções nas emissões causadas pelo deslocamento da eletricidade são calculadas mediante a multiplicação da quantidade líquida da eletricidade acrescentada gerada a partir da biomassa, como resultado da atividade do projeto (EG_y), com o fator de emissão de referência de CO_2 para a eletricidade deslocado devido ao projeto ($EF_{eletricidade,y}$), conforme segue:

$$ER_{electricity,y} = EG_y \cdot EF_{electricity,y} \quad \text{Equação 4}$$

Para o cenário 4, EG_y é determinado como a diferença entre a geração de eletricidade na central do projeto e a quantidade de eletricidade que seria gerada por outra(s) central(ais) elétrica(s) que utilizam a mesma quantidade de resíduos de biomassa que é alimentada na central do projeto, conforme segue:

$$EG_y = EG_{project_plant,y} - \varepsilon_{el,other_plant} \cdot \frac{1}{3.6} \cdot \sum_k BF_{k,y} \cdot NCV_k \quad \text{Equação 5}$$

Sendo:

$EG_{planta\ do\ projeto,y}$: quantidade líquida de eletricidade gerada na central do projeto durante o ano y (MWh)

$\varepsilon_{el, outra\ central}$: Eficiência líquida média da energia na geração de eletricidade na outra central que utilizaria os resíduos de biomassa alimentados na central do projeto na ausência da atividade do projeto ($MWh_{el}/MWh_{biomassa}$)

$BF_{k,y}$: quantidade de resíduos de biomassa do tipo K submetida a uma combustão na central do projeto durante o ano y (toneladas de material seco)

NCV_k : valor calorífico líquido dos resíduos de biomassa do tipo k (GJ/toneladas de material seco)

Com base nas explicações acima, temos as reduções nas emissões da atividade do projeto calculadas como:

$$ER_y = ER_{electricity,y} = EF_y * EG_y \quad \text{Equação 7}$$

Cálculo do Fator de Emissão para a eletricidade da rede elétrica (EF_{rede})

Para o cálculo das emissões da eletricidade da rede elétrica (EF_{rede}), a ferramenta de metodologia aprovada “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”, versão 02, é aplicada.

O DNA brasileiro disponibilizou o fator de emissão da margem operacional calculado mediante o uso da opção “c” desta ferramenta: análise de dados de despacho OM. O DNA brasileiro publicou a resolução número 8, emitida em 26 de maio de 2008, que define a Rede Interconectada Brasileira como um sistema simples, que abrange todas as cinco regiões macrogeográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste). Maiores informações sobre os métodos aplicados podem ser obtidas no *website* do DNA



(<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html>), sendo que a data de origem será utilizada na atividade do projeto.

O fator de emissão de referência da rede elétrica para este projeto será estimado (*ex-ante*) com base nos valores apresentados pelo DNA Brasileiro para 2006. O período da safra para a região Sudeste brasileira vai aproximadamente do final de abril até o final de novembro. Tomando-se os fatores de emissões do ano de 1006, o resultado é o seguinte (consulte a planilha de cálculo do CER).

A margem combinada é calculada conforme segue:

$$EF_{grid,y} = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 8}$$

Onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , são, para o primeiro período de crédito: $w_{OM} = 0,50$; $w_{BM} = 0,50$).

Com estes números, aplicando-se a fórmula apresentada acima, nós temos:

$$EF_y = 0,50 \times 0,3232 + 0,50 \times 0,0814$$

O fator de emissão estimado é 0,2023 tCO₂/MWh.

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

Dado / Parâmetro	Ξel, central de referência
Unidade de dado:	MWh _{el} / MWh _{biomassa}
Descrição	Eficiência da energia média líquida da geração de eletricidade ou calor na central elétrica de referência que seria construída na ausência da atividade do projeto.
Fonte dos dados usados:	Consulte a seção B.6.3
Valor aplicado:	0.035 (3.5%)
Justificativa para a escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Consulte a seção B.6.3
Algum comentário:	

B.6.3 Cálculo “ex-ante” das reduções das emissões:

As tabelas abaixo demonstram dados estimativos sobre o total de energia gerada, consumo de energia dos sistemas auxiliares e consumo de bagaço do Projeto. O cálculo é realizado de acordo com as fórmulas na seção B.6.1.

Anos	Total gerado (MWh)
2011 (a partir de 1º de outubro)	42,171
2012	224,535
2013	239,659



2014	257,790
2015	309,348
2016	309,348
2017	309,348
2018 (até 30 de setembro)	243,821

Anos	Energia consumida pelos sistemas auxiliares (MWh)
2011 (a partir de 1º de outubro)	3,071
2012	14,843
2013	14,843
2014	14,843
2015	14,843
2016	14,843
2017	14,843
2018 (até 30 de setembro)	11,699

Anos	Consumo de bagaço seco (toneladas métricas)
2011 (a partir de 1º de outubro)	64,862
2012	345,352
2013	368,614
2014	396,501
2015	475,801
2016	475,801
2017	475,801
2018 (até 30 de setembro)	375,016

A quantidade de bagaço é estimada a partir da produção de cana de açúcar planejada, usando os valores médios específicos da central para o bagaço e levando-se em consideração a proporção entre a cana de açúcar e umidade do bagaço. Com base na quantidade de bagaço, uma empresa de engenharia terceirizada projetou a capacidade da central elétrica, também usando um valor estatístico para o valor calorífico líquido do bagaço.

Cálculo do $\epsilon_{el, \text{central de referência, y}}$

Em sua tese de doutorado (PhD), Seabra (2008)²⁷ avaliou o uso do bagaço e dos restos da cana de açúcar para a geração de energia com ciclos de vapor convencionais. Tomando como central de referência uma configuração com uma caldeira de baixa pressão (22 kgf/cm²), ele concluiu que, com os preços de energia atuais, a única opção financeiramente interessante seria o uso de uma configuração com uma caldeira de alta pressão de 65 kgf/cm² e turbinas de condensação com extração, que são a configuração usual para os projetos CDM no Brasil. Veja abaixo uma figura com a comparação dos custos do excedente da geração de energia para diferentes configurações com caldeiras de 65 e 90 kgf/cm².

