



**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 Nova América (PCBNA).

Versão 2 B

Data do documento: 02 de Dezembro de 2005

As únicas mudanças feitas nesta versão do DCP comparada com a Revisão 2 do DCP datada de 14/09/2005 referido na carta de aprovação da AND brasileira estão relacionadas com o novo cálculo do fator de emissão da margem de construção com a eficiência das usinas recomendadas pela 22ª reunião do Conselho Executivo do MDL.

A.2. Descrição da atividade de projeto:

Esta atividade de projeto consiste no aumento da eficiência da unidade de cogeração com bagaço (uma fonte renovável de energia, resíduo do processamento de cana-de-açúcar) da **Usina Nova América S.A.** (Nova América), 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), Nova América gera vapor excedente e usa-o exclusivamente para produção de eletricidade (através de turbo geradores).

Os investidores da PCBNA 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, o PCBNA 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 agro-negócio 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 prolongar a instalação e/ou despacho de eletricidade produzida por unidades de geração com combustível fóssil. A venda dos RCEs gerados pelo projeto incentivará a atratividade dos projetos de cogeração com bagaço, ajudando a aumentar a produção de energia e diminuir a dependência de combustível fóssil.



Nova América também acredita que o desenvolvimento sustentável será atingido não apenas com a implementação de equipamentos de produção de energia renovável, mas também promovendo atividades que correspondam com as responsabilidades social e ambiental da companhia, com descrito abaixo:

Contribuição Social

Nova América é uma empresa privada brasileira fundada em 1947, com sede localizada em Tarumã, uma cidade na região oeste do estado de São Paulo. Ela emprega 1.100 pessoas diretamente e 3.000 indiretamente, sendo a maioria dos empregados na área do município. Nas épocas de colheita de 2001/2002, a empresa triturou 3,29 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, produzindo 107.500 m³ de etanol e 257,5 mil toneladas de açúcar. Na época de colheita de 2004/2005, a empresa triturou 3.527 toneladas de cana-de-açúcar, 120.350 m³ de etanol e 281.350 toneladas de açúcar.

Procurando melhoramento contínuo no desempenho produtivo, Nova América dá atenção especial aos seus recursos humanos. Para encorajar seus empregados a estarem engajados com os resultados da empresa, Nova América sempre desenvolveu serviços sociais de recursos humanos. A empresa acredita que a contribuição de seus empregados para aumentar a qualidade dos produtos é extremamente dependente de suas qualidades de vida. A fim de alcançar uma gestão de recursos humanos com alta qualidade, a empresa tem atenção especial na segurança do trabalho e cuidados de saúde.

Nova América também foi congratulada por muitas iniciativas sociais, recebendo prêmios da ABRINQ (Associação Brasileira dos Fabricantes de Brinquedos), uma empresa “amiga da criança”; da ADVB (Associação de Diretores de Venda Brasileira); da AMCHAM (Câmara Americana de Comércio) a empresa foi premiada com o prêmio mais prestigiado por iniciativas de cidadania, como vencedora do Prêmio ECO, sob a categoria “Cultura”. O Grupo Nova América, do qual pertence a Usina Nova América, mantém uma grande iniciativa social chamada Projeto Futuro. Ele visa educar crianças e adolescentes através de atividades sociais e culturais e formação profissional. Ele teve início em 1987 e agrega atualmente cerca de 250 participantes, de 7 a 18 anos de idade, morando nos municípios de Maracaí, Frutal do Campo e Tarumã, todos registrados regularmente no sistema educacional oficial. A iniciativa é subdividida em 6 grupos, tais como teatro, coral e educação ambiental. O “Projeto Futuro” oferece uniformes a crianças, comida, material escolar, assistência médica, assistência psicológica, remédios e lazer nos clubes da companhia. Os resultados dessas atividades envolvem inúmeros prêmios, possibilidade de gravar um CD, reconstituição de vegetação nativa e grande produção de vegetais e legumes. Nova América também promove trabalho voluntário para melhorar a qualidade de vida de comunidades próximas.

Contribuição Ambiental

O PCBNA não é a primeira atitude ao meio ambiente que a Nova América estabelece. A empresa já melhorou consideravelmente a área natural e a paisagem na região onde ela atua, plantando mata ciliar nativa, a partir das mudas desenvolvidas através do grupo de educação ambiental Projeto Futuro, mencionado acima. Nova América também preserva áreas de vegetação nativa local, e trabalha no replantio de fragmentos de florestas nativas para torná-las ecossistemas completos, eliminando o problema da concentração de espécies semelhantes em uma área florestal menor.

O aumento dos retornos anuais da firma devido à comercialização de RCEs adiciona valor substancial para os empregados diretos da empresa, seus fornecedores de cana-de-açúcar, seus familiares e a comunidade local.

