



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (DCP-MDL)
(Versão 02 – válida a partir de: 01 de julho de 2004)**

SUMÁRIO

- A. Descrição geral da atividade de projeto.
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade do projeto/ Período de obtenção de créditos
- D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento
- E. Estimativa de emissões de gases de efeito estufa por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários dos atores

Anexos

Anexo 1: Dados para contato dos participantes da atividade de projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações de linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

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

Projeto de Cogeração com Bagaço Coinbra-Cresciunal (PCBCC).

Versão 1.

Data do documento: 07 de Novembro de 2005.

A.2. Descrição da atividade de projeto:

Esta atividade de projeto consiste no aumento da eficiência da unidade de cogeração com bagaço (uma fonte renovável de energia, resíduo do processamento de cana-de-açúcar) da **Coinbra-Cresciunal S/A** (Coinbra-Cresciunal), uma usina de açúcar e álcool brasileira. Com a implantação deste projeto, a usina passa a vender eletricidade à rede nacional, evitando que usinas térmicas geradoras de energia por combustível fóssil despachem essa quantidade de energia para a rede. Portanto, a iniciativa evita emissões de CO₂ e contribui para o desenvolvimento sustentável regional e nacional.

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

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

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

Cogeração com bagaço é importante para a estratégia energética do país. Cogeração é uma alternativa que permite postergar a instalação e/ou despacho de eletricidade produzida por unidades de geração com combustível fóssil. A venda das RCEs geradas pelo projeto incentivar a atratividade dos projetos de cogeração com bagaço, ajudando a aumentar a produção de energia e diminuir a dependência de combustível fóssil

Coinbra-Cresciunal acredita que o desenvolvimento sustentável será atingido não apenas com a implantação de unidades de produção de energia renovável, mas também promovendo atividades que correspondam com as responsabilidades ambientais e sociais, como descrito abaixo:



Contribuições Sociais

Com aproximadamente 81.000 habitantes, Leme está localizada em uma região onde a economia se baseia principalmente na agricultura e na pecuária. Ultimamente, as pequenas e médias indústrias desenvolveram e empreenderam valor agregado aos insumos fabricados por produtores locais, tais como couro, borracha, papel, móveis, etc. O crescimento agrícola e industrial de Leme foi acompanhado por um crescimento do comércio local, criando empregos para os cidadãos.

Coinbra-Cresciugal também tem um importante papel na região, uma vez que a época de colheita emprega aproximadamente 4.000 trabalhadores, os quais recebem atenção especial. Cresciugal conta com um PCMSO – Programa de Controle Médico de Saúde Ocupacional que cuida da saúde dos empregados. Além disso, fornece um Plano de Saúde, Plano Oftalmológico e um Plano Odontológico para os dependentes dos empregados, que cobrem parte dos gastos médicos. Ainda, diversos programas sociais e de recreação para os empregados e seus filhos foram desenvolvidos para promover uma integração social.

Além da atenção com a saúde que a Cresciugal dedica aos empregados, o treinamento de trabalhadores das lavouras e dos outros empregados são realizados de maneira séria. Saúde e Segurança são ensinados de forma detalhada para todos e o resultado pode ser medido pelos SCAS – Sistema Coinbra de Avaliação da Segurança, que fornecem informações e respostas de forma a incentivar a Cresciugal a melhorar os treinamentos.

Nas proximidades da usina, 83 famílias dos trabalhadores vivem em residências doadas pela Cresciugal. Para essa comunidade, é mantida e uma escola infantil que fornece três refeições diárias, preparadas por nutricionistas. Cresciugal promove festas de rua e em locais fechados para a comunidade, mantendo a tradição trazida por imigrantes que criaram a Fazenda Cresciugal no final do Século XX, fornecendo, ainda, materiais para a confecção das fantasias.

Cresciugal faz doações de açúcar para diversas Entidades Beneficentes, como a APAE (260 crianças de 0 a 14 anos com deficiência mental); um asilo que cuida de 78 idosos, Casa do Menor e um orfanato. Leite e açúcar são doados para a Casa da Criança de Leme, que cuida de crianças enquanto seus pais trabalham.

Contribuição Ambiental

O PCBCC não é a primeira atitude ambiental que a Cresciugal estabelece. Desenvolver atividades relacionadas à proteção ambiental faz parte da iniciativa da usina. Cresciugal é amplamente reconhecida pelo grande número de mudas nativas que foram plantadas. Mais do que plantar mudas, Cresciugal desenvolveu uma profunda pesquisa para preservação da fauna e da flora locais. Como resultado do reflorestamento, a Cresciugal recebeu o prêmio “Top de Ecologia 1995”.

Todos os esforços vêm de uma empresa que na safra 2002/2003 moeu 1,25 mil toneladas de cana-de-açúcar, produzindo 43.400 m³ de etanol e 91.500 toneladas de açúcar. Para a safra 2003/2004, Cresciugal pretende moer 1,27 mil toneladas de cana-de-açúcar, produzir 24.300 m³ de etanol e 127.000 toneladas de açúcar.

**A.3. Participantes do projeto:**

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitriã) indica uma Parte anfitriã)	Participantes de projeto entidade(s) privada e/ou pública (*) (conforme aplicável)	Indique gentilmente se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Coinbra-Cresciumal S/A (entidade privada brasileira) Econergy Brasil Ltda. (entidade privada brasileira)	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de tornar o DCP-MDL público no estágio da validação, uma Parte envolvida deve ou não ter fornecido sua aprovação. No momento de requisição do registro, a aprovação da(s) Parte(s) envolvida (s) é necessária.

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

O projeto está localizado na usina Coinbra-Cresciumal, na Estrada Vicinal José de Souza Queiroz Filho, km 12, CEP 13610-970 na cidade de Leme, estado de São Paulo, Brasil.

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado etc.:

São Paulo

A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc.

Leme

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

Leme está localizada na região nordeste do estado de São Paulo, região sudeste do Brasil, como pode ser visto na Figura 1:

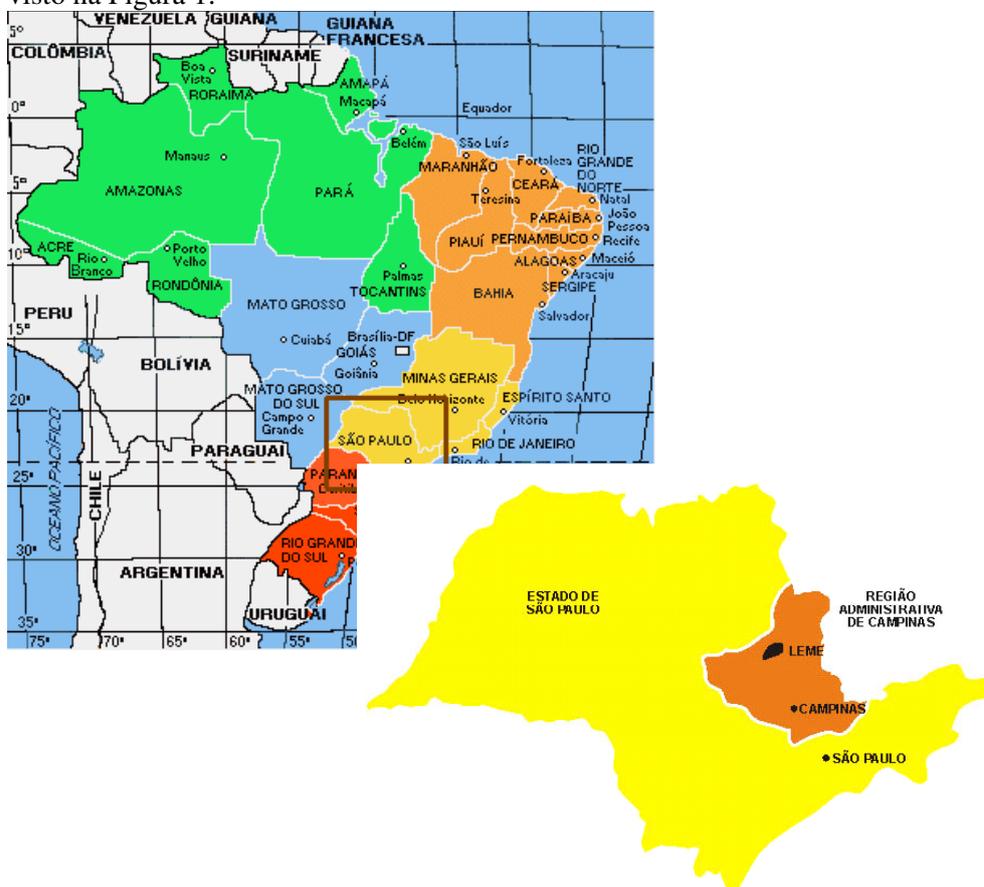


Figura 1. Posição geográfica da cidade de Leme

Fonte: www.leme.sp.gov.br

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

Escopo setorial: 1 – Indústria de energia (fontes renováveis - / não renováveis)

A.4.3. Technology to be employed by the project activity:

A tecnologia predominante em todo o mundo, atualmente, para a geração de eletricidade (MW) a partir de biomassa é o ciclo Rankine, que consiste na combustão direta de biomassa em uma caldeira para gerar vapor, o qual se expande numa turbina. A maioria das geradoras de ciclo a vapor está localizada em áreas industriais, onde o vapor residual da turbina é recuperado e usado para atender a demandas locais de calor de processo. Tais sistemas de geração combinada de calor e eletricidade, ou sistemas de cogeração fornecem níveis maiores de energia por unidade de biomassa consumida do que sistemas que produzem eletricidade apenas.

O ciclo de vapor Rankine envolve a evaporação de água pressurizada, com o vapor resultante expandindo para girar um turbo gerador, e então condensado para reciclagem total ou parcial na caldeira. Um trocador de calor é usado em alguns casos para recuperar calor de gases residuais para o pré-aquecimento do ar de combustão, e um desaerador deve ser utilizado para remover da água o oxigênio dissolvido antes que ela entre na caldeira.

Turbinas a vapor são projetadas ou como contrapressão, ou como condensação. Aplicações de cogeração empregam tipicamente turbinas de contrapressão, nas quais o vapor expande até uma pressão substancialmente superior à pressão ambiente. Ele deixa a turbina ainda como vapor e é enviado para satisfazer necessidades de calor no parque industrial, onde é condensado. Retorna, então, total ou parcialmente à caldeira. Alternativamente, se as necessidades de vapor do processo podem ser supridas utilizando-se apenas parte do vapor disponível, uma turbina do tipo extração-condensação pode ser utilizada. Este projeto inclui a capacidade de algum vapor ser extraído em um ou mais pontos no caminho de expansão para atender necessidades do processo (Figura 2). Vapor não-extraído continua a expandir a pressões sub-atmosféricas, incrementando, dessa forma, a quantidade de eletricidade gerada por unidade de vapor, comparada à turbina de contrapressão. O vapor não extraído é convertido em água num condensador que utiliza ar ambiente ou uma fonte de água fria como agente resfriador¹.