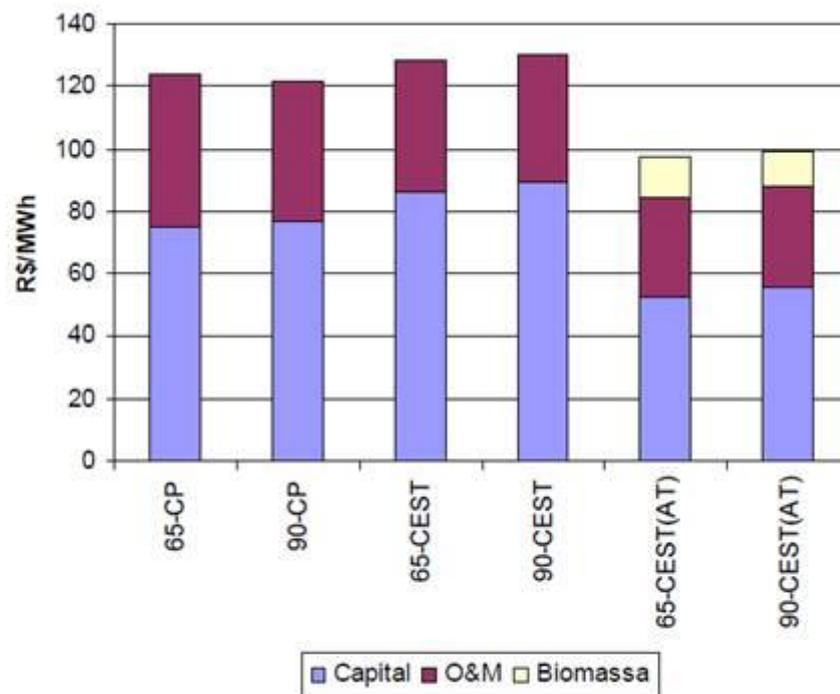


Figura 3.9. Custo da energia elétrica excedente.

Figura 5 – Custo do excedente de eletricidade (Real Brasileiro/MWh)

Nota: CP significa “turbinas de contrapressão;” CET significa “turbinas de vapor de condensação com extração” e AT, “coalimentação da palha.”

Uma central com uma caldeira de 22 kgf/cm² é usada pelo autor como “central de referência”, cujo único interesse é “a produção de açúcar e etanol”. O autor acrescenta: “Uma vez que a capacidade em potencial para a geração de excedente de energia nesta central de referência é bastante pequena (e nem sempre comercializada), os valores associados a uma possível venda de energia não foram considerados”.

Esta informação sobre a central de referência é apoiada pelo número e tipo de caldeiras instaladas na indústria de açúcar e etanol do estado de São Paulo, que concentra 60% da produção brasileira de cana de

²⁷ Seabra, J. E. A. (2008) “Avaliação técnico-econômica das opções para o uso total da biomassa de cana de açúcar no Brasil,” UNICAMP, Brasil (disponível em <http://libdigi.unicamp.br/document/?code=vtls000446190>, acessado em 1º de abril de 2010).



açúcar. Dentre as 439 caldeiras instaladas no estado de São Paulo, 366 são caldeiras de 21 kgf/cm², que representam 83% do total²⁵.

Com base nos dados informados por Seabra (2008), é possível estimar a eficiência elétrica desta central de referência.

De acordo com Seabra (2008), o consumo de energia para a central de referência é 12 KWh/tonelada de cana de açúcar. Considerando que a central de referência produz energia somente para o próprio consumo, e assumindo de maneira conservadora²⁸ que a quantidade de bagaço produzida representa 26% da quantidade de cana de açúcar produzida, o consumo de energia, em KWh/tonelada de bagaço seria 48. Tomando um NCV de bagaço de 8,2 MJ/kg (Fonte: Diretrizes do IPCC para os Inventários Nacionais de Gases com Efeitos de Estufa, Revisadas em 1996: Manual de Referência. Consulte a seção 1.4.3.), ou seja, com uma tonelada de bagaço gerando 2,28 MWh, a eficiência elétrica desta central de referência seria 2,11%. Esta seria a eficiência elétrica média da “média das centrais de referência” no Brasil.

O CTC (2010)²⁹, o maior centro de tecnologia em cana de açúcar do Brasil³⁰, estimou a eficiência da geração de eletricidade em usinas produtoras de açúcar brasileiras típicas (referência) que não exportam eletricidade para a rede elétrica. O estudo avalia configurações típicas para centrais construídas/modernizadas antes de 2001 (caldeiras de 21 kgf/cm² com turbogeradores de múltiplos estágios para a geração de energia e usinas acionadas a vapor com turbinas de estágio simples) e após 2001 (caldeiras de 21 kgf/cm² com turbogeradores de estágios múltiplos para a geração de energia e usinas acionadas a vapor com turbinas de múltiplos estágios). Para a média das centrais construídas/modernizadas antes de 2001, a eficiência elétrica média obtida foi de 2,5%. Para a média das centrais construídas/modernizadas após 2001, a eficiência elétrica média obtida foi de 3,5%.

Os participantes do projeto também estudaram a eficiência elétrica das “centrais de referência construídas recentemente”.

Primeiramente, foi comparada a lista de usinas produtoras de açúcar do Brasil, nas safras 2004/2005 e 2006/2007, a partir de informações fornecidas pela UNICA (<http://bit.ly/9vJW9q>, site acessado em 6 de abril de 2010). As usinas que estiveram presentes no *ranking* de produção de cana de açúcar referente a 2006/2007, mas não em 2004/2005, foram consideradas novas.

A seguir, foi verificado no *site* da ANEEL (<http://bit.ly/cWulRd>, acessado em 1º de abril de 2010), o registro destas novas usinas, para verificar quais delas já estão em operação e produzindo eletricidade. Quatro usinas foram encontradas, com caldeiras de alta pressão (65 kgf/cm²), e todas elas são projetos CDM (em diferentes fases). Somente duas usinas foram encontradas, que são produtores independentes de energia e não projetos CDM (nomes submetidos ao DOE). Elas possuem caldeiras de baixa pressão (21 kgf/cm²) e podem exportar seu excedente de energia para a rede elétrica (elas possuem permissão legal para realizar a exportação). Cinco outras usinas novas com caldeiras de baixa pressão são registradas no *site* da ANEEL, mas ainda não estão em operação.