A.3. Participantes do projeto:



Açúcar Nova América S.A. (Nova América), uma empresa privada brasileira.
Econergy Brasil Ltda. (Econergy), uma empresa privada brasileira.

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:

A.4.1. Local da atividade de projeto:

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil.

A.4.1.2. Região/Estado etc.:

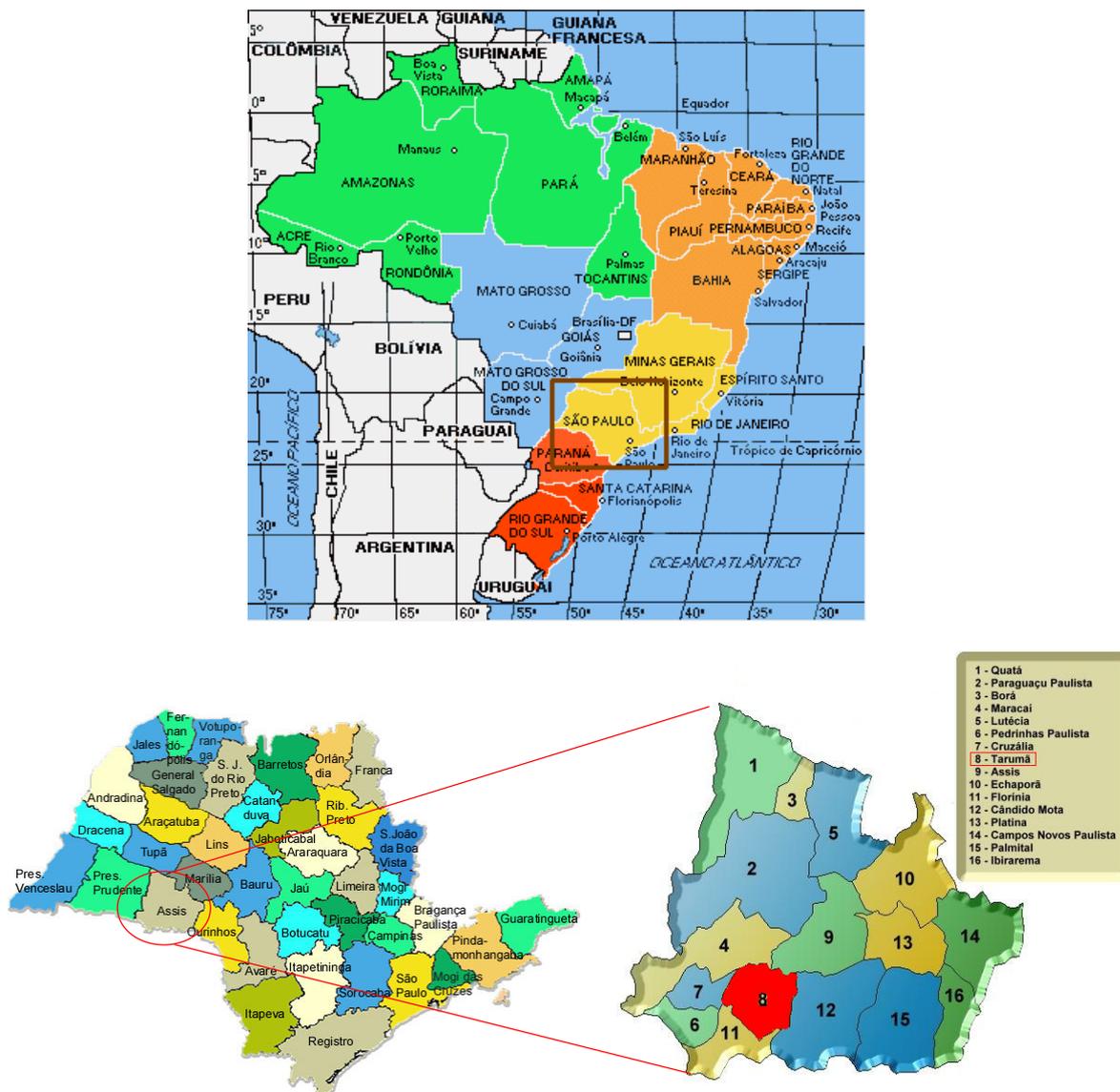
São Paulo.

A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc.:

Tarumã.

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

Tarumã localiza-se ao oeste do estado de São Paulo, numa região agrícola de Assis, como é mostrado na figura 1.



Fonte: Elaborado pela Coordenadoria de Assistência Técnica Integral (CATI)¹
Figura 1: Vista da posição geográfica da cidade de Taramã.