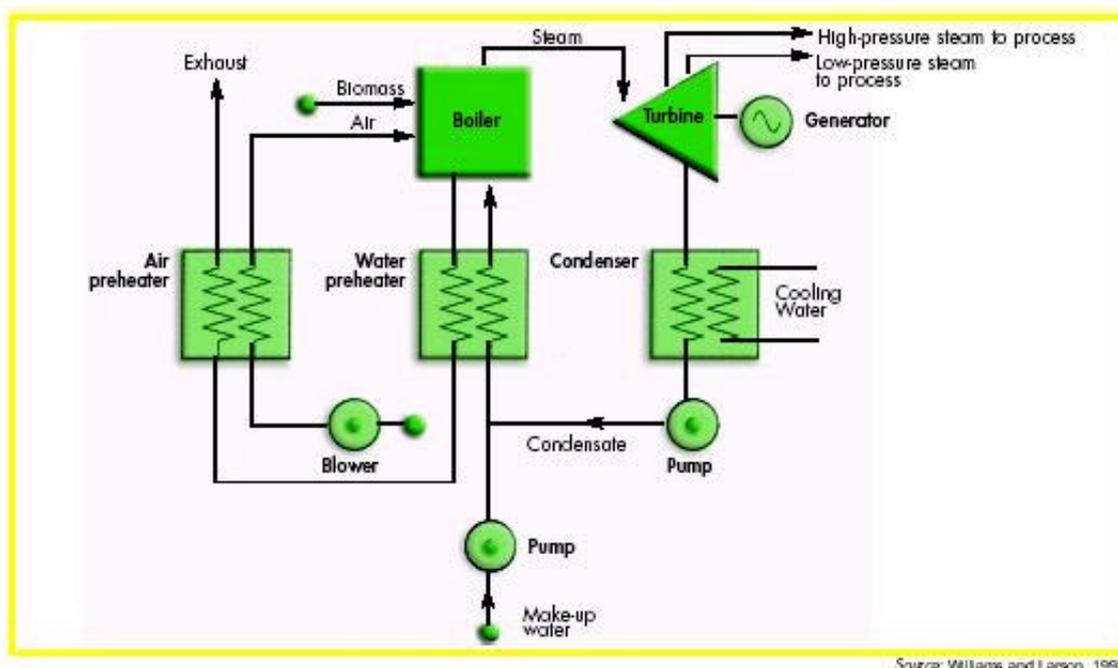


Figura 2. Diagrama esquemático de um ciclo de vapor Rankine para cogeração usando uma turbina de extração-condensação

O ciclo de vapor Rankine usa diferentes concepções de caldeiras, dependendo da escala da unidade e das características do combustível utilizado. A pressão e a temperatura iniciais do vapor, juntamente com a pressão a que ele é expandido, determinam a quantidade de eletricidade que pode ser gerada por massa de vapor. Em geral, quanto maior a pressão e temperatura do vapor, mais sofisticado, eficiente e caro o ciclo.

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



Tabela 1. Atualizações de equipamentos de cogeração

	Ativo / Ativando				Desativando		Stand by
Até o Plano de Expansão 2002	Um tubro-gerador de contrapressão de 1,2 MW	Um turbo-gerador de contrapressão de 1,5 MW	Um turbo-gerador de contrapressão de 3,0 MW				
	Três caldeiras de 21 bar						
Plano de Expansão 2003	Um turbo-gerador de condensação de 21,6 MW	Um turbo-gerador de condensação de 15 MW	Um turbo-gerador de contrapressão de 1,2 MW	Um turbo-gerador de contrapressão de 1,5 MW			
	Uma caldeira de 66,7 bar	Três caldeiras de 21 bar		Um turbo-gerador de contrapressão de 3,0 MW			
2004	Um turbo-gerador de condensação de 21,6 MW	Um turbo-gerador de condensação de 15 MW				Duas caldeiras de 23 bar	Um turbo-gerador de contrapressão de 3,0 MW
	Uma caldeira de 66,7 bar				Um tubro-gerador de contrapressão de 1,2 MW	Um turbo-gerador de contrapressão de 1,5 MW	Uma caldeira de 23 bar

Na Figura 3 a seguir, é apresentado o lay-out da casa de máquinas dos equipamentos

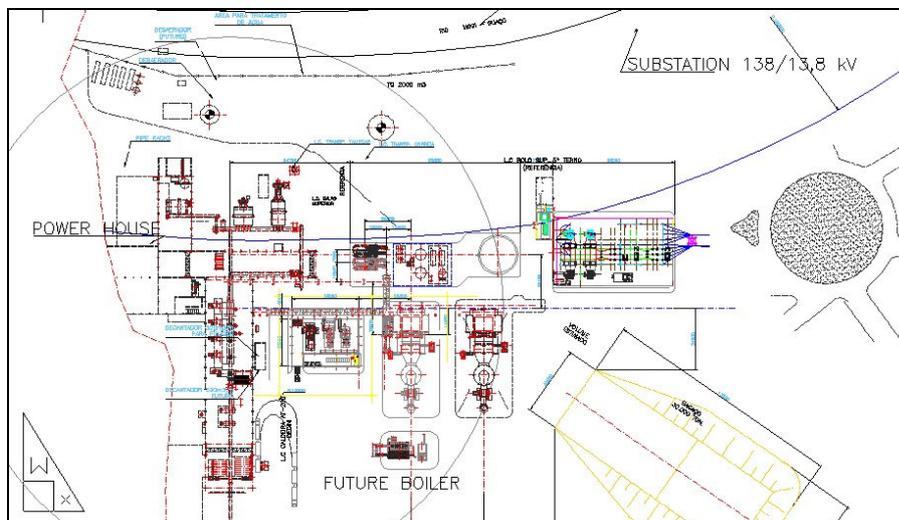


Figura 3. Lay-out e localização dos equipamentos da Cresciumal



Figura 4. Vista da caldeira de 66 kgf/cm²



Figura 5. Subestação do PCBCC

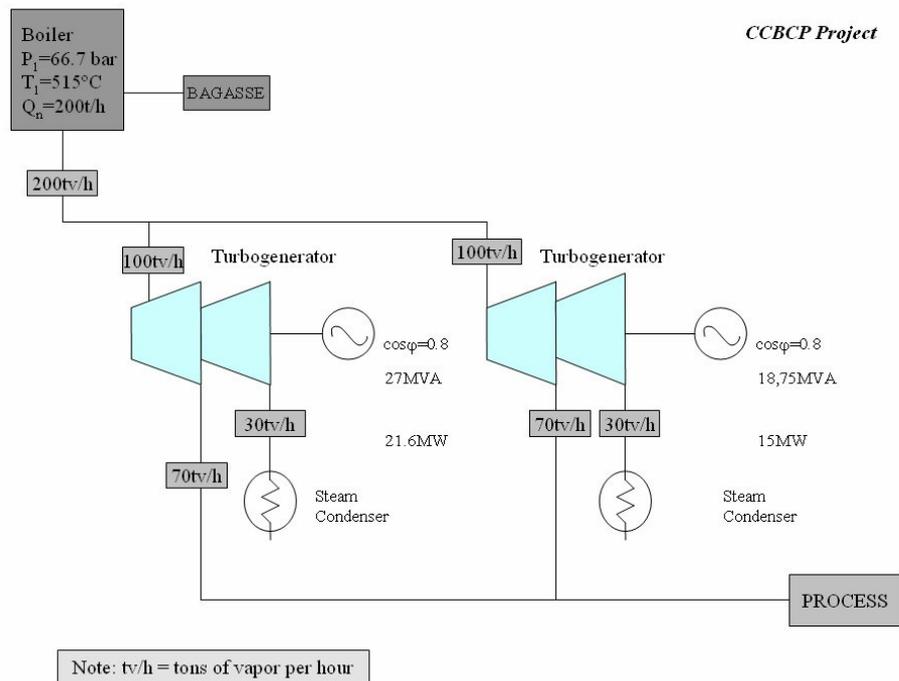


Figura 6. Diagrama do Balanço de Energia PCBCC, considerando as fases do projeto implementadas, de forma a mostrar uma figura de como a energia é distribuída através da usina e o patamar da transformação de biomassa para eletricidade.

A.4.4. Explicação sucinta de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEEs) por fontes serão reduzidas pela atividade de projeto de MDL proposta, incluindo por que as reduções das emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta, levando em consideração políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais:

Entregando energia renovável à rede, a eletricidade que seria de outra forma produzida empregando combustível fóssil é substituída. Essa substituição de eletricidade ocorrerá na margem do sistema, ou seja, este projeto de MDL substituirá eletricidade produzida por fontes marginais (predominantemente por usinas térmicas a combustível fóssil), as quais têm custos mais altos de despacho e são solicitadas somente no período em que fontes que produzem energia na base do sistema não podem suprir a rede (em decorrência das limitações por altos custos marginais de despacho ou limitações de estoque de combustível – no caso de fontes hídricas).

O bagaço é um subproduto fibroso, originário do processamento da cana-de-açúcar, que corresponde a aproximadamente 25% do peso da cana verde e aproximadamente um terço do conteúdo energético da cana. Numa unidade de processamento brasileira típica, queimar bagaço para a geração de calor e eletricidade é uma prática já estabelecida. Estima-se que mais de 700 MW de capacidade para geração de eletricidade a partir do bagaço estão atualmente instalados apenas no estado de São Paulo². A maioria da energia produzida nessas plantas é consumida pelas próprias usinas. Devido às restrições que limitavam o acesso de produtores independentes de energia ao mercado de eletricidade, não havia incentivo às usinas

² Secretaria de Energia de São Paulo, 2001.



de cana-de-açúcar operarem de uma forma mais eficiente. Caldeiras de baixa pressão, pouca preocupação com o melhor uso e controle do vapor, esmagamento feito mecanicamente ativado pelo vapor, processo de destilação que necessita de muita energia, são alguns poucos exemplos de métodos ineficientes usados normalmente na indústria sucroalcooleira.

A legislação do setor elétrico brasileiro atualmente reconhece o papel do produtor independente de energia, o que acentuou o interesse em melhorar a eficiência das caldeiras e aumentar a geração de eletricidade nas usinas, permitindo às usinas, assim, produzirem energia para satisfazerem suas próprias necessidades e gerarem também uma quantidade excedente que pode ser vendida para a rede elétrica. A atual necessidade de atender a uma demanda crescente de energia no Brasil abre uma real oportunidade para algumas usinas de cogeração de energia a partir do bagaço. Adicionalmente, a característica única de que a geração de energia a partir da cana-de-açúcar no país ocorra nos meses de seca, quando o nível dos reservatórios das hidrelétricas - a mais importante fonte elétrica do país - está baixo, faz dessas iniciativas um complemento perfeito ao sistema elétrico nacional e torna a cogeração de energia a partir do bagaço atrativa para potenciais compradores de eletricidade.

No entanto, barreiras de natureza financeira, dentre outras, ainda representam um desafio para a implementação da maioria dos projetos dessa natureza. Na maioria dos casos, a cultura dos investidores das usinas de açúcar é muito influenciada pelo mercado de açúcar e álcool. Então, eles precisam de um incentivo extra para investir na produção de eletricidade, visto que este é um produto que não poderá ser estocado para especulação. Os contratos de venda de energia, PPAs (do inglês Power Purchase Agreement) requerem diferentes habilidades de negociação, as quais não são comuns na indústria sucroalcooleira. Por exemplo, quando é assinado um contrato de longa duração de venda de energia, o PPA, uma dada usina de açúcar terá de estar suficientemente confiante de que ela irá produzir biomassa suficiente para fornecer ao seu projeto de cogeração. Embora isto pareça fácil de predizer, a volatilidade da produtividade de cana-de-açúcar varia de 75 até 120 toneladas de cana por hectare anualmente, dependendo das chuvas. Então, o rendimento na redução de emissão de gases de efeito estufa e outros benefícios associados à certificação do MDL que oferece um conforto financeiro valioso para as usinas de açúcar como Cresciumal, que se deparam especialmente com as circunstâncias do setor elétrico acima mencionadas, para investir na expansão de sua capacidade de geração de eletricidade e operar seus sistemas de cogeração de uma forma mais racional.

Anteriormente a 2003, ano de implantação do projeto MDL, Cresciumal já estava conectada ao sistema devido à necessidade de comprar eletricidade adicional durante o período de safra. Utilizando a cogeração para produzir eletricidade para consumo próprio, durante períodos de pico pequenas quantidades de energia eram despachadas ao sistema. Na média, durante o período de Julho/2002 a Julho/2003, um fluxo mensal de 315 MWh fora detectado. Essa quantidade não está sendo considerada neste DCP.