As centrais de referência selecionadas são as usinas equipadas com caldeiras de baixa pressão, que podem ter um pequeno excedente de energia (estes valores são calculados na planilha “Reference Plants_Efficiency_2010.01.20.xls” (submetida ao DOE).

²⁸ Comparado à literatura: 26-27% (FIESP/CIESP, 2001, “Ampliação da Oferta de Energia Através da Biomassa,” disponível em <http://bit.ly/9M1Zyx>, acessado em 6 de abril de 2010) e 25,5-28% (BNDES, 2008, “Bioetanol de Cana de Açúcar: Energia para o Desenvolvimento Sustentável,” disponível em <http://www.bioetanoldecana.org/>, acessado em 6 de abril de 2010).

²⁹ Centro de Tecnologia Canavieira (2010). Determinação da eficiência elétrica das usinas brasileiras para produção exclusiva de açúcar e/ou etanol.

³⁰ Consulte <http://bit.ly/c35fji>, acessado em 8 de abril de 2010.



- A (operações iniciadas em maio de 2006) – eficiência elétrica: 2.93%
- B (operações iniciadas em abril de 2005) – eficiência elétrica: 3.06%;

De maneira conservadora, tomando a eficiência mais alta destas centrais de referência, ϵ_{el} , central de referência = 0,035.

A partir destes valores, o EHy é calculado, de acordo com as equações na seção B.6.1, conforme demonstrado na planilha de cálculo de CERs anexa, com os resultados demonstrados abaixo:

Ano	$EG_{\text{central do projeto, } y}$ (MWh) – gerado líquido	EG_y (MWh) – aumento líquido
2011 (a partir de 1º de outubro)	39,100	28,884
2012	209,693	155,300
2013	224,816	166,760
2014	242,948	180,499
2015	294,506	219,567
2016	294,506	219,567
2017	294,506	219,567
2018 (até 30 de setembro)	232,123	173,058

Para a estimativa “ex-ante” detalhada, queira consultar a planilha de cálculo CER.

B.6.4 Resumo da estimativa “ex-ante” das reduções nas emissões:

Tabela 7– Estimativa “Ex-ante” das Reduções nas Emissões

Ano	Estimativa das emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das emissões de referência (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa dos vazamentos (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções totais das emissões (toneladas de CO ₂ e)
2011 (a partir de 1º de outubro)	0	5,844	0	5,844
2012	0	31,419	0	31,419
2013	0	33,737	0	33,737
2014	0	36,517	0	36,517
2015	0	44,421	0	44,421
2016	0	44,421	0	44,421
2017	0	44,421	0	44,421
2018 (até 30 de setembro)	0	35,011	0	35,011
Total (toneladas de	0	275,791	0	275,791



CO ₂ e)				
--------------------	--	--	--	--

Nota: Os valores das emissões de referência neste projeto são as Reduções das Emissões, devido ao deslocamento da eletricidade ($ER_{eletricidade,y}$).

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

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

O proprietário do projeto medirá continuamente a energia gerada, entregue à rede elétrica e consumida internamente.

Parâmetros do Fator de Emissão da Rede Elétrica

Dado / Parâmetro:	$EF_{rede,y}$
Unidade de dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ para a eletricidade da rede elétrica durante o ano y
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo DNA brasileiro (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72901.html)
Valor aplicado:	0.2023
Justificativa para a escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A estimativa do fator de emissão é "ex-ante", calculada de acordo com a planilha de cálculo de CERs. Seu monitoramento será "ex-post".
Algum comentário:	O fator de emissão da rede elétrica foi calculado pelo DNA brasileiro (disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html), usando a Análise de Dados de Despacho para a Margem Operacional. O fator de emissão da Margem de Construção foi determinado mediante o uso do fator de emissão (média ponderada de geração) de todas as unidades elétricas durante o ano mais recente para o qual os dados de geração de energia estão disponíveis. Portanto, o fator de emissão usado no PDD foi aceito justamente para estimar as reduções esperadas nas emissões da atividade do projeto, durante o período de crédito. Consequentemente, o cálculo do fator de emissão usado neste PDD, somente para fins de estimativa, deve ser verificado e atualizado como consequência, usando os dados mais recentes disponíveis por ocasião do processo de verificação.

Dado / Parâmetro:	$EF_{BMrede,y}$
Unidade de dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão de margem de construção de CO ₂ para a eletricidade da rede elétrica durante o ano y
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo DNA brasileiro (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72901.html)
Valor aplicado:	0.0814
Justificativa para a escolha do dado ou	A estimativa do fator de emissão é "ex-ante", calculada de acordo com a planilha de cálculo de CERs. Seu monitoramento será "ex-post".



descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	
Algum comentário:	Foi determinado, usando o fator de emissão (média ponderada de geração) (tCO_2/MWh) de todas as unidades elétricas m durante o ano y mais recente para o qual os dados de geração de energia estão disponíveis.

Dado / Parâmetro:	$EF_{OMrede,y}$
Unidade de dado:	tCO_2/MWh
Descrição	Fator de emissão de margem operacional de CO ₂ para a eletricidade da rede elétrica durante o ano y
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo DNA brasileiro (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72901.html)
Valor aplicado:	0.3232
Justificativa para a escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A estimativa do fator de emissão é "ex-ante", calculada de acordo com a planilha de cálculo de CERs. Seu monitoramento será "ex-post".
Algum comentário:	O fator de emissões de hora em hora é determinado de acordo com a equação 11 da Ferramenta, para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade, versão 2 e opção (a) 10% para a determinação das unidades no x% superior do total de eletricidade distribuída quando a hora h é escolhida.