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

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

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

A tecnologia predominante em todo o mundo, atualmente, para a geração de eletricidade (MW) a partir de biomassa é o ciclo Rankine, que consiste na combustão direta de biomassa em uma caldeira para gerar vapor, o qual se expande numa turbina. A maioria das geradoras de ciclo a vapor está localizada em áreas

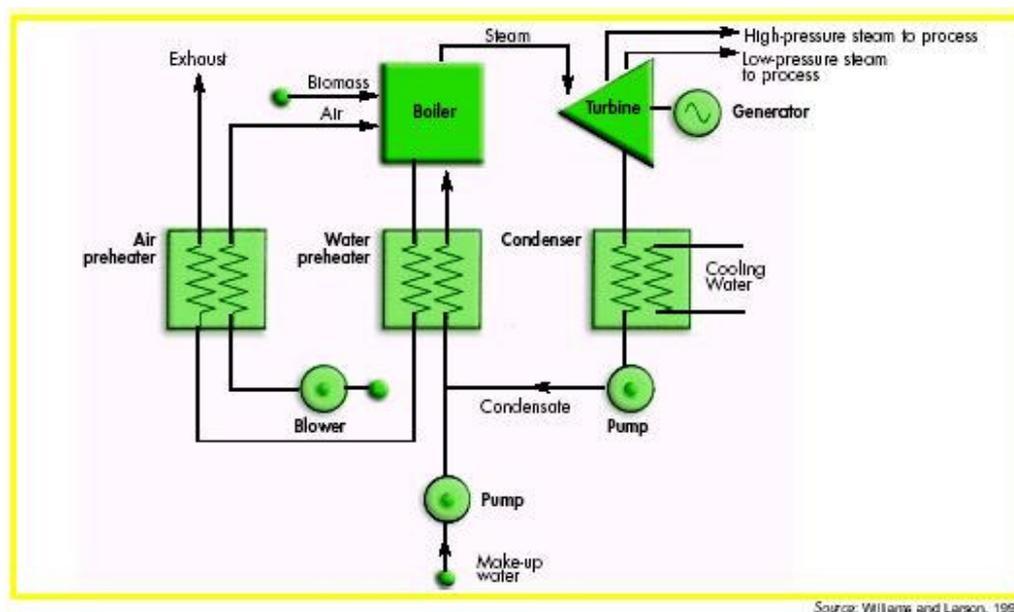
¹ <http://www.cati.sp.gov.br/>



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 (CHP), 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 CHP 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 resfriador².



Source: Williams and Larson, 1993

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

² Williams & Larson, 1993 e Kartha & Larson, 2000, p.101



de vapor. Em geral, quanto maior a pressão e temperatura do vapor, mais sofisticado, eficiente e caro o ciclo.

Mudanças de custos efetivo para reduzir processo de demanda de vapor, adicionadas à substituição de turbinas de vapor de baixa eficiência por de alta, pode encontrar necessidade de processos de eletricidade e calor e também gerar um quantidade adicional de eletricidade disponível para motivos de exportação.

Para melhorar seu sistema de cogeração, a empresa desativou quatro turbo-geradores de contrapressão de 1,6 MW e instalou um turbo gerador de contra-pressão de 16,5 MW, juntamente com a reforma de três turbinas de turbo-gerador de simples estágio para treze turbinas de contrapressão de multi-estágio, e aumentando a eficiência do uso de vapor. Nova América vê a possibilidade de aumentar sua capacidade e, usando a mesma quantidade de vapor, produzir mais eletricidade renovável do bagaço gerado nos processos da usina.