A.4.4.1. Quantia estimada de reduções de emissões durante o período de obtenção de créditos escolhido:

ANOS	ESTIMATIVA ANUAL DAS REDUÇÕES DE EMISSÕES EM TONELADAS DE CO ₂ E
2003	4.740
2004	16.402
2005	19.839
2006	21.557
2007	21.557
2008	21.557
2009	21.557
REDUÇÕES TOTAIS ESTIMADAS (TONELADAS DE CO₂E)	127.209
NÚMERO TOTAL DE ANOS DE CRÉDITOS	7
MÉDIA ANUAL DO PERÍODO DE CRÉDITO DAS REDUÇÕES ESTIMADAS (TONELADAS DE CO₂E)	18.172

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

A.4.5 Financiamento público da atividade de projeto:

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

SECTION B. Aplicação de uma metodologia de linha de base

B.1. Título e referência da metodologia de linha de base aprovada aplicada à atividade de projeto:

AM0015: Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid.

B.1.1. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto:

Esta metodologia é aplicável ao PCBCC, pois: (i) o bagaço é produzido e consumido no mesmo local - Cresciumal; (ii) o projeto nunca seria implantado pelo poder público, assim como também não seria implantado na ausência do MDL, como demonstrado no capítulo de adicionalidade abaixo; (iii) não há aumento na produção de bagaço devido ao projeto e (iv) não haverá armazenamento de bagaço por mais de um ano.

B.2. Descrição de como a metodologia é aplicada no contexto da atividade de projeto:

A atividade do projeto segue os passos dados pela metodologia, levando em conta o cálculo de (b) Simple Adjusted OM no PASSO 1, uma vez que não haveria dados disponíveis para aplicação da opção preferida – (c) Dispatch Data Analysis OM. No PASSO 2, a opção 1 foi escolhida. A tabela a seguir apresenta as informações-chave e os dados usados na determinação do cenário de linha de base.



Número ID	Tipo de dado	Valor	Unidade	Fonte dos dados
1. EG _y	Eletricidade fornecida à rede pelo Projeto.	Obtido durante toda vida útil do projeto.	MWh	Proprietário do projeto
2. EF _y	Fator de emissão de CO ₂ da rede.	0,2783	tCO ₂ e/MWh	Calculado
3. EF _{OM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação da rede.	0,4310	tCO ₂ e/MWh	Esse valor foi calculado usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.
4. EF _{BM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem em Construção da rede.	0,1256	tCO ₂ e/MWh	Esse valor foi calculado usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.
10. λ _y	Fração de tempo em que fontes de baixo custo e despacho obrigatório estão na margem.	λ ₂₀₀₂ = 0,5053 λ ₂₀₀₃ = 0,5312 λ ₂₀₀₄ = 0,5041	-	Esses valores foram calculados usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.

B.3. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada de MDL:

Aplicação da ferramenta de demonstração e avaliação da adicionalidade para PCBCC.

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

O início dessa atividade ocorreu depois de 1º de Janeiro de 2000, que pode ser evidenciado pela Solicitação de Licença de Instalação da Coinbra-Cresciugal S/A datada de 16 de outubro de 2002.(b) Coinbra-Cresciugal não iniciaria o projeto na ausência do MDL. A usina tem conhecimento sobre o MDL desde o ano 2000, ano no qual iniciou considerações sobre a expansão da unidade de cogeração. O sr. Adrian Isman, da área comercial do proprietário da Coinbra-Cresciugal (Grupo Dreyfus) em São Paulo, participou de um seminário sobre as possibilidades de MDL na cogeração em usinas de açúcar, organizado pela Fundação Getúlio Vargas, uma renomada faculdade de administração de São Paulo. Naquela oportunidade, o sr. Isman foi apresentado ao sr. Moscarella, vice-presidente da Econergy International, e palestrante do seminário, cuja apresentação detalhou as possibilidades do MDL em projetos de cogeração com bagaço. Uma clara evidência foi a solicitação de uma proposta de desenvolvimento de projeto MDL para a Econergy Brasil. A proposta formal foi enviada no dia 27 de dezembro de 2002, pela Econergy Brasil para o sr. Adrian G. Isman, da Coinbra-Cresciugal. O sr. Anselmo Lopes Rodrigues, diretor da usina, retornou o fax no dia 23 de abril de 2003, aceitando a proposta.

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

**Sub-passo 1a. Definir alternativas para a atividade do projeto**

1. Havia somente duas possibilidades para a implantação desta atividade de projeto: uma consistia em manter a situação corrente da usina de açúcar, focando apenas na produção de açúcar e álcool, dirigindo os investimentos na melhoria da eficiência e aumento da escala da atividade central. A outra opção seria assumir a atividade do projeto, investindo em aumentar a eficiência do vapor e da produção de eletricidade para venda, pela aquisição de caldeiras de alta eficiência e turbo geradores.

Sub-passo 1b: Aplicação das leis e regulamentações aplicáveis

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

3. Não aplicável.

4. Tanto a atividade de projeto quanto o cenário alternativo estão em conformidade com todas as regulamentações.

Passo 3. Análise de Barreiras**Sub-passo 3a. Identificar barreiras que impediriam a implantação do tipo da atividade de projeto proposta**

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

I. Barreiras tecnológicas

As barreiras tecnológicas representam um ponto muito importante para o crescimento da cogeração por bagaço no Brasil. Apesar de o ciclo-Rankine ser uma tecnologia bastante conhecida, as unidades de cogeração operam com baixa eficiência e não são competitivas se comparadas a outras opções de geração. Por causa disso, há um aspecto delicado sobre a tecnologia e o valor econômico para tal tecnologia. Apesar desta tecnologia ser bem desenvolvida, o valor econômico para sua aplicação não serve para projetos de escala similares a outras usinas de açúcar no Brasil. COELHO (1999) justifica enfatizando que os custos unitários (\$ / MW instalado) são significativamente influenciados pelo efeito de escala. Como a unidade de cogeração por bagaço deveria ter uma escala pequena devido ao alto custo de transporte do combustível (bagaço), os investimentos são altos. Portanto, como a diminuição dos custos é almejada, o resultado final é uma instalação simplificada e uma eficiência mais baixa.

COELHO (1999) também declara que a grande maioria das usinas de açúcar ainda se apóia em tecnologia ineficiente, como as caldeiras de 22 bar, mesmo no Estado de São Paulo, o mais industrializado do Brasil. Além do mais, quando existe a necessidade da troca de equipamentos, é comum não considerar a compra de caldeiras de alta eficiência devido ao conservadorismo, falta de conhecimento ou até falta de interesse em gerar vapor adicional para venda de eletricidade.

³ COELHO, Suani T. *Mecanismos para implementação da cogeração de eletricidade a partir de biomassa: um modelo para o Estado de São Paulo*. São Paulo: Programa interunidades de pós-graduação em energia, 1999.



Finalmente, SWISHER (1997)⁴, considera difícil convencer o distribuidor local que a energia a ser adquirida, geralmente gerada durante a época de colheita, é suficientemente confiável para ser contabilizada no seu planejamento.

II. Barreiras Políticas e Institucionais

Do ponto de vista do setor elétrico, de acordo com COELHO (1999), adquirir eletricidade de outra forma que não seja hidrelétrica não seria apropriado, argumentando que uma vez que a geração de eletricidade com bagaço é produzida somente durante a safra, não seria possível oferecer energia de forma confiável. No entanto, a grande vantagem de produzir eletricidade através do bagaço é que esta é produzida durante um período no qual as usinas hidrelétricas enfrentam dificuldades devido ao baixo índice de chuvas. Como resultado, COELHO (1999) sugere que exista um significativo prejuízo e tradicionalismo dos distribuidores quando decidem em comprar ou não energia proveniente de bagaço.

Do ponto de vista da usina de açúcar, salvo raras exceções, COELHO (1999) diz que a grande maioria das usinas não cogita investir em cogeração (para venda de eletricidade) como prioridade. O setor, mesmo no atual contexto político, parece não ter motivação para investir em um processo que ele vê com desconfiança e cuja produção não tem garantia de um mercado seguro no futuro. Ademais, é fato que “as usinas de açúcar são essencialmente dirigidas por famílias, o que dificulta a associação com agentes financeiros externos”, o que permitiria ao setor ser mais competitivo e diversificar seus investimentos.

Do ponto de vista dos agentes econômicos, a quantidade excessiva de garantias necessárias para financiar o projeto é uma barreira comum para conseguir um estágio de praticabilidade financeiro, discutido profundamente em SWISHER (1997).

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

Desde 1997, segundo SWISHER (1997), o anúncio do Decreto de Cogeração está sendo aguardado, e se esperava que isso tivesse influência positiva nas decisões corporativas a respeito da implantação de projetos de biomassa. A proposta original do Decreto de Cogeração, que nunca foi aprovado, obrigava a compra de equipamentos⁵ de cogeração e auto-geração por parte das concessionárias. Ao invés de energia renovável, o plano de expansão do governo para energia elétrica, aprovado em fevereiro de 2000, é baseado em combustível fóssil – gás natural. Este plano de expansão, chamado de PPT – Programa Prioritário de Termelétricas, tornou-se uma realidade pouco antes da crise de energia. Os beneficiários do PPT, que eram basicamente usinas térmicas de gás natural, através do Decreto 3.371 de Fevereiro de 2000 do Ministério de Minas e Energia (MME), contavam com condições de preço garantido, atrativo e de longo prazo nas vendas de energia e suprimento de gás natural, conjuntamente com o financiamento do BNDES. Apesar de não ser provável que o PPT venha a ser completamente implantado, a políticas do setor público para energia renovável não são consideradas confiáveis o suficiente pelos executivos do setor privado para dar apoio à expansão da cogeração nas usinas de açúcar. Esta suposição é claramente

⁴ SWISHER, J. *Using area-specific cost analysis to identify low incremental-cost renewable energy options: a case study of co-generation using bagasse in the State of São Paulo*. Washington DC: Prepared for Global Environment Facility (GEF) Secretariat, 1997.

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



demonstrada pela seguinte lista de regras e/ou regulamentações no setor energético que foram lançadas nos últimos 10 anos:

- **Março de 1993:** A Lei 8.631 ajusta a regulamentação de tarifas para a energia elétrica;
- **Fevereiro de 1995:** A Lei 8.987 estabelece concessões públicas para a energia;
- **Julho de 1995:** A Lei 9.074 regulamenta as concessões para o setor de energia;
- **Dezembro de 1996:** A Lei 9.427 cria a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- **Agosto de 1997:** A Lei 9.478 cria o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE);
- **Outubro de 1997:** Decreto 2.335 regula as obrigações da ANEEL;
- **Dezembro de 1997:** Implementação da ANEEL;
- **Mai de 1998:** A Lei 9.648 estabelece o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS);
- **Julho de 1998:** Decreto 2.655 regula as obrigações da MAE e da ONS;
- **Fevereiro de 2000:** Decreto 3.371 regula o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT);
- **Abril de 2002:** A Lei 10.438 institui o PROINFA – Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica, determinando que contratos devem ser assinados dentro de 24 meses da sua data e que haverá diferentes valores econômicos para a aquisição de 3.300MW de capacidade elétrica de fontes renováveis pela estatal Eletrobrás, para plantas com data de início de operação anterior a 30 de Dezembro de 2006.
- **Agosto de 2002:** Medida Provisória 64, ato presidencial que muda a constituição para permitir a regulamentação do setor energético, incluindo o PROINFA;
- **Dezembro de 2002:** Resolução 4.541 da ANEEL regula a implementação do PROINFA, estabelecendo que valores econômicos devem ser definidos em 90 dias;
- **Março de 2003:** Decreto 4.644 adia, por 180 dias, da sua data, o valor econômico e os anúncios das diretrizes operacionais;
- **Junho de 2003:** Decreto 4.758 adia indefinidamente a data para o valor econômico e os anúncios das diretrizes operacionais e revogou o Decreto 4.644 acima mencionado;
- **Novembro de 2003:** A Lei 10.762 de 11 de Novembro de 2003 revisada da Lei 10.438 de 26 de Abril de 2002 institui o PROINFA.
- **March 2004:** Decree 5.025 regulates the Law 10.438 as of 26 April 2002.