Parâmetros de Projeto

Dado / Parâmetro:	$BF_{k,y}$
Unidade de dado:	Toneladas de material seco
Descrição	<i>Quantidade de resíduos de biomassa do tipo k submetida a uma combustão na central do projeto durante o ano y</i>
Fonte dos dados a serem usados:	Medição contínua no local (preparar anualmente um saldo de energia).
Valor dos dados aplicados para a finalidade de calcular as reduções nas emissões esperadas na seção B.5	Consulte a seção B.6.3
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Dispositivos de pesagem por estrutura de encaminhamento para balança Ajustados por teor de umidade de forma a determinar a quantidade de biomassa seca. O bagaço é gerado no local e após a moagem é transportado por transportadores de correia, onde ele é pesado. Existem três estruturas de encaminhamento para balança: <ul style="list-style-type: none"> - Bagaço total gerado (1); - Bagaço enviado para armazenamento (2); - Bagaço transportado do armazenamento para abastecer a caldeira (3). (1) – (2) = bagaço fornecido diretamente à caldeira, sem ter sido armazenado



	(4). Resíduo de biomassa submetido a uma combustão = (3) + (4)
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	As medições são confrontadas com o saldo anual de energia, com base: A quantidade de eletricidade gerada. A precisão da medição é de 1%. O fabricante Toledo realize a manutenção e a calibração, se necessário, duas vezes por ano. A necessidade é determinada de acordo com a legislação aplicável do INMETRO (regulamentações 236/94 e 261/02, consulte http://bit.ly/cP3sWv , site acessado em 27 de agosto de 2010). O Ajuste Interno Zero é realizado uma vez ao ano.
Algum comentário:	

Dado / Parâmetro:	<i>Teor de umidade dos resíduos de biomassa</i>
Unidade de dado:	% teor de água
Descrição	<i>Teor de umidade de cada resíduo de biomassa do tipo k</i>
Fonte dos dados a serem usados:	Medições no local
Valor dos dados aplicados para a finalidade de calcular as reduções nas emissões esperadas na seção B.5	52.2
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Análise e medições regulares das características principais da operação da central são realizadas, os valores médios das temporadas de 2008 e 2009, 47,8% de fibra e 52,2% de umidade, serão usados por ocasião da validação para fins de estimativa (planilha com valores médios “memorial de calculo.xls” fornecido ao DOE). Metodologia de acordo com o CTC (Método do Forno Elétrico Spencer, cópia do procedimento submetido ao DOE). CTC (Centro de Tecnologia da Cana de Açúcar, consulte http://www.ctcanavieira.com.br); operação iniciada em 1969, sendo mundialmente reconhecido como um centro de pesquisa de excelência para o setor. Ele também produz normas e realiza análises para a indústria de processamento de cana de açúcar. A norma submetida é, portanto, uma norma setorial local preparada por um centro técnico local reconhecido. O teor de umidade deve ser monitorado para cada lote de biomassa de qualidade homogênea. A media ponderada deve ser calculada para cada período de monitoramento e usada nos cálculos. No caso da atividade do projeto atual, somente uma qualidade de biomassa é utilizada (bagaço de cana de açúcar). Amostras são coletadas a cada 2 horas, sendo a análise realizada a cada 4 horas numa amostral composta. O valor médio é calculado anualmente.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	Precisão: 1% Os equipamentos utilizados no laboratório da Usina Interlagos são testados quanto à precisão pelo CTC, uma vez ao ano. O CTC é credenciado pelo INMETRO, o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
Algum comentário:	-

Dado / Parâmetro:	<i>NCV_k</i>
Unidade de dado:	GJ/toneladas de material seco
Descrição	<i>Valor calorífico líquido do resíduo de biomassa do tipo k</i>
Fonte dos dados a serem	Relatório de análise do CTC A medição será realizada pelo laboratório do CTC,



usados:	em base seca.
Valor dos dados aplicados para a finalidade de calcular as reduções nas emissões esperadas na seção B.5	O valor usado no PDD, para fins de estimativa, é 16,2 GJ/tonelada (fonte: Diretrizes do IPCC para os Inventários Nacionais de Gases com Efeitos de Estufa, Revisadas em 1996 Manual de Referência. Consulte a seção 1.4.3.).
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Pelo menos 3 coletas de amostras a cada 6 meses. As amostras serão enviadas ao CTC e analisadas de acordo com suas normas (ASME PTC 4).
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	Os dados serão confrontados com os valores estatísticos locais e com as medições dos anos anteriores do período de crédito. Precisão do calorímetro: 1%. A consistência das medições será confirmada com os valores padrão, pelo IPCC.
Algum comentário:	

Dado / Parâmetro:	$EG_{central\ do\ projeto,y}$
Unidade de dado:	MWh/ano
Descrição	Quantidade líquida de eletricidade gerada na central do projeto durante o ano y
Fonte dos dados a serem usados:	Medições no local
Valor dos dados aplicados para a finalidade de calcular as reduções nas emissões esperadas na seção B.5	Consulte a seção B.6.1
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medido e calculado. Medição eletrônica contínua da quantidade total gerada e a energia consumida no sistema auxiliar da central de cogeração. A quantidade líquida é calculada subtraindo-se o consumo auxiliar do total gerado.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	A consistência da geração de eletricidade líquida será confrontada com a quantidade de bagaço alimentado. Os dados estão sendo monitorados pela Usina Interlagos conforme explicado no Anexo 4
Algum comentário:	-

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

Os dados principais a serem considerados na determinação das reduções nas emissões é a geração de eletricidade líquida e, conseqüentemente, a quantidade exportada para a rede elétrica. A redução nas emissões é calculada mediante a multiplicação do fator de emissões pela quantidade líquida de geração de eletricidade acrescentada (EG_y), a qual é baseada na quantidade líquida de eletricidade gerada na central do projeto³¹ ($EG_{central\ do\ projeto,y}$, parâmetro monitorado definido na seção B.7.1), eficiência média líquida da geração de eletricidade na central de referência ($\epsilon_{el,utra(s)\ central(ais)}$, parâmetro disponível na validação definido na seção B.6.2), quantidade de resíduos de biomassa (bagaço) submetida a uma combustão ($BF_{k,y}$, parâmetro

³¹ O cálculo da redução nas emissões é baseado no aumento líquido da geração de eletricidade, ou seja, a geração líquida de eletricidade no cenário da atividade do projeto (geração total de eletricidade menos o consumo do sistema auxiliar) menos a geração no cenário de referência (consulte a seção B.6.3.).

monitorado definido na seção B.7.1) e valor calorífico dos resíduos de biomassa (NCV_k , parâmetro monitorado definido na seção B.7.1), de acordo com ACM0006, v.10.1, equação 14.A eletricidade distribuída para a rede elétrica (eletricidade líquida gerada) é verificada mediante inspeção de duas partes: pela central elétrica que vende a eletricidade e pela empresa de utilidade que compra a eletricidade.