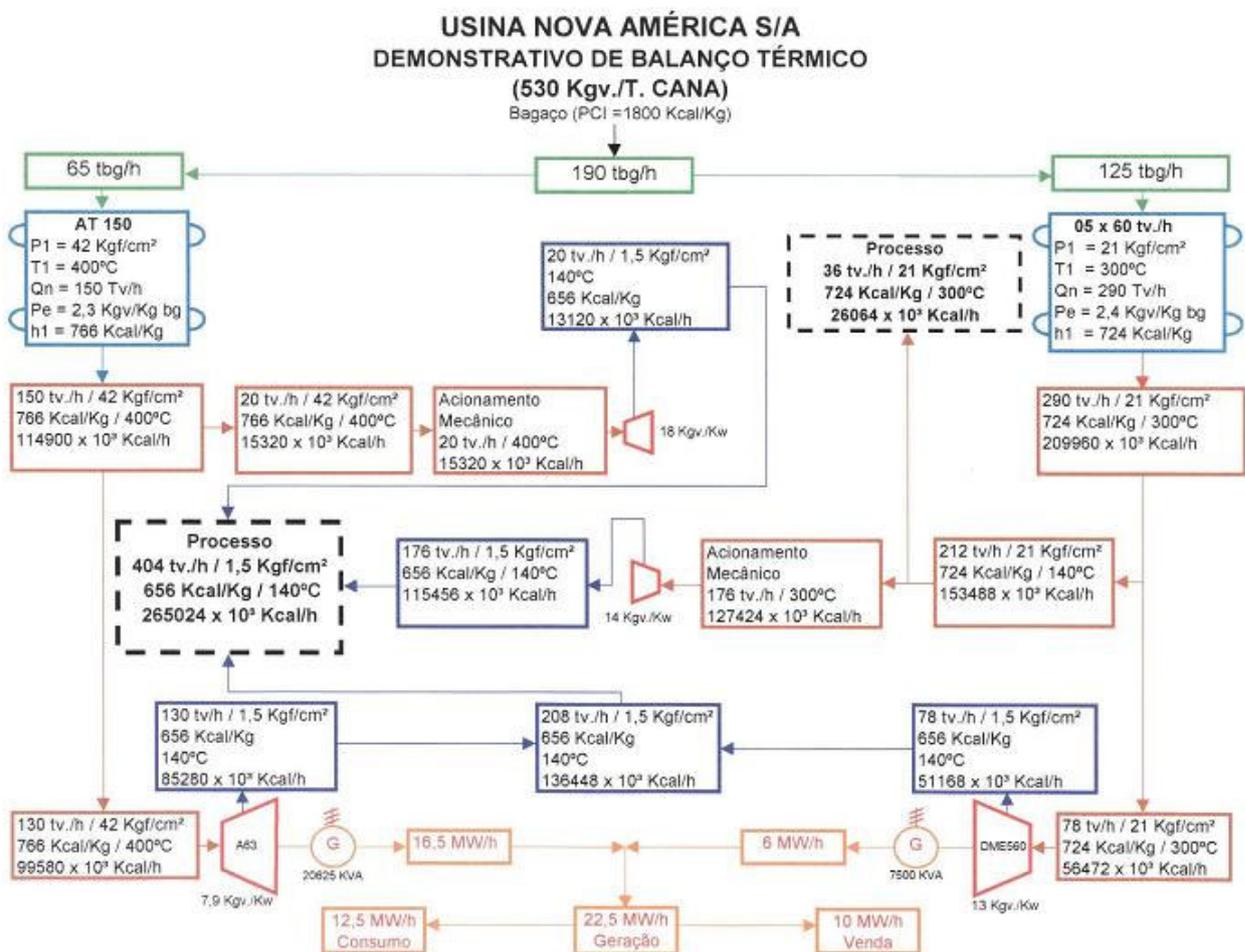


Figura 3: Diagrama de Balanço de Energia Nova América.



A Tabela 1 abaixo sumariza as atualizações na unidade de cogeração da Nova América.

Tabela 1: Atualização dos equipamentos de cogeração

A.4.4. Explicação sucinta de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEEs)					
	Ativo / Ativando				Desativando
Antes do Plano de Expansão (Até 2000)	Um turbo-gerador de contrapressão de 6 MW	Quatro turbo-geradores de contrapressão de 1,6 MW			
	Uma caldeira de 42 bar e cinco caldeiras de 21 bar	Treze turbinas de contrapressão de simples estágio			
Depois do Plano de Expansão	Um turbo-gerador de contrapressão de 16,5 MW	Uma caldeira de 42 bar e cinco caldeiras de 21 bar	Um turbo gerador de contrapressão de 6 MW		Quatro turbo geradores de 1,6 MW
	Treze turbinas de contrapressão de multi-estágio				

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 Paulo³. A maioria da energia produzida nessas plantas é consumida pelas próprias usinas. Devido às restrições que limitavam o

³ Secretaria de Energia de São Paulo, 2001.



acesso de produtores independentes de energia ao mercado de eletricidade, não havia incentivo às usinas 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 prever, a volatilidade da produtividade de cana-de-açúcar varia de 75 até 120 toneladas de cana por hectare anualmente, dependendo das chuvas. Então, o rendimento na redução de emissão de gases de efeito estufa e outros benefícios associados com o MDL poderão representar uma oportunidade de investimento atraente para algumas usinas e empresas do setor sucroalcooleiro como a Nova América, 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.

Essa atividade de projeto reduzirá **84.187 tCO₂e** em 7 anos.

<p>A.4.4.1. Quantia estimada de reduções de emissões durante o período de obtenção de créditos escolhido:</p>
--



Anos	Estimativa anual de reduções de emissões (tCO ₂ e)
20/05/2001	10.843
2002	12.360
2003	12.060
2004	11.062
2005	12.047
2006	12.047
2007	12.047
19/05/2008	1.721
Total de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	84.187
Número de anos de crédito	7
Média anual de estimativas de redução sobre o período de crédito (tonelada de CO₂e)	12.027

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.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base

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

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

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

Esta metodologia é aplicável ao PCBNA, pois: (i) o bagaço é produzido e consumido no mesmo local – Nova América; (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 todo o tempo de vida do projeto.	MWh	Proprietário do projeto
2. EF_y	Fator de emissão de CO_2 da rede.	0,2677	t CO_2 e/MWh	Calculado
3. $EF_{OM,y}$	Fator de emissão de CO_2 da Margem de Operação da rede.	0,4310	t CO_2 e/MWh	Esse valor foi calculado usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.
4. $EF_{BM,y}$	Fator de emissão de CO_2 da Margem em Construção da rede.	0,1045	t CO_2 e/MWh	Esse valor foi calculado usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.
10. λ_y	Fração de tempo em que fontes de baixo custo e despacho obrigatório estão na margem.	$\lambda_{2002} = 0,5053$ $\lambda_{2003} = 0,5312$ $\lambda_{2004} = 0,5041$	-	Esses valores foram calculados usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.