Coinbra-Cresciumal enfrentou problemas em obter as Licenças Ambientais, uma vez que foi um dos primeiros projetos analisados pela Secretaria de Meio-Ambiente do Estado de São Paulo (SMA). Na época, que Coinbra-Cresciumal contratou uma empresa com experiência em desenvolver e elaborar o



Relatório Ambiental Preliminar (RAP). Esse documento permitiu avaliar a viabilidade ambiental do projeto e a Licença Prévia foi emitida. Muitas exigências foram requeridas, como: detalhes técnicos, análise arqueológica, evidência da distribuidora de eletricidade local na eletricidade produzida pelo projeto, dentre outras. Além disso, ocorreu uma reorganização da SMA e foi necessário solicitar uma outra Licença para a linha de transmissão. Autorizações da Petrobrás e da concessionária responsável pela Rodovia Anhanguera para que a linha de transmissão pudesse passar sobre a estrada e sobre o oleoduto foram solicitadas. Essas solicitações demandaram uma negociação intensa por parte da usina. Adicionalmente, a SMA contava com uma equipe extremamente pequena para avaliar todos os processos de licenciamento do Estado de São Paulo. O resultado foi um atraso na análise do projeto e do cumprimento das exigências técnicas.

Para a análise deste projeto de MDL, na época do início do projeto, não havia incentivo institucional como o PROINFA para ser considerado. Portanto, a decisão da companhia de assinar um PPA de longo prazo com o distribuidor local representou, sem dúvida, um risco significativo que a usina estava disposta a assumir, parcialmente devido ao retorno esperado do MDL.

Antes do PCBCC, Coinbra-Cresciumal não tinha experiência em comercializar a energia com o sistema, nem na produção de vapor de alta pressão. Era necessário contratar apoio técnico com experiência nestes setores: geração de energia elétrica (Nucleon), sistemas térmicos (MCE), tratamento da água (Proamb), instrumentação (Berti), reserva de água (GE/BETZ), e outros.

III. Barreiras Econômicas e de Investimentos

“Existem diversas razões para a relutância das concessionárias brasileiras em oferecer preços mais altos para energia de cogeração. Uma razão importante provém da hipótese de que os custos são geograficamente uniformes, isto é, há essencialmente um valor único para o custo evitado no setor industrial. Se este valor do custo não indica que haja economia suficiente quando da compra de energia de cogeração e, portanto haja pouca motivação econômica, tanto sob um monopólio público quanto uma estrutura privatizada competitiva, para uma concessionária pagar o suficiente para a cogeração para satisfazer os critérios financeiros de seus investidores em potencial”⁶ como citado por SWISHER (1997). Na realidade, o custo econômico é a razão pela qual as concessionárias brasileiras não compram energia de cogeração, pelo menos enquanto a regulamentação do setor não garantir a eles repassar tais custos para o consumidor final. O custo da eletricidade varia numa faixa entre US\$ 35 a US\$ 105 por MWh, de acordo com o Plano de Expansão 2001-2010 do Governo Brasileiro, que é mais alto do que o custo marginal para a expansão elétrica do sistema - US\$ 33/MWh⁷.

COELHO (1999) enfatiza como um dos maiores problemas de se vender energia excedente para a rede, sendo o valor econômico pago às usinas de açúcar insuficiente para remunerar o capital investido pelas usinas de açúcar na expansão de um projeto de cogeração. Além disso, “a taxa de acesso à rede não contribui para a viabilidade da venda da energia excedente para os distribuidores”.

Resumindo, SWISHER (1997) considera que as principais dificuldades são encontradas em: (a) **pequeno tamanho de projetos e custos de instalação**: como os custos fixos são altos e usualmente as instalações não são grandes, há uma grande barreira econômica para implementação desses tipos de projetos, já que

⁶ Joel Swisher personal communication with Rolls Royce Power Ventures project manager. Mark Croke, August 26, 1997. Swisher J. 1997 pg. 76.

⁷ “Como se pode observar, os custos unitários das fontes alternativas de energia ainda são altos comparados ao custo marginal de expansão do sistema, hoje calculado em US\$33/MWh”. IN: Ministério de Minas e Energia, Brasil 2001, pág. 80.



os retornos serão baixos comparando com os custos fixos, (b) **disponibilidade de financiamentos de longo prazo**: tradicionalmente, projetos de infra-estrutura costumam ter mais acesso a financiamentos de longo prazo, situação que se alterou após a privatização do setor elétrico. (c) **falta de garantias**: além das garantias técnicas, investidores requerem garantias comerciais, estabelecendo um paradoxo: privatizações devem fomentar uma economia baseada em mercado, mas bancos ainda requisitam garantias governamentais para assegurarem investimentos de longo prazo no setor privado, (d) **falta de financiamento local**: falta de familiaridade com ferramentas financeiras de projeto e também devido às altas taxas de juros no Brasil.

IV. Barreira Cultural

Devido à natureza do negócio da indústria açucareira, a abordagem de marketing é restrita na transação de tipo commodity. Por isso, a transação de eletricidade baseada em contratos de longo prazo (PPA) representa uma significativa vantagem no modelo de negócios. Nesse caso, a transação de eletricidade deve representar uma oportunidade de investimento seguro, tanto pela perspectiva econômica quanto social-ambiental, para convencer as usinas de açúcar a investirem nisso.

Existem também questões referentes à capacidade administrativa das companhias que compõem a indústria açucareira brasileira. Em muitos casos, elas demonstraram vontade de assumir investimentos em novas tecnologias, mas sem financiamento e capacidade empreendedora suficientes para completar tais projetos, segundo WALTER (1994)⁸.

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

A alternativa para esta atividade de projeto seria manter a situação corrente e focar estritamente na atividade principal, que é a produção de açúcar e álcool. Assim, como as barreiras mencionadas acima estão diretamente relacionadas ao ingresso em um novo negócio (venda de energia), não há impedimento para as usinas de açúcar manterem (ou mesmo investirem) na sua atividade principal.

Passo 4. Análise das práticas comuns.

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

O setor açucareiro, historicamente, sempre explorou a biomassa (bagaço) de uma maneira ineficiente, utilizando caldeiras de baixa pressão. Apesar de consumirem quase todo o seu bagaço na geração de energia para uso próprio, a produção é feita de tal maneira que não há energia excedente disponível para venda, e nenhuma companhia de açúcar se aventurou no mercado de eletricidade até recentemente.

Atividades de projetos similares foram implementadas por companhias líderes na indústria, principalmente depois que a Vale do Rosário serviu como “benchmark”. Entretanto, estes são poucos exemplos em um universo de cerca de 320 usinas de açúcar. Atualmente, existem outras atividades de projetos similares em implantação, por exemplo: a Cia Energética Santa Elisa, Moema, Equipav, Nova América. Projetos similares juntos estão restritos a aproximadamente 10% da indústria açucareira, já que os outros 90% continuam queimando seu bagaço para uso próprio, da velha e ineficiente maneira. Isto

⁸ Walter, A.C.S. *Viabilidade e Perspectivas da Cogeração e Geração Termelétrica no Setor Sucro-alcooleiro*. Tese de Doutorado. UNICAMP, Campinas, 1994.



claramente demonstra que apenas uma pequena parte deste setor deseja investir em projetos de cogeração.

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

Esse tipo de atividade de projeto não é considerado uma atividade difundida no Brasil, devido à pequena porção de usinas no país que produzem eletricidade para venda.

Passo 5. Impacto do registro do MDL

O impacto do registro desta atividade do projeto de MDL contribuirá com a transposição de todas as barreiras descritas nesta ferramenta: tecnológica, institucional e política, econômica, de investimentos e cultural. O registro trará mais segurança ao investimento em si, e fomentará e apoiará a decisão dos proprietários do projeto a progredir no seu modelo de negócio. Desta maneira, a atividade do projeto já está em negociação para vender suas RCEs esperadas.

Apesar disto, os benefícios e incentivos mencionados no texto da Ferramenta de Adicionalidade publicado pelo Conselho Executivo do MDL, também poderão ser experimentados pelas atividades de projeto, tais como: o projeto atingirá o objetivo das reduções antrópicas de GEE; vantagens financeiras da renda obtida nas vendas das RCEs que trarão mais robustez à situação financeira do projeto; e sua probabilidade de atrair novos parceiros e nova tecnologia (já existem companhias desenvolvendo um novo tipo de caldeira extra-eficiente, e a compra de tal equipamento poderá ser estimulada devido à renda da venda das RCEs) e reduzir os riscos do investidor.

Registro também será um impacto sobre os as indústrias de cana-de-açúcar, que vêem a viabilidade de implantar projetos de comercialização de energia renovável de MDL em suas usinas. Além disso, a entrada de capital é muito desejável em uma economia frágil e econômica como a brasileira.

B.4. Descrição de como a definição do limite do projeto relacionado à metodologia da linha de base selecionada é aplicada à atividade de projeto:

A definição da fronteira do projeto relatada na metodologia de linha de base é aplicada para esta atividade de projeto, da seguinte forma:

Linha de base da energia da rede elétrica: para o PCBCC, o subsistema Sul-Sudeste e Centro-Oeste da rede elétrica brasileira é considerado como uma fronteira, pois é o sistema com o qual a Coinbra-Cresciumal está conectado, e o qual recebe toda a eletricidade produzida a partir do bagaço.

Usina de cogeração com bagaço: a usina de cogeração com bagaço, considerada como fronteira, compreende todo terreno onde os equipamentos de cogeração são instalados, excluindo a refinaria de açúcar.

B.5. Informações detalhadas sobre a linha de base, incluindo a data de término do estudo de linha de base e o nome da pessoa(s)/entidade(s) que determina(m) a linha de base:

1. Data de finalização do texto final desta seção da linha de base: 07/11/2005.
2. Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:



ECONERGY BRASIL (Contato no Anexo I para informações), que é um participante do projeto, é responsável pelos serviços técnicos relacionados a reduções da emissão de GEE e é, portanto, em parceria com a Coimbra-Cresciumal, elaborador deste documento e de todo o seu conteúdo.

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

10/07/2003.

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

25 anos-0 meses.⁹

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

10/07/2003.

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

7 anos-0 meses.

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

Deixado em branco intencionalmente.

C.2.2.2. Duração:

Deixado em branco intencionalmente.

SEÇÃO D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento**D.1. Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto:**

Metodologia de monitoramento aprovada AM0015: “Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid”.

D.2. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto:

⁹ Especialistas da ANEEL sugerem a utilização de 25 anos para a vida operacional de turbinas a vapor, combustão, ciclo combinado e plantas nucleares, de acordo com Bosi, 2000, pg. 29.



A metodologia de monitoramento foi desenvolvida para ser aplicada ao Projeto de MDL Vale do Rosário. Devido à grande similaridade entre os projetos, a mesma metodologia foi escolhida para o monitor a redução de emissões decorrente do PCBCC.

A metodologia considera o monitoramento das reduções de emissões geradas pelos projetos de cogeração com bagaço de cana-de-açúcar. A energia produzida pelo projeto poderia ser a eletricidade despachada ao sistema interligado e/ou energia usada para substituir combustível fóssil da rede conectada. E é exatamente o caso do PCBCC: o projeto utiliza um subproduto do processo da moenda da cana-de-açúcar (bagaço) para produzir e comercializar eletricidade renovável conectada a uma rede regional brasileira. A metodologia é, dessa forma, totalmente aplicável ao PCBCC.

Além disso, por ser uma metodologia usada em conjunto com a metodologia de linha de base aprovada AM0015 (“Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid”), as mesmas condições de aplicabilidade são descritas e justificadas no item B1.1 deste documento.

**D.2. 1. Opção 1: Monitoramento das emissões no cenário do projeto e no cenário de linha de base**

Não há emissão de projeto a ser considerada nessa atividade de projeto. Deixado em branco intencionalmente.

D.2.1.1. Dados a serem coletados para monitorar as emissões da atividade do projeto e como esses dados serão arquivados:

Número de Identificação <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.1.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades de emissão de CO₂equ.)