Na central elétrica, os dados são monitorados através de uma planilha que coleta informações dos medidores de energia instalados na saída da central de cogeração e confrontados com os recibos das vendas emitidos pela empresa de utilidade de eletricidade para a Usina Interlagos.

Todos os operadores, analistas de controle de qualidade, gerentes, etc., foram contatados 1 ano antes do início da operação da Usina Interlagos e receberam treinamento no local da central da Usina Santa Adélia, que é uma central do mesmo grupo.

A Usina Interlagos está construindo um laboratório de análises para analisar todos os parâmetros relativos à produção de álcool e energia, incluindo a quantidade de biomassa submetida a uma combustão e o teor de umidade e valor calorífico líquido dos resíduos de biomassa.

No tocante aos fatores de emissões da rede elétrica, as figuras publicadas no DNA brasileiro serão utilizadas.

Um organograma das utilidades da central é apresentado abaixo. O setor é dividido em quatro grupos, automação da eletricidade, manutenção, produção de vapor e controle da qualidade, cada qual com um supervisor. Todos os supervisores estão subordinados ao gerente industrial e dispõem de um técnico responsável pela interação com os operadores da central.

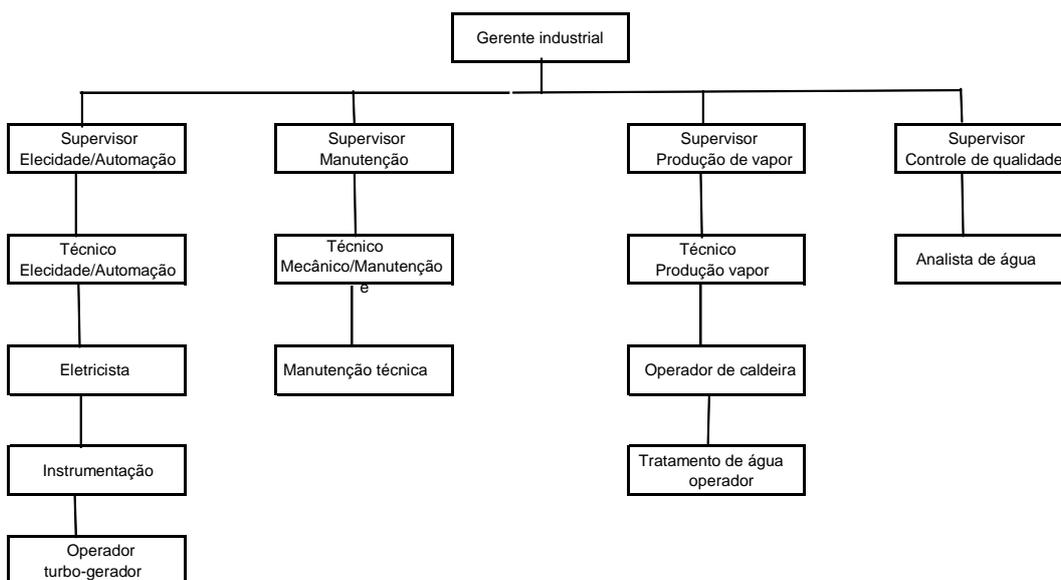


Figura 6 – Estrutura de Operação da Central Elétrica de Cogeração

Consulte o Anexo 4 quanto a detalhes.

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

Data de conclusão do rascunho final desta seção de referência (DD/MM/AAAA): 23/02/2010.



Nome da pessoa/entidade que está determinando o fator de emissão da rede elétrica:

Empresa: Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Endereço: Rua Padre João Manoel, 222
Código de endereçamento postal + endereço e cidade: 01411-000 São Paulo, SP
País: Brasil
Pessoa de contato: Ricardo Esparta
Título da função: Diretor
Número do telefone: +55 (11) 3063-9068
Número do fax: +55 (11) 3063-9069
E-mail: ricardo.esparta@eqao.com.br

Nome da pessoa/entidade que está determinando a referência de ACM0006:

Empresa: Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Endereço: Rua Padre João Manoel, 222
Código de endereçamento postal + endereço e cidade: 01411-000 São Paulo, SP
País: Brasil
Pessoa de contato: Ricardo Esparta
Número do telefone: +55 (11) 3063-9068
Número do fax: +55 (11) 3063-9069
E-mail: ricardo.esparta@eqao.com.br

A Ecopart é a Consultora do Projeto e também um Participante do Projeto.

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

Data de início: 30 de agosto de 2005.

De acordo com as Diretrizes CDM PDD, a data de início do projeto é a mais recente entre a construção, implantação ou ação real em favor da atividade do projeto, ou seja, a data na qual os participantes do projeto estão comprometidos com os desembolsos relacionados à implantação ou relacionados à construção da atividade do projeto.

Para avaliar quais daqueles ocorreram primeiramente, os seguintes eventos foram levados em consideração:

- Fechamento Financeiro: 4 de setembro de 2006, que representa a data na qual a Usina Interlagos assinou o contrato de financiamento com o BNDES.

- Emissão da Licença de Construção: emitida em 20 de setembro de 2006 pela CETESB – a Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental, de São Paulo

- Aquisição dos equipamentos principais (turbina, caldeira e gerador): a caldeira foi comprada em 13 de setembro de 2005; o gerador foi adquirido em 30 de agosto de 2005 e a turbina em 25 de setembro de 2005. Estas são as datas em que a Usina Interlagos pagou a primeira parcela de 10% do preço total dos equipamentos. O restante foi pago no final de 2006, quando os equipamentos começaram a ser instalados/construídos na central.