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

Aplicação da ferramenta de demonstração e avaliação da adicionalidade da Nova América.

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

(a) O início desse projeto ocorreu depois de 1º de Janeiro de 2000, que pode ser evidenciado pela Licença Ambiental de Instalação da Usina Nova América S/A em 22 de Março de 2001, seguindo.



(b) Nova América não iniciaria o projeto na ausência do MDL. Procurando incorporar essa nova fonte de fundo no projeto da empresa, Sr. Renato Dias de Gouvêa, que foi então diretor da Rezende Barbosa S.A., empresa proprietária da Usina Nova América, participou no evento: “MDL: a fonte de financiamento para Projetos”, organizado em 2000 pela Escola de Administração de Empresas de São Paulo (EAESP/FGV), considerada uma das faculdades mais importantes do Brasil. Nesse evento, houve apresentações do Sr. José Domingos Gonzáles Miguez, atualmente um membro do Conselho Executivo de MDL, e Edwin Alders do SGS, que pode evidenciar que o MDL foi considerado na decisão de proceder com o PCBNA.

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)⁴, “programa de cogeração de larga escala no setor sucroalcooleiro 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

⁴ 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.



ênfatizando que os custos unitários (\$ / MW instalado) são significativamente influenciados pelo efeito de escala. Como a unidade de cogeração por bagaço deveria ter uma escala pequena devido ao alto custo de transporte do combustível (bagaço), os investimentos são altos. Portanto, como a diminuição dos custos é almejada, o resultado final é uma instalação simplificada e uma eficiência mais baixa.

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

Finalmente, SWISHER (1997)⁵, considera difícil convencer o distribuidor local que a energia a ser adquirida, geralmente gerada durante a época de colheita, é suficientemente confiável para ser contabilizada no seu planejamento.

II. Barreiras Políticas e Institucionais

Do ponto de vista do setor elétrico, segundo COELHO (1999), adquirir eletricidade que não hidroelétrica não seria uma prioridade, pois sendo a eletricidade a partir do bagaço ser gerada apenas na época da colheita, não poderia ser oferecida energia de forma confiável. Entretanto, a grande vantagem da eletricidade a partir do bagaço é que ela é produzida durante o período no qual as usinas hidrelétricas enfrentam dificuldades, devido ao baixo nível de chuvas. Como resultado, COELHO (1999), sugere que exista um significativo prejuízo e tradicionalismo dos distribuidores quando decidem em comprar ou não energia proveniente de bagaço.

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

Do ponto de vista dos agentes econômicos, o excessivo grau de garantias requerido para financiar os projetos é uma barreira comum para se atingir um estágio de viabilidade financeira, profundamente discutida em SWISHER (1997).

Outras barreiras são mais relacionadas à falta de acordos contratuais comerciais adequados dos compradores de energia (ex.: contratos de longo prazo negociáveis e mecanismos de garantia de pagamento para tanto o setor público local quanto para compradores privados que não tenham crédito) e que tornam mais difícil de se obter financiamentos de longo prazo de um banco e/ou um banco de desenvolvimento. Algumas outras barreiras financeiras ocorrem simplesmente devido aos custos proibitivos de transação, que incluem a burocracia de se obter 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

⁵ 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.



projetos de biomassa. A proposta original do Decreto de Cogeração, que nunca foi aprovado, obrigava a compra de equipamentos⁶ 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 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;
- **Maiο 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;

⁶Decreto Presidencial sobre a cogeração de energia elétrica, rascunho de 5 de Agosto de 1997.



- **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.
- **Março de 2004:** Decreto 5.025 regula a Lei 10.438 de 26 de Abril de 2002.

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.

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”⁷ 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/MWh⁸.

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 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:

⁷ Joel Swisher personal communication with Rolls Royce Power Ventures project manager. Mark Croke, August 26, 1997. Swisher J. 1997 pg. 76.

⁸ “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.



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.

III. 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)⁹.

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: Cia Energética Santa Elisa, Moema, Equipav, Santa Cândida. Projetos similares juntos estão restritos a aproximadamente 10% da indústria açucareira, já que os outros 90% continuam queimando seu bagaço para uso próprio, da velha e ineficiente maneira. Isto claramente demonstra que apenas uma pequena parte deste setor deseja investir em projetos de cogeração. Além disso, a maioria de projetos similares atualmente sendo implementados são atividades de projetos de MDL. Econergy Brasil já produziu pelo menos 26 projetos de cogeração com bagaço de MDL no Brasil.