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.1.3. Dados relevantes necessários para determinar a linha de base das emissões antrópicas por fonte de GEEs dentro do limite do projeto e identificação de como esses dados serão coletados e arquivados:



Número de Identificação	Variável	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de registro	Proporção dos dados a ser monitorada	Como os dados serão arquivados? (eletrônico/ papel)	Comentários
1. EGY	Eletricidade fornecida à rede pelo Projeto.	Leituras da medição de energia conectada à rede e notas fiscais das vendas	MWh	<i>m</i>	Mensal	100%	Eletrônico e Papel	Dupla checagem com notas fiscais de venda. Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
2. EFy	Fator de emissão de CO ₂ da rede.	Calculado	tCO ₂ e/MWh	<i>c</i>	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
3. EF _{OM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação da rede.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	tCO ₂ e/MWh	<i>c</i>	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
4. EF _{BM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem em Construção da rede.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	tCO ₂ e/MWh	<i>c</i>	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
10. λy	Fração de tempo em que fontes de baixo custo e despacho obrigatório estão na margem.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	index	<i>c</i>	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.

D.2.1.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões de linha de base (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades de emissões de CO₂equ.)



$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$ $EF_{electricity} = \frac{EF_{OM} + EF_{BM}}{2} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$ $BE_{electricity,y} = EF_{electricity} \cdot EG_y$	<p>$F_{i,j(or m),y}$ É a quantidade de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumida pelas fontes relevantes de energia j no ano(s) y</p> <p>j, m Refere-se às fontes de energia fornecedoras de eletricidade à rede, exceto plantas de baixo custo e despacho obrigatório, e incluindo importações da rede</p> <p>$COEF_{i,j(or m),y}$ É o coeficiente de emissão de CO_2 do combustível i (tCO_2 / unidade de massa ou volume do combustível), levando em conta o conteúdo de carbono dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (ou m) e o percentual de oxidação do combustível em ano(s) y</p> <p>$GEN_{j(or m),y}$ É a eletricidade (MWh) despachada à rede pela fonte j ($or m$)</p> <p>$BE_{electricity,y}$ São as emissões de linha de base devidas à substituição de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO_2</p> <p>w_{OM}, w_{BM} São os pesos dados para a margem em operação (OM) e a margem em construção (BM) no cálculo do fator de emissão.</p> <p>EG_y É a quantidade líquida de eletricidade gerada na planta de cogeração com bagaço, resultante da atividade do projeto durante o ano y em MWh,</p> <p>$EF_{electricity,y}$ É o fator de emissão de CO_2 de linha de base para a eletricidade.</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

D. 2.2. Opção 2: Monitoramento direto de reduções de emissões da atividade de projeto (os valores devem ser compatíveis com os da seção E).

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.2.1. Dados a serem coletados para monitoramento das emissões da atividade de projeto, e como esses dados serão arquivados:

Número de Identificação <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.2.2. Descrição das fórmulas usadas para calcular as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissão de $\text{CO}_2\text{equ.}$):

Deixado em branco intencionalmente.

**D.2.3. Tratamento de fugas no plano de monitoramento****D.2.3.1. Se aplicável, descreva as informações e os dados que serão coletados para monitorar os efeitos das fugas da atividade de projeto:**

Número de Identificação (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Freqüência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

Deixado em branco intencionalmente.

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

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar reduções de emissões para a atividade de projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissões de CO₂equ.):

$$ER_y = BE_{thermal, y} + BE_{electricity, y} - PE_y - L_y$$

$$BE_{thermal, y} = 0$$

$$PE_y = 0$$

$$L_y = 0$$

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

ER_y: São as reduções de emissão da atividade do projeto, durante o ano y em toneladas de CO₂

BE_{electricity,y}: São as emissões de linha de base devidas ao deslocamento de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO₂

BE_{thermal,y}: São as emissões de linha de base devidas á deslocamento de energia térmica durante o ano y em toneladas de CO₂

PE_y: São as emissões do projeto durante o ano y em toneladas de CO₂.

L_y: São as emissões de fuga durante o ano y em toneladas de CO₂.

**D.3. Estão sendo realizados procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) para os dados monitorados**

Dados (Indique a tabela e o número de identificação por ex. 3.-1.; 3.2.)	Grau de incerteza dos dados (Alto/Médio/Baixo)	Explique os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados, ou por que tais procedimentos não são necessários.
1	Baixo	Estes dados serão diretamente usados no cálculo da redução de emissão. Registro das vendas e outros registros são usados para assegurar a consistência.
2	Baixo	Dados não precisam ser monitorados
3	Baixo	Dados não precisam ser monitorados
4	Baixo	Dados não precisam ser monitorados
10	Baixo	Dados não precisam ser monitorados

D.4 Descreva a estrutura operacional e administrativa que o operador do projeto implementará para monitorar as reduções de emissões e quaisquer efeitos relacionados às fugas, gerados pela atividade de projeto:

A estrutura para monitoramento desta atividade de projeto consistirá, basicamente, no registro da quantidade de energia vendida à rede (EG_v) e a quantidade de horas que cada motor operará. Há duas operações que os operadores do projeto devem realizar para assegurar a consistência dos dados.

1. Leituras mensais do equipamento de medição calibrado devem ser registradas numa planilha eletrônica;
2. Recibos de venda devem ser arquivados para dupla checagem dos dados. No caso de inconsistência, esses são os dados a serem usados.

Ademais, de acordo com a lei, o equipamento de medição deve ser periodicamente calibrado para obedecer aos regulamentos para produtores independentes de energia conectados à rede regional.

D.5 Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoramento:

ECONERGY BRASIL (Contato no Anexo I para informações), que é participante do projeto, é responsável pelos serviços técnicos relacionados a reduções das emissões de GEEs e é, portanto, em parceria com a Coimbra-Cresciunial, elaborador deste documento e de todo o seu conteúdo.

**SEÇÃO E. Estimativa de emissões de gases de efeito estufa por fontes****E.1. Estimativa das emissões de gases de efeito estufa por fontes:**

Essa atividade de projeto não acarreta queima adicional de combustível fóssil devido à sua implementação. Dessa forma, a variável PE_y , apresentada nessa metodologia, não necessita ser monitorada.

Então, $PE_y = 0$

E.2. Fugas estimadas:

Essa atividade de projeto não vendia bagaço antes de sua implantação.

Assim, $L_y = 0$

E.3. A soma dos itens E.1 e E.2 representando as emissões da atividade de projeto:

$L_y + PE_y = 0$

E.4. Estimativa das emissões antrópicas por fontes de gases de efeito estufa da linha de base:

A metodologia de linha de base considera a determinação do fator de emissão da rede na qual a atividade de projeto está conectada como o centro dos dados a serem determinados no cenário da linha de base. No Brasil, há duas redes principais, Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, no entanto a rede relevante para este projeto é a Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

O método que será escolhido para calcular a Margem de Operação (MO) para o fator de emissão da eletricidade de linha de base será a opção (b) “*Simple Adjusted OM*”, já que a escolha de preferência (c) “*Dispatch Data Analysis OM*” enfrentaria a barreira de disponibilidade de dados no Brasil.

Para calcular a Margem de Operação, dados de despacho diários do Operador Nacional do Sistema (ONS) precisaram ser coletados. ONS não fornece regularmente tais informações, o que implicou em obtê-las através de comunicação direta com a entidade.

As informações obtidas referem-se aos anos 2002, 2003 e 2004, e são as informações mais recentes disponíveis nesse estágio (no final de 2005, ONS forneceu dados de despacho para toda a rede interconectada na forma de relatórios¹⁰ diários de 1º de janeiro de 2002 a 31 de dezembro de 2004, as informações mais recentes disponíveis nesse estágio).

Cálculo do “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” (Margem em Operação)

De acordo com a metodologia, o projeto determina o “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” ($EF_{OM, \text{ simple adjusted}, y}$). Então, a equação seguinte a ser resolvida é:

¹⁰ *Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional*. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Relatórios diários de todo o sistema interconectado de 1º de Janeiro de 2001 a 31 de Dezembro de 2003.



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

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

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

Por favor, refira-se ao texto da metodologia ou às explicações das variáveis mencionadas acima.

Os dados do ONS, assim como, a planilha do cálculo dos fatores de emissão foram disponibilizados para o validador (EOD). Na planilha, os dados de despacho são tratados para permitir o cálculo do fator de emissão para os três anos mais recentes com as informações disponíveis, que são de 2002, 2003 e 2004.

Os fatores Lambda foram calculados de acordo com os requisitos da metodologia. Mais informações detalhadas são fornecidas no Anexo 3. A tabela abaixo apresenta esses fatores.

Ano	Lambda
2002	0,5053
2003	0,5312
2004	0,5041

A geração de eletricidade para cada ano também precisa ser levada em consideração. Essa informação é fornecida na tabela abaixo:

Ano	Carga elétrica (MWh)
2002	275.402.896
2003	288.493.929
2004	297.879.874

Usando informações apropriadas para $F_{i,j,y}$ e $COEF_{i,j}$, os fatores de emissão da MO para cada ano podem ser determinados, como segue:

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

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



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

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

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

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (MC) também precisa ser determinado:

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

A geração de eletricidade neste caso, corresponde a 20% do total gerado no ano mais recente (2004). Como as 5 plantas mais recentes construídas geram menos que os 20%, o cálculo do fator em questão resulta em:

$$EF_{BM, 2004} = 0,1256 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, o fator de emissão da linha de base é calculado por uma fórmula de média ponderada, considerando tanto o MO quanto o MC sendo os pesos de 50% e 50% por definição. Logo, o resultado será:

$$EF_{electricity, 2002-2004} = 0,5 * 0,4310 + 0,5 * 0,1256 = 0,2783 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

É importante notar que as considerações adequadas dos pesos acima estão atualmente sendo estudadas pelo Painel Metodológico, e existe uma possibilidade de que os pesos utilizados na metodologia aplicada aqui sofram alterações.

As emissões da linha de base poderiam ser proporcionais à eletricidade despachada à rede durante o período de duração do projeto. As emissões de linha de base devido ao deslocamento de eletricidade são calculadas pela multiplicação do fator de emissão da linha de base ($EF_{electricity, 2002-2004}$) pela eletricidade gerada pela atividade do projeto.

$$BE_{electricity, y} = EF_{electricity, 2002-2004} \cdot EG_y$$

Então, para o primeiro período de crédito, as emissões de linha de base serão calculadas como a seguir:

$$BE_{electricity, y} = 0,2783 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y \text{ (in tCO}_2\text{e)}$$

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

As reduções de emissões para essa atividade de projeto são:

$$ER = BE_{electricity, y} - (L_y + PE_y) = 0,2783 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y - 0 \rightarrow ER = 0,2783 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y$$

**E.6. Table providing values obtained when applying formulae above:**

Ano	Estimativa das reduções de emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa da fuga (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
2003	4.740	0	0	4.740
2004	16.402	0	0	16.402
2005	19.839	0	0	19.839
2006	21.557	0	0	21.557
2007	21.557	0	0	21.557
2008	21.557	0	0	21.557
2009	21.557	0	0	21.557
Total (toneladas de CO ₂ e)	127.209	0	0	127.209

SEÇÃO F. Impactos Ambientais**F.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, incluindo os impactos transfronteiriços:**

No estado de São Paulo, os impactos ambientais são analisados pela Secretaria de Meio-Ambiente (SMA), através do DAIA (Departamento de Avaliação de Impacto Ambiental). A CETESB (Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental) é a agência ambiental responsável por fazer a fiscalização e o cumprimento da lei.

Após receber e analisar o RAP, o DAIA emitiu um relatório sobre o PCBCC, listando exigências que deveriam ser cumpridas antes de solicitar a Licença de Operação. Essas exigências, juntamente com algumas demandas da CETESB, estão listadas no anexo da Licença de Instalação e apresentadas a seguir:

1. Apresentar autorização da Petrobrás para o cruzamento com o oleoduto;
2. Apresentar um relatório mostrando a recuperação das áreas afetadas pelo projeto;
3. Apresentar um estudo de análise de risco, plano de ação emergencial e um plano de gerenciamento de risco para a operação da linha de transmissão e as subestação;
4. Informar quais procedimentos serão adotados caso um sítio arqueológico seja encontrado durante a instalação do projeto.