Consequentemente, a data de início da atividade do projeto foi definida como **30 de agosto de 2005**.

C.1.2. Vida útil de operação esperada da atividade do projeto:

25a-0m

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

(DD/MM/AAAA): 01/10/2011

C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:

7a-0m.



C.2.2. Período de crédito fixo:

C.2.2.1. Data de início:

Não aplicável.

C.2.2.2. *Duração:*

Não aplicável.

**SEÇÃO D. Impactos ao meio ambiente****D.1. Documentação na análise dos impactos ao meio ambiente, incluindo os impactos transfronteiriços:**

A crescente preocupação global quanto ao uso sustentável de recursos está levando a uma exigência de práticas de gerenciamento ambiental mais sensíveis. Mais e mais isto está sendo refletido nas políticas governamentais e nas legislações dos países. No Brasil, a situação não é diferente. As regras ambientais e as políticas de licenciamento são muito exigentes e em linha com as melhores práticas internacionais.

Como o projeto da Usina Interlagos é uma construção de central elétrica baseada na eficiência da energia, processos acelerados podem ser usados (Preparação de um Relatório Ambiental Preliminar – RAP). O processo foi concluído e um relatório que contém uma investigação dos aspectos a seguir foi elaborado:

- Uso dos recursos
- Legislação a ser observada
- Impactos à qualidade de ar e ao clima
- Impactos ao solo e geológicos
- Impactos hidrológicos (águas subterrâneas e superficiais)
- Impactos à flora e à vida animal
- Sócio-econômico (infraestrutura necessária, legal e institucional, etc.)
- Comentários das partes interessadas locais
- Medidas de atenuação e plano de monitoramento

No Brasil, o patrocinador de um projeto que envolve a construção, instalação, expansão ou operação, mesmo sem impacto significativo ao meio ambiente, deve obter novas licenças. As licenças exigidas pelo regulamento de meio ambiente brasileiro são (Resolução nº 237/97):

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

A Usina Interlagos tem a autorização emitida pela ANEEL para operar como um produtor independente de energia (Decreto 219 da ANEEL, de 3 de agosto de 2006). Esta autorização foi transferida para a Usina Santa Adélia S.A. através da Resolução ANEEL nº 1119, de 27 de novembro de 2007. Além disso, a central elétrica tem as licenças emitidas pela Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB), a agência ambiental do estado de São Paulo.

Em 20 de abril de 2007, uma Licença de Operação temporária de nº 13000307, relacionada à geração de energia³² de 15 MW (que foi o planejamento inicial), e Licença de Operação temporária nº 13000308, relacionada às alterações no projeto original (uma das alterações mencionadas na licença é o aumento da capacidade de geração de energia de 15 para 40 MW, que é a capacidade de geração de energia instalada na primeira fase do projeto), foram emitidas para 180 dias de operação. Em 6 de maio de 2008, nova Licença de Operação – nº 13001541, relativa à central elétrica³¹ de 15 MW e a Licença de Operação nº 13001542, relativa às alterações no projeto original (incluindo a expansão da capacidade de geração de energia de 15

³² Consulte a Licença de Instalação 13001173, de 13 de julho de 2007 (submetida ao DOE, incluindo um extrato da descrição do projeto que indica a potência instalada de 15 MW).



MW para 40 MW), foram emitidas, com validade até 6 de maio de 2010 (em renovação). Para a expansão futura de 40 MW adicionais (segunda fase do projeto), foi iniciada uma Audiência Pública (Processo de Comentários das Partes Interessadas) em 11 de setembro de 2008. Após o término da audiência, o processo de licenciamento será iniciado, aplicando-se primeiramente para a Licença Preliminar.

D.2. Caso os impactos ambientais sejam considerados significativos para os participantes do projeto ou a Parte anfitriã, queira fornecer as conclusões e todas as referências para apoiar a documentação de uma avaliação de impacto ambiental empreendida de acordo com os procedimentos, conforme exigido pela Parte anfitriã:

Após a avaliação do relatório ambiental preliminar pela autoridade ambiental estadual, algumas exigências mínimas foram feitas para a emissão das licenças. Os patrocinadores do projeto estão preenchendo todos os requisitos. Em conclusão, o impacto ambiental da atividade do projeto não é considerada significativa e nenhuma avaliação total de impacto ambiental como a EIA/RIMA, foi exigida.

Além disso, a atividade do projeto não implica em impactos ambientais transfronteiriços.

**SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas****E.1. Descrição resumida de como os comentários das partes interessadas locais foram obtidos e compilados:**

A discussão pública com as partes interessadas locais é obrigatória para a obtenção das licenças ambiental, de construção e de operação, e tão logo o projeto já tenha recebido as licenças, consequentemente ele já passou para um processo de comentários das partes interessadas. A legislação também exige o anúncio da emissão das licenças (L.P., L.I. e L.O.) no jornal oficial (Diário Oficial da União) e no jornal regional, a fim de tornar o processo público e permitir informações e opiniões do público.

Em complemento, a Autoridade Nacional Brasileira Designada para o CDM, Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima, exige o convite compulsório das partes interessadas selecionadas (cópias destes convites mediante solicitação) para comentar o PDD enviado para validação, de forma a fornecer a carta de aprovação.

Cartas que convidam para comentários sobre o projeto foram enviadas por mensageiro em 13 de outubro de 2006, para as seguintes organizações e entidades:

- Prefeitura Municipal de Pereira Barreto;
- Câmara Municipal de Pereira Barreto;
- Agência Ambiental do Estado de São Paulo;
- Procuradoria Estadual dos Direitos dos Cidadãos do Estado de São Paulo;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente;
- Agência Ambiental de Pereira Barreto;
- Associação Brasileira de Ecologia e de Prevenção à Poluição das Águas e do Ar – ABEPPOLAR.