⁹ Walter, A.C.S. *Viabilidade e Perspectivas da Co-geração e Geração Termelétrica no Setor Sucro-alcooleiro*. Tese de Doutorado. UNICAMP, Campinas, 1994.



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

Este tipo de atividade de projeto não é considerado uma atividade difundida no Brasil, devido à pequena porção de usinas no país que produzem eletricidade para venda. Também, a maioria das atividades similares está sendo desenvolvida como atividade de projeto de MDL.

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 e 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 seus esperados RCEs.

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 dos 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 dos RCEs) e reduzir os riscos do investidor.

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 PCBNA, o subsistema Sul-Sudeste e Centro-Oeste da rede elétrica brasileira é considerado como uma fronteira, pois é o sistema com o qual a Nova América está conectada, e o que recebe toda a eletricidade produzida a partir do bagaço.

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

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

1. Data de finalização do texto final desta seção da linha de base: 02/12/2005.
2. Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base

ECONERGY BRASIL (Contato no Anexo I para informações), que é um participante do projeto, é responsável pelos serviços técnicos relacionados a reduções da emissão de GEE e é, portanto, em parceria com a Nova América, 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:

20/05/2001.

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

25 anos-0 meses.¹⁰

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:

20/05/2001.

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

7 anos-0 meses.

C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:

C.2.2.1. Data de início:

Deixado em branco intencionalmente.

C.2.2.2. Duração:

Deixado em branco intencionalmente.

SEÇÃO D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento

D.1. Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto:

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

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

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

¹⁰ 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 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 PCBNA: 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 PCBNA, e tem justificativa para ser escolhida.



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

Não há emissões do projeto a ser considerada nessa atividade de projeto.

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

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

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

Deixado em branco intencionalmente.

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

Número de Identificação	Variável	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de registro	Proporção dos dados a serem 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.



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



2. EF _y	Fator de emissão de CO ₂ da rede.	Calculado	tCO ₂ e/MWh	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
3. EF _{OM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação da rede.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	tCO ₂ e/MWh	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
4. EF _{BM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem em Construção da rede.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	tCO ₂ e/MWh	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
10. λ _y	Fração de tempo em que fontes de baixo custo e despacho obrigatório estão na margem.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	index	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.

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

$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$ $EF_{electricity} = \frac{EF_{OM} + EF_{BM}}{2} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$ $BE_{electricity,y} = EF_{electricity} \cdot EG_y$	<p><i>F_{i,j(or m),y}</i> É a quantidade de combustível <i>i</i> (em unidade de massa ou volume) consumida pelas fontes relevantes de energia <i>j</i> no ano(s) <i>y</i></p> <p><i>j, m</i> 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><i>COEF_{i,j(or m),y}</i> É o coeficiente de emissão de CO₂ do combustível <i>i</i> (tCO₂ / unidade de massa ou volume do combustível), levando em conta o conteúdo de carbono dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia <i>j</i> (ou <i>m</i>) e o percentual de oxidação do combustível em ano(s) <i>y</i></p> <p><i>GEN_{j(or m),y}</i> É a eletricidade (MWh) despachada à rede pela fonte <i>j</i> (ou <i>m</i>)</p> <p><i>BE_{electricity,y}</i> São as emissões de linha de base devidas à substituição de eletricidade durante o ano <i>y</i> em toneladas de CO₂</p> <p><i>w_{OM}, w_{BM}</i> São os pesos dados para a margem em operação (OM) e a margem em construção (BM) no cálculo do fator de emissão.</p> <p><i>EG_y</i> É a quantidade líquida de eletricidade gerada na planta de cogeração com bagaço, resultante da atividade do projeto durante o ano <i>y</i> em MWh,</p> <p><i>EF_{electricity,y}</i> É o fator de emissão de CO₂ de linha de base para a eletricidade.</p>
--	--

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



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).

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

D.2.2.2. Descrição das fórmulas usadas para calcular as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissão de CO₂equ.):

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.3. Tratamento de fugas no plano de monitoramento

D.2.3.1. Se aplicável, descreva as informações e os dados que serão coletados para monitorar os efeitos das fugas da atividade de projeto:

Número de Identificação <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.2.3.2. 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_y) e a quantidade de horas que cada motor operará. Há duas operações que os operadores do projeto devem realizar para assegurar a consistência dos dados.

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

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

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

ECONERGY BRASIL (Contato no Anexo I para informações), que é participante do projeto, é responsável pelos serviços técnicos relacionados a reduções das emissões de GEEs e é, portanto, em parceria com a Nova América, 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:

Nova América não vendia bagaço de cana-de-açúcar antes da implementação do PCBNA.