Coinbra-Cresciunal já cumpriu essas demandas e solicitou a Licença de Operação no dia 22 de novembro de 2004, mas esta ainda não foi emitida pela CETESB.



Não haverá impactos transfronteiriços resultantes do PCBCC. Todos os impactos relevantes ocorrerão nas fronteiras brasileiras e foram mitigados de modo a cumprir as exigências ambientais para implementação do projeto. Então, PCBCC não afetará nenhum meio de nenhum outro país ao redor do Brasil.

F.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências de apoio à documentação relativa a uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos, conforme exigido pela Parte anfitriã:

Os impactos do PCBCC não são considerados significantes. Eles provêm de atividades (trituração de cana e queima de bagaço) que já estavam no local antes do projeto. Não obstante, todos os impactos do projeto têm que ser mitigados e as exigências listadas na Licença de Instalação devem ser cumpridas, só então a Licença de Operação será emitida e PCBCC poderá iniciar a operação.

SEÇÃO G. Comentários dos Atores

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

O processo de consulta aos atores do PCBCC incluíram anúncios em jornais, chamadas públicas para comentários da iniciativa do projeto, de acordo com a legislação do Estado de São Paulo.

No dia 27 de outubro de 2001, Cresciumal publicou dois anúncios, um em um jornal de circulação regional e outro no Diário Oficial do Estado de São Paulo. Nesses anúncios, a usina declarou que solicitou o Licenciamento Ambiental Prévio para o PCBCC através da submissão do RAP para a SMA. Nesses anúncios, ainda, Cresciumal deixou aberta a possibilidade de receber comentários sobre o projeto, através de cartas que deveriam ser enviadas ao DAIA.

Ainda, como requerimento da CIMGC – Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (a AND brasileira), Cresciumal convidou diversas organizações e instituições para enviar seus comentários sobre o projeto MDL desenvolvido. Cartas-concite e o sumário executivo do projeto foram enviadas para os seguintes destinatários:

- Prefeitura Municipal de Leme – SP / *Municipal Administration of Leme - SP*
- Câmara Municipal de Leme – SP
- Ministério Público;
- Fórum Brasileiro de ONGs (SP);
- Órgão Ambiental Municipal;
- Secretaria de Estado do Meio Ambiente;



G.2. Resumo dos comentários recebidos:

Cresciumal não recebeu comentários dos destinatários.

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

Como nenhum comentário foi recebido, Cresciumal procedeu com o projeto, conforme planejado inicialmente.

Annex 1**CONTACT INFORMATION ON PARTICIPANTS IN THE PROJECT ACTIVITY****Project Participant 1:**

Organization:	Econergy Brasil Ltda.
Street/P.O.Box:	Rua Pará, 76 cj 41
Building:	Higienópolis Office Center
City:	São Paulo
State/Region:	SP
Postfix/ZIP:	01243-020
Country:	Brasil
Telephone:	+ 55 (11) 3219-0068
FAX:	+55 (11) 3219-0693
E-Mail:	-
URL:	http://www.econergy.com.br
Represented by:	
Title:	Sr.
Salutation:	
Last Name:	Diniz Junqueira
Middle Name:	Schunn
First Name:	Marcelo
Department:	-
Mobile:	+55 (11) 8263-3017
Direct FAX:	o mesmo
Direct tel:	+ 55 (11) 3219-0068 ramal 25 e/ou celular
Personal E-Mail:	junqueira@econergy.com.br

**Project Participant 2:**

Organization:	Coinbra-Cresciumal S/A
Street/P.O.Box:	Estrada Vicinal José de Souza Queiroz Filho, Km 12 / Caixa Postal 50
Building:	
City:	Leme
State/Region:	SP
Postfix/ZIP:	13610-970
Country:	Brasil
Telephone:	+55 (19) 3571-2000
FAX:	+55 (19) 3571-2000
E-Mail:	
URL:	www.cresciumal.com.br
Represented by:	
Title:	Sr.
Salutation:	
Last Name:	Barbato
Middle Name:	Afonso
First Name:	Antônio
Department:	Administrativo
Mobile:	
Direct FAX:	+55 (19) 3571-2000
Direct tel:	+55 (19) 3571-2000
Personal E-Mail:	barbatoaa@ldcorp.com.br

Anexo 2**INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO**

Não foi pedido financiamento público.

Anexo 3**INFORMAÇÕES DE LINHA DE BASE**

O sistema elétrico brasileiro tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: Norte/Nordeste (N/NE) e Sul/Sudeste/Centro-Oeste (S/SE/CO). Isto ocorre principalmente devido à evolução histórica e física do sistema, o qual se desenvolveu naturalmente ao redor dos grandes centros consumidores do país.

A evolução natural de ambos os sistemas está crescentemente mostrando que a integração ocorrerá no futuro. Em 1998, o governo Brasileiro anunciou o primeiro movimento com a linha de interconexão entre S/SE/CO e N/NE. Com investimentos em torno de US\$700 milhões, a conexão teve como propósito principal, na visão do governo, ao menos, ajudar a resolver desequilíbrios energéticos no país: a região S/SE/CO poderia suprir a N/NE caso fosse necessário e vice-versa.

Todavia, mesmo após o estabelecimento da interconexão, a papelada técnica ainda divide o sistema Brasileiro em dois (Bosi, 2000)¹¹:

“... onde o Sistema Elétrico Brasileiro se divide em três subsistemas separados”:

- (i) O Sistema Interconectado Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- (ii) O Sistema Interconectado Norte/Nordeste, e
- (iii) Os Sistemas Isolados (que representam 300 localizações eletricamente isoladas dos sistemas interconectados).”

Além disso, Bosi (2000) apresenta uma forte argumentação a favor da assim chamada *linha de base de multi-projeto*:

“Para grandes países com diferentes circunstâncias no interior de suas fronteiras e diferentes redes energéticas baseadas nos três diferentes sistemas, multi-projetos de linha de base no setor de eletricidade talvez tenham a necessidade de se desagregar abaixo do nível do país para que possa prover representação acreditável do que poderia ter ocorrido de outra forma”.

Finalmente, deve-se levar em consideração que mesmo que os sistemas estejam interconectados atualmente, a transmissão de energia entre o N/NE e o S/SE/CO é severamente limitada pela capacidade das linhas de transmissão. Então, somente uma fração do total de energia gerada em ambos os subsistemas é enviada de alguma maneira. É natural que essa fração possa mudar de direção e magnitude (acima da capacidade da linha de transmissão) dependendo do padrão hidrológico, clima e outros fatores incontrolláveis. Mas não é necessário que isso represente uma quantidade significativa da demanda de cada subsistema. Também deve ser considerado que apenas no final de 2004 a interconexão entre SE e NE foi concluída, isto é, se os proponentes do projeto estiverem coerentes com a base de dados de

¹¹ Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.



geração disponível no momento da submissão para validação do DCP, uma situação onde a transmissão de eletricidade entre os subsistemas estava restrita deverá ser considerada.

O sistema elétrico brasileiro compreende atualmente ao redor de 91,3 GW de capacidade instalada, no total de 1.420 iniciativas de geração de eletricidade. Destas, aproximadamente 70% são plantas hidroelétricas, perto de 10% são plantas de energia a partir da queima de gás natural, 5,3% são plantas de diesel e óleo combustível, 3,1% de são fontes de biomassa (cana-de-açúcar, madeira, casca de arroz, biogás e licor negro), 2% são usinas nucleares, 1,4% são plantas de carvão, e também há 8,1 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Venezuela, Uruguai e Paraguai) que deverão despachar energia à rede brasileira (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Essa última capacidade é na realidade compreendida principalmente por 6,3GW da parte do Paraguai na Itaipu Binacional, uma usina hidrelétrica que opera tanto no Brasil quanto no Paraguai, mas cuja produção é enviada quase que totalmente para a rede brasileira.

As metodologias aprovadas AM0015 e ACM0002 pedem aos proponentes do projeto a se responsabilizar por “todas fontes geradoras servindo o sistema”. Deste modo, ao aplicar uma destas metodologias, os proponentes de projeto no Brasil devem procurar e pesquisar todas as plantas energéticas que servem o sistema brasileiro.

Na realidade, informações do tipo das fontes de geração não são publicamente disponíveis no Brasil. O centro de despacho nacional, ONS – Operador Nacional do Sistema – argumenta que tais informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia e por isso não podem se tornar disponíveis. Por outro lado, a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, fornece informações de capacidade energética e outros interesses legais do setor de eletricidade, mas nenhuma informação de despacho pode ser adquirida por esta entidade.

A respeito disto, os proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível para tornar possível o cálculo do fator de emissão do Brasil com a melhor acurácia possível. Visto que dados de despacho real são necessários, a ONS foi contatada para que os participantes pudessem saber até que grau de detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Depois de muitos meses de diálogo, a informação de despacho diário das plantas foi disponibilizada para os anos de 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes de projeto, ao discutir a praticabilidade da utilização dos dados, concluíram que era a mais apropriada informação a ser considerada para determinar o fator de emissão da rede brasileira. De acordo com a ANEEL, de fato, a ONS centralizou as plantas de despacho estimadas em 75.547 MW de capacidade instalada em 31/12/2004, dentre o total de 98.848,5 MW instalados no Brasil na mesma data ([http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo Gráficos mai 2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf)), incluindo a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar ao Brasil e plantas de emergência, que são despachadas somente nos períodos de limitações elétricas do sistema. Tal capacidade é na realidade constituída de plantas com capacidade instalada de 30 MW ou mais, conectadas ao sistema por linhas de energia de 138kV ou linhas de alta voltagem. Então, mesmo que o cálculo do fator de emissão não considere todas as fontes de geração que servem ao sistema, aproximadamente 76,4% da capacidade instalada que serve ao Brasil está sendo levada em consideração, o que é suficiente em vista das dificuldades de obtenção de informações de despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são plantas que não tem despacho coordenado pela ONS, visto que: mesmo que elas operem com base nos acordos de compra os quais não estão sob controle das autoridades de despacho, ou estão localizadas em sistemas não interconectados aos quais a ONS tem acesso. Deste modo, esta parte não é passível de afetar os projetos de MDL, e esta é outra razão para que não seja levada em consideração na determinação do fator de emissão.



Na tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores do projeto consideraram a opção de pesquisar por dados disponíveis, mas não oficiais para suprimir a lacuna existente. A solução encontrada foi a base de dados da Agência Internacional de Energia (AIE) criada para executar o estudo “Testes de Caminhos de Linhas de Base para Projetos de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Setor de Energia Elétrica”, publicado em Outubro de 2002. Ao fundir os dados da ONS com os dados da AIE em uma planilha eletrônica, os proponentes do projeto tiveram a possibilidade de considerar todas as fontes de geração conectadas a redes relevantes para determinara o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi mais conservador ao considerar apenas os dados da ONS, como é mostrada na tabela abaixo a margem de construção em ambos os casos.

Margem de Construção com fusão de dados da AIE/ONS (tCO₂/MWh)	Margem de Construção com dados da ONS (tCO₂/MWh)
0,205	0,1256

Então, considerando todos os argumentos explanados, os desenvolvedores do projeto decidiram pela base de dados que considera apenas os dados da ONS, e desta forma foi possível dirigir-se oportunamente ao caso da determinação do fator de emissão e fazê-lo da maneira mais conservadora.

Os dados de despacho horário reunidos mais recentemente recebidos pela ONS foram usados para determinar o fator lambda para cada um dos anos de dados disponíveis (2002, 2003 e 2004). A geração de baixo custo e despacho obrigatório foi determinada como a geração total menos a geração das plantas de geração térmica por combustível fóssil, esta última determinada por dados diários de despacho fornecidos pela ONS. Toda essa informação foi disponibilizada aos validadores e extensivamente discutida com eles, de maneira a tornar todos os pontos claros.