Cópias das cartas-convites e recibos (ARs - Avisos de Recebimento) estão disponíveis com os proponentes do projeto. Nenhuma questão foi levantada nas audiências públicas relativas ao projeto.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

FBOMS enviou uma carta sugerindo o uso da *Gold Standard* ou ferramentas similares.

E.3. Relatório sobre o tratamento dado aos comentários recebidos:

Os participantes do projeto consideram que as exigências feitas pelo Governo brasileiro são suficientes para serem usadas como indicadores sustentáveis, os quais são atendidos por esta atividade do projeto CDM.



Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO SOBRE OS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO

Organização:	Usina Santa Adélia S.A.
Rua/Caixa Postal:	Rodovia SP 326 - Km 332, Fazenda Santa Adélia
Edifício:	
Cidade:	Jaboticabal
Estado/Região:	São Paulo
Sufixo / Código de Endereçamento Postal (CEP)	14870-970 - Caixa Postal 54
País:	Brasil
Telefone:	+ 55 (16) 3209-2007
FAX:	+ 55 (16) 3209-2074
Localizador Padrão de Recursos (URL):	http://www.usinasantaadelia.com.br/
Representada por:	
Cargo:	
Tratamento:	Senhor
Sobrenome:	Braido
Nome do Meio:	Roberto
Primeiro Nome:	José
Departamento:	
Telefone Móvel:	
FAX Direto:	
Telefone Direto:	
E-Mail Pessoal:	jbraido@usinasantaadelia.com.br

Organização:	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
Sufixo/Código de Endereçamento Postal (CEP)	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
FAX:	+55 (11) 3063-9069
Localizador Padrão de Recursos (URL):	www.eqao.com.br
Representada por:	
Cargo:	
Tratamento:	Senhorita
Sobrenome:	Hirschheimer
Nome do Meio:	
Primeiro Nome:	Melissa
Departamento:	
FAX Direto:	
Telefone Direto:	
E-Mail Pessoal:	mailto:melissa.hirschheimer@eqao.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE LEVANTAMENTO DE FUNDOS PÚBLICOS

Não existe levantamento de fundos públicos no Projeto de Cogeração da Usina Interlagos. Este projeto não recebe nenhum fundo público, não se constituindo num desvio dos fluxos da *Official Development Assistance* (ODA).



Anexo 3

INFORMAÇÕES DE REFERÊNCIA

O sistema brasileiro de eletricidade, para os fins das atividades CDM, foi delineado como um sistema interconectado simples que abrange as cinco regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste). Isto foi determinado pelo DNA brasileiro através da Resolução nº 8, emitida em 26 de maio de 2008.

Maiores informações estão disponíveis ao público no *website*³³ do DNA brasileiro.

³³ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327850.html>



Anexo 4

INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO

Todos os Procedimentos e Manuais de Monitoramento serão preparados durante a operação de teste que será realizada em março de 2007, antes do início da safra.

A redução das emissões é calculada mediante multiplicação do fator de emissões pela quantidade líquida de geração de eletricidade acrescentada (EG_y), a qual é baseada no consumo de bagaço da central e NCV de bagaço. O monitoramento/medição da geração de energia será utilizado para confrontar os resultados.

Monitoramento da Geração de Energia

O fator de emissão de referência de eletricidade é determinado mediante a utilização da data de origem “ex-post”, calculada e fornecida pelo DNA brasileiro. A frequência de registro dos dados é apropriada para o projeto.

O patrocinador do projeto prosseguirá com as medidas necessárias para o controle da energia e o monitoramento. Em conjunto com as informações produzidas pela ANEEL e ONS, será possível monitorar a geração de energia do projeto e o *mix* de energia da rede elétrica.

A Usina Interlagos é a responsável pelo gerenciamento, monitoramento e registro do projeto, bem como pela organização e treinamento do pessoal nas técnicas de monitoramento, medição e registro.

O plano de monitoramento é direto e nenhum procedimento específico além dos procedimentos QA/QC estabelecidos será necessário. Os procedimentos estabelecidos refletem as boas práticas de monitoramento e registro. A manutenção e instalação dos equipamentos de monitoramento serão realizadas de acordo com os procedimentos internos da Usina Interlagos.

A metodologia considera o monitoramento das reduções nas emissões geradas a partir dos projetos de cogeração que utilizam bagaço de cana de açúcar. O plano de monitoramento para as reduções nas emissões que ocorrem dentro do limite do projeto é baseado no monitoramento da quantidade de eletricidade gerada, subtraída da quantidade que seria gerada numa central de referência, mantendo-se as tendências atuais.

Energia gerada na atividade do projeto ($EG_{central\ do\ projeto}$)

A energia gerada é monitorada a cada hora pelo operador da central de cogeração e pelo electricista em serviço. Os dados serão confrontados com o recibo de venda de energia adicionado do consumo interno, monitorado pelo *software* de controle e saldo de energia da quantidade de bagaço alimentada. A energia exportada é também lida mensalmente por um operador da companhia de energia.

O medidor da **Energia Gerada** está sob a responsabilidade da Usina Interlagos, que usa um relé Schweitzer, modelo SEL 300G com precisão de 0,5%.

A **energia consumida no sistema auxiliar (consumida pela central de cogeração em si)** é calculada pela soma de todo o consumo dos subsistemas da central de cogeração. Cada subsistema possui um medidor com a seguinte descrição: Relé SEL- Schweitzer Electric Laboratories, Modelo SEL-351-A, fabricado em 2006, precisão de 0,5%.



A energia líquida gerada na atividade do projeto ($EG_{central\ do\ projeto,y}$) será a energia total gerada pela central (eletricidade exportada mais a energia consumida internamente pela usina), subtraída do consumo dos sistemas auxiliares da central elétrica. A consistência da geração de eletricidade líquida será confrontada com a quantidade de bagaço alimentado.

O medidor de **Energia Exportada** está sob a responsabilidade da Energy Company Elektro, que utilize o medidor multifuncional da *Power Measurement Ltd.*, ELEKTRO Standard, Modelo ION 8300, tipo soquete, precisão Classe 0,2S (<0,3%). Haverá um medidor de energia de reserva, do mesmo fabricante e modelo. Existem quatro (4) medidores, sendo dois de reserva. Quatro medidores são usados porque existem dois circuitos de transmissão na central (duas linhas de transmissão em paralelo), cada uma com dois medidores, um medidor principal e um medidor de reserva.