Assim, $L_y = 0$

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

$L_y + PE_y = 0$

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

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

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

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

As informações obtidas referem-se aos anos 2002, 2003 e 2004, e são as informações mais recentes disponíveis nesse estágio.

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

$$EF_{BM, 2004} = 0,1045 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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

$$EF_{electricity, 2002-2004} = 0,5 * 0,4310 + 0,5 * 0,1045 = 0,2677 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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

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

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

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

$$BE_{electricity,y} = 0,2677 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y \text{ (em tCO}_2\text{e)}$$

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

As reduções de emissões para essa atividade de projeto são:

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



E.6. Tabela fornecendo valores obtidos ao se aplicar as fórmulas acima:

Projeto de Cogeração com Bagaço Nova América											
Reduções de emissão na rede conectada	Item	20/5/2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	19/5/2008	Total RCEs	
	Capacidade Instalada, MW	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
	Energia elétrica vendida à MAE, MWh/year	40.504	46.170	45.049	41.322	45.000	45.000	45.000	45.000	6.429	
	Fator de emissão linha de base, tCO ₂ e/MWh	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	
	Total reduções emissões de CO ₂ , tCO ₂ e/year	10.843	12.360	12.060	11.062	12.047	12.047	12.047	12.047	1.721	84.187

Eletricidade produzida até 2004. Dados de 2005 em diante são estimados.

Obs: MAE é o Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

SEÇÃO F. Impactos Ambientais

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

Os possíveis impactos ambientais foram analisados pela Secretaria de Estado do Meio Ambiente através do departamento da CETESB (Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental).

Nova América solicitou a licença de instalação. Entretanto, a agência ambiental não fez qualquer anúncio sobre o requerimento, e então Nova América teve que esperar novamente quase 2 anos sem uma resposta. A agência ambiental então requereu um novo Relatório Ambiental Preliminar (RAP) como uma forma de avaliar os impactos que o projeto poderia causar e como a usina propõe medidas de mitigação. A licença de instalação foi emitida em 21 de Julho de 2004 e a licença de operação foi solicitada em 18 de Agosto de 2004. Esse estágio ainda está acontecendo, sem qualquer manifestação formal das autoridades ambientais.

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 PCBNA não são considerados significantes. Eles provêm de atividades (trituração de cana e queima de bagaço) que já estavam no local antes do projeto.

A secretaria ambiental e CETESB já analisaram os impactos mais relevantes da atividade de projeto. A emissão da licença de operação atesta o cumprimento da Nova América com a legislação ambiental e ela ainda está sendo analisada.

SEÇÃO G. Comentários dos Atores



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

Como solicitação da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, a AND brasileira, Nova América convidou diversas organizações e instituições para comentar o projeto de MDL a ser desenvolvido. Cartas¹¹ foram enviadas para os seguintes destinatários:

- Prefeitura do Município de Tarumã – SP;
- Câmara Municipal dos Vereadores de Tarumã – SP;
- Ministério Público;
- Fórum Brasileiro de ONGs;
- Secretaria da Agricultura, Abastecimento e Meio Ambiente do Município de Tarumã – SP;
- Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB);
- Associação dos Agricultores de Água Bonita.

Essas cartas já foram enviadas, e nenhuma resposta foi recebida dos atores considerados.

Anteriormente, Nova América mostrou ao público a iniciativa de expansão de seus equipamentos de cogeração para suprir eletricidade à rede. A empresa publicou anúncios similares em três jornais: um regional, um nacional e o jornal oficial do estado de São Paulo. No anúncio, Nova América declarou que requereu a licença ambiental prévia para a instalação do turbo gerador de 16,5 MW e avisou ao público que o processo estava aberto para receber comentários dentro de um mês de 8 de Janeiro de 2002, quando a mensagem foi publicada. Nenhuma resposta foi recebida. Pode-se dizer que os atores locais não discordaram com a implementação do projeto, já que segue as medidas regulatórias para proteger o meio-ambiente e mitigar qualquer impacto devido à atividade do projeto.

G.2. Resumo dos comentários recebidos:

Nenhum comentário dos atores foi recebido para o PCBNA.

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

Já que nenhum comentário foi enviado à SMA sobre o PCBNA, Nova América prosseguiu com o projeto como inicialmente planejado.

¹¹ Cópias dos convites estão disponíveis com os Participantes do Projeto.