Nas páginas seguintes, um resumo das análises é fornecido. Primeiro, a tabela com as 122 plantas de despacho pela ONS é fornecida. Depois, uma tabela com as conclusões resumidas das análises, com o cálculo do fator de emissão mostrado. Finalmente, as curvas de duração de carga do sistema S/SE/CO são apresentadas.



Plantas de Despacho da ONS

Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fossil fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tCO ₂ /tJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO ₂ /MWh)
1	S-SE-CO	H	Jauru	Sep-2003	121.5		0.0	0.00
2	S-SE-CO	H	Gaúporé	Sep-2003	120.0	1	0.0	0.00
3	S-SE-CO	G	Três Lagoas	Aug-2003	305.0	0.3	15.3	99.5%
4	S-SE-CO	H	Furni (MG)	Jan-2003	180.0	1	0.0	0.00
5	S-SE-CO	H	Itaipu I	Sep-2002	156.1	1	0.0	0.00
6	S-SE-CO	G	Aruaciara	Sep-2002	484.5	0.3	15.3	99.5%
7	S-SE-CO	G	Canoas	Sep-2002	160.6	0.3	15.3	99.5%
8	S-SE-CO	H	Pinju	Sep-2002	81.0	1	0.0	0.00
9	S-SE-CO	G	Novo Piratininga	Jun-2002	384.0	0.3	15.3	99.5%
10	S-SE-CO	O	PCT CGTEE	Jun-2002	5.0	0.3	20.7	99.0%
11	S-SE-CO	H	Rosal	Jun-2002	55.0	1	0.0	0.00
12	S-SE-CO	H	Itaipu	May-2002	266.0	0.3	15.3	99.5%
13	S-SE-CO	H	Cina Brava	May-2002	465.9	1	0.0	0.00
14	S-SE-CO	H	Stia. Clara	Jan-2002	60.0	1	0.0	0.00
15	S-SE-CO	H	Machadinho	Jan-2002	1,140.0	1	0.0	0.00
16	S-SE-CO	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87.0	0.28	15.3	99.5%
17	S-SE-CO	G	Macaé Merchant	Nov-2001	922.6	0.24	15.3	99.5%
18	S-SE-CO	H	Lajeado (ANEEL res. 402/2001)	Nov-2001	902.5	1	0.0	0.00
19	S-SE-CO	G	Eletrobolt	Oct-2001	379.0	0.24	15.3	99.5%
20	S-SE-CO	H	Ponto Estrela	Sep-2001	1,122.0	1	0.0	0.00
21	S-SE-CO	G	Cuiabá (Mario Covas)	Aug-2001	529.2	0.3	15.3	99.5%
22	S-SE-CO	G	W. Arjona	Jan-2001	194.0	0.25	15.3	99.5%
23	S-SE-CO	G	Ungulândia	Jan-2000	639.9	0.45	15.3	99.5%
24	S-SE-CO	H	S. Carlos	Jan-1999	1,290.0	1	0.0	0.00
25	S-SE-CO	H	Canoas I	Jan-1999	82.5	1	0.0	0.00
26	S-SE-CO	H	Canoas II	Jan-1999	72.0	1	0.0	0.00
27	S-SE-CO	H	Igarapava	Jan-1999	210.0	1	0.0	0.00
28	S-SE-CO	H	Ponto Primavera	Jan-1999	1,340.0	1	0.0	0.00
29	S-SE-CO	D	Cuiabá (Mário Covas)	Oct-1998	529.2	0.27	20.2	99.0%
30	S-SE-CO	H	Sobragi	Sep-1998	60.0	1	0.0	0.00
31	S-SE-CO	H	PCH EMME	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.00
32	S-SE-CO	H	PCH CEEF	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.00
33	S-SE-CO	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43.0	1	0.0	0.00
34	S-SE-CO	H	PCH CEB	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.00
35	S-SE-CO	H	PCH ESSELGA	Jan-1998	62.0	1	0.0	0.00
36	S-SE-CO	H	PCH CELES	Jan-1998	50.0	1	0.0	0.00
37	S-SE-CO	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145.0	1	0.0	0.00
38	S-SE-CO	H	PCH CEIG	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.00
39	S-SE-CO	H	PCH CERU	Jan-1998	59.0	1	0.0	0.00
40	S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70.0	1	0.0	0.00
41	S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84.0	1	0.0	0.00
42	S-SE-CO	H	PCH CPFL	Jan-1998	55.0	1	0.0	0.00
43	S-SE-CO	H	S. Maria	Jan-1998	1,275.0	1	0.0	0.00
44	S-SE-CO	H	PCH E PAULO	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.00
45	S-SE-CO	H	Gulmam Amorim	Jan-1997	140.0	1	0.0	0.00
46	S-SE-CO	H	Corumbá	Jan-1997	375.0	1	0.0	0.00
47	S-SE-CO	H	Miranda	Jan-1997	465.0	1	0.0	0.00
48	S-SE-CO	H	Nvoa Ponte	Jan-1994	510.0	1	0.0	0.00
49	S-SE-CO	H	Sagrado (Gov. Ney Braga)	Jan-1992	1,260.0	1	0.0	0.00
50	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1989	554.0	1	0.0	0.00
51	S-SE-CO	H	Mariano	Jan-1989	210.0	1	0.0	0.00
52	S-SE-CO	H	D. Francisca	Jan-1987	125.0	1	0.0	0.00
53	S-SE-CO	H	Itá	Jan-1987	1,450.0	1	0.0	0.00
54	S-SE-CO	H	Ribeira	Jan-1987	269.2	1	0.0	0.00
55	S-SE-CO	N	Arara	Jan-1985	1,874.0	1	0.0	0.00
56	S-SE-CO	H	T. Imbas	Jan-1985	807.5	1	0.0	0.00
57	S-SE-CO	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	6,300.0	1	0.0	0.00
58	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	5,375.0	1	0.0	0.00
59	S-SE-CO	H	Emboacaba	Jan-1982	1,192.0	1	0.0	0.00
60	S-SE-CO	H	Novo Avanhandava	Jan-1982	347.4	1	0.0	0.00
61	S-SE-CO	H	Gov. Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1,676.0	1	0.0	0.00
62	S-SE-CO	H	S. Santiago	Jan-1980	1,460.0	1	0.0	0.00
63	S-SE-CO	H	Itumbara	Jan-1980	2,280.0	1	0.0	0.00
64	S-SE-CO	O	Igarapé	Jan-1978	131.0	0.3	20.7	99.0%
65	S-SE-CO	H	Itaipu	Jan-1978	512.4	1	0.0	0.00
66	S-SE-CO	H	A. Vemilha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1,356.2	1	0.0	0.00
67	S-SE-CO	H	S. Simão	Jan-1978	1,710.0	1	0.0	0.00
68	S-SE-CO	H	Capivara	Jan-1977	640.0	1	0.0	0.00
69	S-SE-CO	H	S. Osório	Jan-1975	1,078.0	1	0.0	0.00
70	S-SE-CO	H	Mairimbozo	Jan-1975	1,440.0	1	0.0	0.00
71	S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	264.0	1	0.0	0.00
72	S-SE-CO	C	Pres. Medici	Jan-1974	446.0	0.26	26.0	98.0%
73	S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	380.0	1	0.0	0.00
74	S-SE-CO	H	Ponto Colômbia	Jan-1973	320.0	1	0.0	0.00
75	S-SE-CO	H	Passo Fundo	Jan-1973	220.0	1	0.0	0.00
76	S-SE-CO	H	Passo Real	Jan-1973	158.0	1	0.0	0.00
77	S-SE-CO	H	Ita Sotéria	Jan-1973	3,444.0	1	0.0	0.00
78	S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131.0	1	0.0	0.00
79	S-SE-CO	H	Gov. Fariqot de Souza - GPS	Jan-1971	252.0	1	0.0	0.00
80	S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414.0	1	0.0	0.00
81	S-SE-CO	H	Jaguara	Jan-1971	424.0	1	0.0	0.00
82	S-SE-CO	H	Sil. Caneleto	Apr-1970	78.0	1	0.0	0.00
83	S-SE-CO	H	Estreito (Luiz Carlos Barreto)	Jan-1969	1,050.0	1	0.0	0.00
84	S-SE-CO	H	Itatinga	Jan-1969	131.5	1	0.0	0.00
85	S-SE-CO	H	Juiz de Fora	Jan-1969	1,351.2	0.1	0.0	0.00
86	S-SE-CO	O	Altofonte	Jan-1968	66.0	0.26	20.7	99.0%
87	S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30.0	0.24	15.3	99.5%
88	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RU)	Jan-1968	766.0	0.31	15.3	99.5%
89	S-SE-CO	H	Panorama	Jan-1968	85.0	1	0.0	0.00
90	S-SE-CO	H	Limozeiro (Armando Sales de Oliveira)	Jan-1967	32.0	1	0.0	0.00
91	S-SE-CO	H	Caconde	Jan-1966	80.4	1	0.0	0.00
92	S-SE-CO	C	J. Lacerda C	Jan-1965	363.0	0.25	26.0	98.0%
93	S-SE-CO	C	J. Lacerda B	Jan-1965	262.0	0.21	26.0	98.0%
94	S-SE-CO	C	J. Lacerda A	Jan-1965	232.0	0.18	26.0	98.0%
95	S-SE-CO	H	Batfui (Avaro de Souza Lima)	Jan-1965	143.1	1	0.0	0.00
96	S-SE-CO	H	Furni (RU)	Jan-1965	216.0	1	0.0	0.00
97	S-SE-CO	C	Figueira	Jan-1963	20.0	0.3	26.0	98.0%
98	S-SE-CO	H	Furnas	Jan-1963	1,216.0	1	0.0	0.00
99	S-SE-CO	H	Baira Bonita	Jan-1963	140.8	1	0.0	0.00
100	S-SE-CO	C	Chargueadas	Jan-1962	72.0	0.23	26.0	98.0%
101	S-SE-CO	H	Jumirim (Armando A. Loyrich)	Jan-1962	97.7	1	0.0	0.00
102	S-SE-CO	H	Jacui	Jan-1962	180.0	1	0.0	0.00
103	S-SE-CO	H	Pereira Passos	Jan-1962	99.1	1	0.0	0.00
104	S-SE-CO	H	Tres Marias	Jan-1962	396.0	1	0.0	0.00
105	S-SE-CO	H	Eucídes da Cunha	Jan-1960	196.8	1	0.0	0.00
106	S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46.0	1	0.0	0.00
107	S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	56.1	1	0.0	0.00
108	S-SE-CO	H	Chachadeira Dourada	Jan-1960	658.0	1	0.0	0.00
109	S-SE-CO	H	Salto Grande (Lucas N. Geresz)	Jan-1958	70.0	1	0.0	0.00
110	S-SE-CO	H	Salto Grande (MG)	Jan-1956	102.0	1	0.0	0.00
111	S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Pexoso)	Jan-1956	478.0	1	0.0	0.00
112	S-SE-CO	H	Itatinga	Jan-1955	152.0	1	0.0	0.00
113	S-SE-CO	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20.0	0.26	26.0	98.0%
114	S-SE-CO	O	Caroba	Jan-1954	36.2	0.3	20.7	99.0%
115	S-SE-CO	O	Piratininga	Jan-1954	472.0	0.3	20.7	99.0%
116	S-SE-CO	H	Caesaria	Jan-1953	42.5	1	0.0	0.00
117	S-SE-CO	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378.4	1	0.0	0.00
118	S-SE-CO	H	Fontes Nova	Jan-1940	130.3	1	0.0	0.00
119	S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420.0	1	0.0	0.00
120	S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	469.0	1	0.0	0.00
121	S-SE-CO	H	L. Pombos	Jan-1924	189.7	1	0.0	0.00
122	S-SE-CO	H	Jaguari	Jan-1917	11.8	1	0.0	0.00
Total (MW) =				64,478.6				

* Subsystem S - south, SE-CO - Southeast-Midwest
 ** Fuel source (C, biomassa-coal, D, diesel oil, G, natural gas, H, hydro, N, nuclear, O, residual fuel oil)
 [1] Agência Nacional de Energia Elétrica, Banco de Informações de Geração (http://www.aneel.gov.br), data collected in november 2004
 [2] Bosi, M. A., Laurence, P., Maldonado, R., Schaffner, A.F., Smoes, H., Wenker and J.M. Lukamba, Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 2002.
 [3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
 [4] Operador Nacional do Sistema Elétrico - Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do Sistema (Daily report) from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2003.
 [5] Agência Nacional de Energia Elétrica, Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração, Relatório Geral dos Meios Empregados de Geração (http://www.aneel.gov.br), data collected in november 2004.