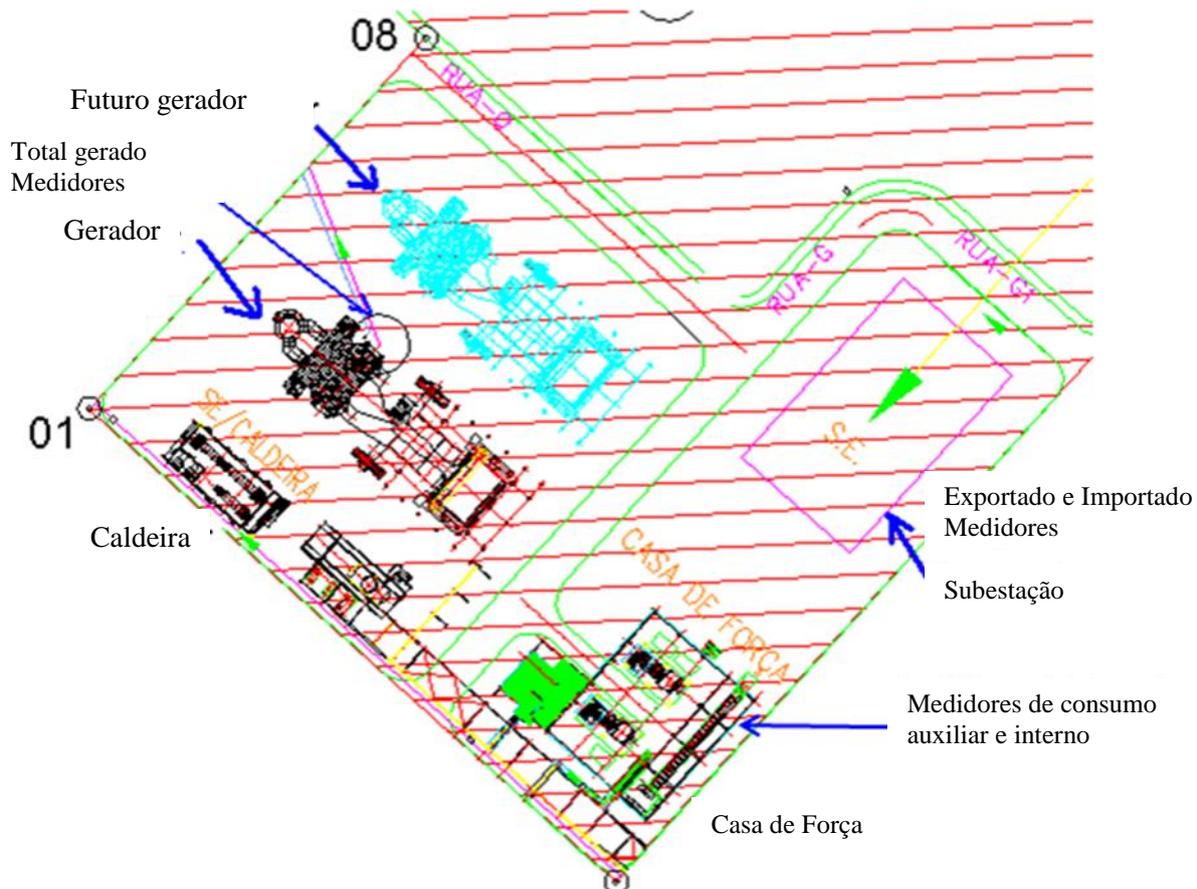
A utilidade de energia Elektro é responsável por informar a CCEE – Câmara Comercializadora de Energia Elétrica quanto ao total de energia entregue à rede elétrica. A CCEE torna possível e regula a comercialização da energia elétrica.

As medições serão feitas de acordo com os regulamentos da ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 5 – Sistemas de Medição, documento PND1A-DE8-0550, de 20 de outubro de 2005 (<http://bit.ly/fKiPze>).

Os medidores de energia sob a responsabilidade da Usina Interlagos serão calibrados a cada 5 anos, conforme configuração do fabricante.

O medidor de energia da Elektrom sob responsabilidade da companhia de eletricidade, será calibrado a cada ano.

Como não existe medidor de energia de reserva para a eletricidade gerada, quando este medidor apresentar falhas, ela será calculada com base na soma da energia exportada e da quantidade de consumo interno, confrontada com os dados históricos e o saldo de energia.



Análise do bagaço

A quantidade de bagaço ($BF_{k,y}$) é pesada nas balanças existentes nos transportadores de correia que transportam o bagaço.

Existem três pontos de medição: o bagaço total gerado e enviado para a caldeira, quantidade do bagaço excedente enviada para armazenamento e quantidade de bagaço transportada do armazenamento para a caldeira. A quantidade total de bagaço consumida será calculada como: [(bagaço total – bagaço em armazenamento) + armazenamento de bagaço para a caldeira].

A umidade é analisada a cada quatro horas com uma coleta de amostra composta a cada duas horas em laboratório próprio da Usina Interlagos, sendo o resultado confrontado com os dados estatísticos regionais.

O valor calorífico líquido da biomassa (NCV_k) será analisado a cada 6 meses, coletando-se pelo menos três amostras. As amostras serão enviadas para o laboratório do CTC.

Todos os dados monitorados serão armazenados de acordo com o sistema de gerenciamento do controle de qualidade da Usina Interlagos.

Os dados sobre a quantidade de energia gerada, consumida internamente, exportada e a quantidade de bagaço alimentado serão arquivados no documento FD.ID.01.26.0020 do sistema de gerenciamento do controle de qualidade da Usina Interlagos. As quantidades de energia também são arquivadas digital e automaticamente através do *software* de controle do processo.

Os dados de umidade do bagaço serão arquivados no documento FO.ID.01.27.0003 do sistema de gerenciamento do controle de qualidade da Usina Interlagos.