Tabela Resumo

Fatores de emissão para o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste				
Linha de base (incluindo importação)	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Carga [MWh]	LCMR [GWh]	Importações [MWh]
2002	0,8504	275.402.896	258.720	1.607.395
2003	0,9378	288.493.929	274.649	459.586
2004	0,8726	297.879.874	284.748	1.468.275
	Total (2001-2003) =	861.776.699	818.118	3.535.256
	$EF_{OM, simples-ajustada}$ [tCO ₂ /MWh]	$EF_{BM, 2004}$	Lambda	
	0,4310	0,1256	λ_{2002}	
	Pesos alternativos	Pesos padrão	0,5053	
	$w_{OM} = 0,75$	$w_{OM} = 0,5$	λ_{2003}	
	$w_{BM} = 0,25$	$w_{BM} = 0,5$	0,5312	
	EF_{CM} [tCO ₂ /MWh]	Padrão EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	λ_{2004}	
	0,3547	0,2783	0,5041	

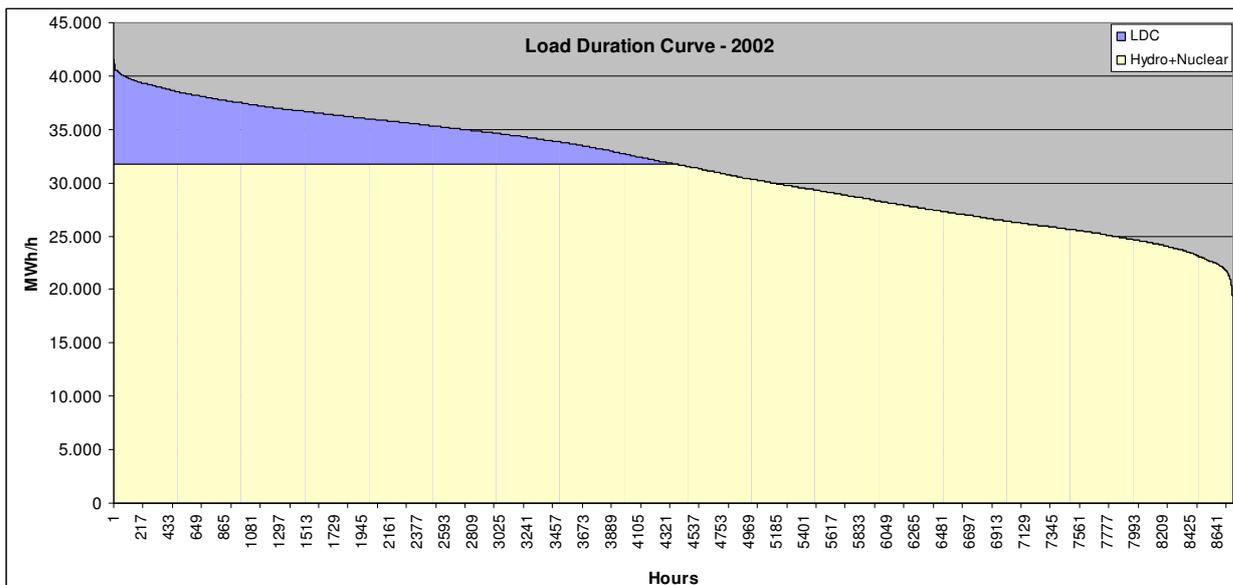


Figura 7. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2002

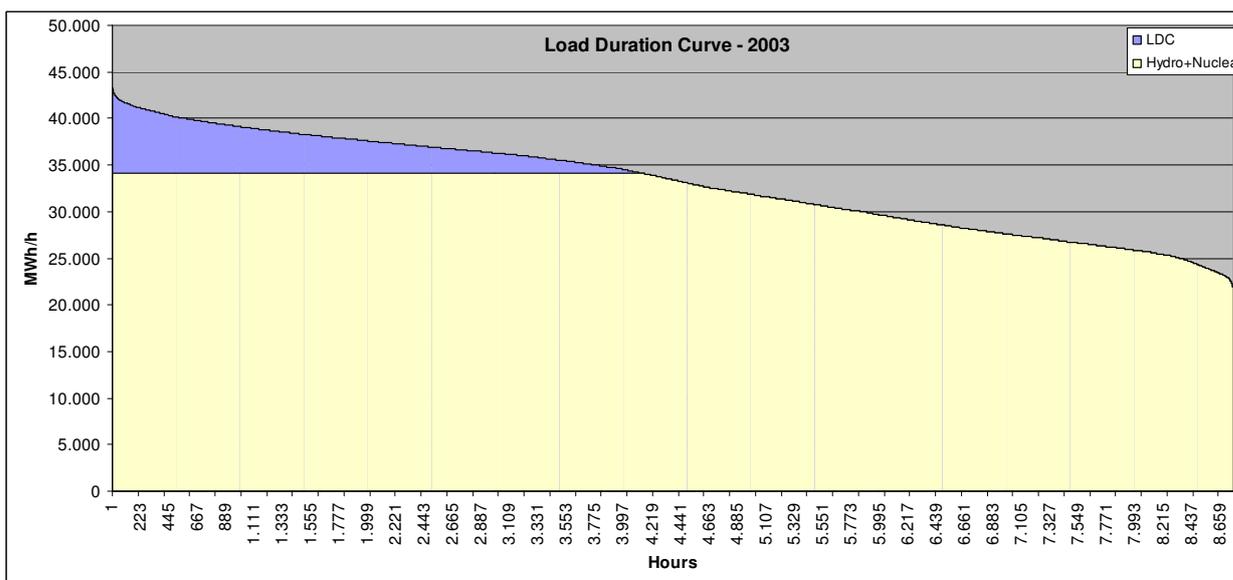


Figura 8. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2003

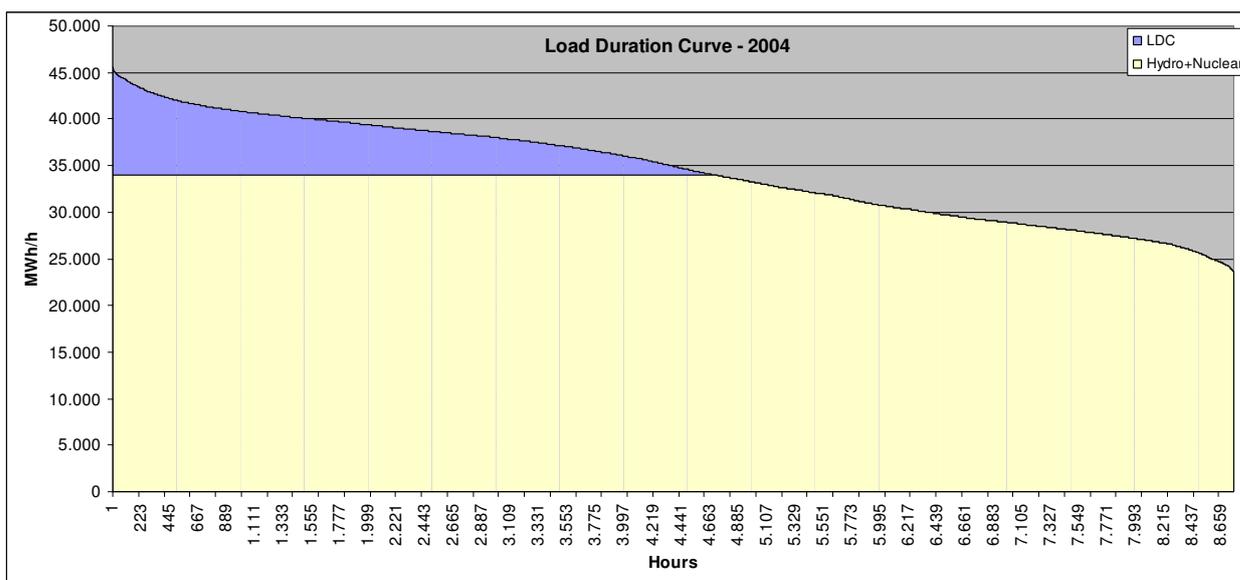


Figura 9. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2004

Projeto de Cogeração com Bagaço Coinbra-Cresciumal										
Reduções de emissões do sistema conectado	Item	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total CERs	
	Capacidade Instalada, MW	42,3	39,6	39,6	39,6	39,6	39,6	39,6		
	Eletricidade vendida para a ELEKTRO, MWh/year	17.033	58.936	71.285	77.460	77.460	77.460	77.460		
	Fator de Emissão da Linha de base tCO ₂ e/MWh	0,2783	0,2783	0,2783	0,2783	0,2783	0,2783	0,2783		
Total de emissões reduzidas de CO ₂ , tCO ₂ e/year		4.740	16.402	19.839	21.557	21.557	21.557	21.557	127.209	
Eletricidade produzida até Dez/2004. Dados de 2005 em diante são estimados.										

Figura 10. Reduções de emissões calculadas para o primeiro período de créditos

Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

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

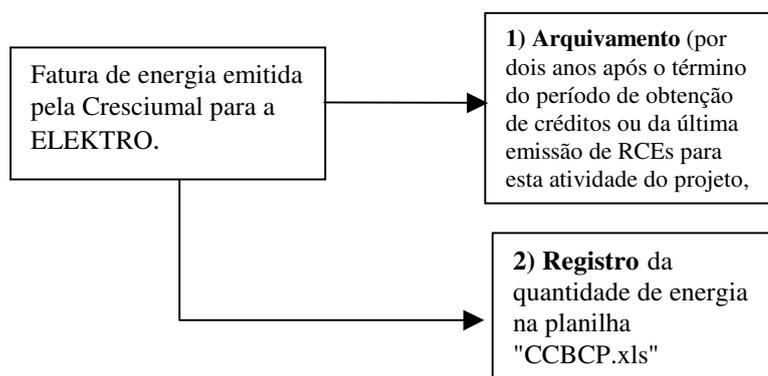


Figura 11. Procedimentos de monitoramento para Coimbra-Cresciumal

A quantidade de energia despachada para a rede será monitorada através da fatura de energia emitida pela Coimbra-Cresciumal para ELEKTRO, o distribuidor de energia. O arquivamento irá ocorrer até dois anos depois do final do período de crédito ou da última emissão dos RCEs para essa atividade de projeto, se ocorrer depois. A quantidade de energia será registrada na planilha "CCBCP.xls", a qual deve ser instrumento para verificação adicional.

Cresciumal monitora sua geração de eletricidade continuamente através de um painel de controle de eletricidade. Esse sistema é monitorado com um backup pelo medidor oficial de eletricidade, pertencente e operado pela ELEKTRO – o distribuidor de eletricidade com o qual Cresciumal assinou o PPA.. Procedimentos de monitoramento interno também são atendidos para assegurar que a energia está sendo fornecida pela usina de açúcar.

Faturas pagas são arquivadas pelo departamento de contabilidade da usina, já que tem que ser mantido por motivos de impostos. A legislação brasileira requer que pelo menos esses documentos sejam mantidos por um período de cinco anos. Considerando que é um projeto de MDL associado com a geração de eletricidade, as faturas serão arquivadas até dois anos depois do final do período de créditos.