Anexo 1

DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO

1.1 Desenvolvedor do projeto responsável pela atividade do projeto de MDL

Organização:	Econergy Brasil Ltda.
Rua/Cx. Postal:	Rua Pará, 76 cj 41
Edifício:	Higienópolis Office Center
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	SP
CEP:	01243-020
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3219-0068
FAX:	+55 (11) 3219-0693
E-Mail:	junqueira@econergy.com.br
URL:	http://www.econergy.com.br
Representada por:	
Título:	Sr.
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Diniz Junqueira
Nome do meio:	Schunn
Nome:	Marcelo
Departamento:	Direção
Celular:	+55 (11) 8263-3017
FAX direto:	+55 (11) 3219-0693
Tel direto:	+55 (11) 3219-0068 ext 25
E-Mail:	junqueira@econergy.com.br



1.2 Companhia anfitriã da atividade do projeto

Organização:	Usina Nova América S/A
Rua/Cx. Postal:	Bairro Água da Aldeia, s/n
Edifício:	
Cidade:	Tarumã
Estado/Região:	SP
CEP:	19820-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (18) 3373 4000
FAX:	+55 (18) 3373 4100
E-Mail:	
URL:	http://www.novamerica.com.br
Representada por:	
Título:	Sr.
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Avanzi
Nome do meio:	
Nome:	Marcelo
Departamento:	Administração
Celular:	
FAX direto:	+55 (18) 3373 4035
Tel direto:	+55 (18) 3373 4030
E-Mail:	marcelo@novamerica.com.br

Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Nenhum financiamento público foi solicitado.



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)¹²:

“... 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 do assim chamado multi-projeto de linha de base:

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

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

O sistema elétrico brasileiro compreende atualmente ao redor de 91,3 GW de capacidade instalada, no total de 1.420 iniciativas de geração de eletricidade. Destas, aproximadamente 70% são plantas 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

¹² Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.



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 (tCO ₂ /MWh)	Margem de Construção com dados da ONS (tCO ₂ /MWh)
0,205	0,1045

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

As eficiências das usinas de combustível fóssil também foram retiradas da redação da AIE. Isso foi feito considerando a falta de mais informações detalhadas sobre essas informações de fontes públicas, confiáveis e acreditáveis.

Da referência mencionada:

A eficiência de conversão de combustíveis fósseis (%) para plantas de energia térmica foi calculada com base na capacidade instalada de cada planta e da energia produzida de fato. Para a maioria das plantas de energia por combustível fóssil em construção, um valor constante de 30% foi usado como estimativa para a eficiência de conversão de seus combustíveis fósseis. Essa hipótese foi baseada nos dados disponíveis em literatura e baseados nas observações da atual situação destes tipos de plantas atualmente em operação no Brasil. Para as únicas duas plantas de gás natural em ciclo combinado (totalizando 648 MW) assumiu-se taxa de eficiência maior, isto é, 45%.

Então apenas dados para plantas em construção em 2002 (com início de operação em 2002, 2003 e 2004) foram estimados. Todas as outras eficiências foram calculadas. Para o melhor do nosso conhecimento, não há reforma/modernização de usinas de geração mais antigas no período analisado (2002 a 2004). Por essa razão, os participantes do projeto consideram a aplicação desse número não apenas razoável, mas a melhor opção disponível.

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

Nas páginas seguintes, um resumo das análises é fornecido. Primeiro, a tabela com as 130 plantas de despacho pela ONS é fornecida. Depois, uma tabela com as conclusões resumidas das análises, com o cálculo do fator de emissão mostrado. Finalmente, as curvas de duração de carga do sistema S/SE/CO são apresentadas.



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



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 /t) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO ₂ /MWh)	
1	S-SE-CO	H	Jauru	Sep-2003	121.5	1	0.0	0.0%	0.000
2	S-SE-CO	H	Gaúporé	Sep-2003	120.0	1	0.0	0.0%	0.000
3	S-SE-CO	G	Três Lagoas	Aug-2003	306.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
4	S-SE-CO	H	Furnil (MG)	Jan-2003	190.0	1	0.0	0.0%	0.000
5	S-SE-CO	H	Itaipua I	Sep-2002	156.1	1	0.0	0.0%	0.000
6	S-SE-CO	G	Araucária	Sep-2002	484.5	0.3	15.3	99.5%	0.670
7	S-SE-CO	G	Canasvieiras	Sep-2002	180.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
8	S-SE-CO	H	Pirajuí	Sep-2002	81.0	1	0.0	0.0%	0.000
9	S-SE-CO	G	Novo Pratinhas	Jun-2002	384.9	0.3	15.3	99.5%	0.670
10	S-SE-CO	O	PCT CGTEE	Jun-2002	5.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
11	S-SE-CO	H	Riosol	Jun-2002	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
12	S-SE-CO	G	Ibitiré	May-2002	226.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
13	S-SE-CO	H	Cará Brava	May-2002	465.9	1	0.0	0.0%	0.000
14	S-SE-CO	H	São Clara	Jan-2002	80.0	1	0.0	0.0%	0.000
15	S-SE-CO	H	Machadinho	Jan-2002	1.140.0	1	0.0	0.0%	0.000
16	S-SE-CO	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87.0	0.26	15.3	99.5%	0.718
17	S-SE-CO	G	Macaé Merchant	Nov-2001	922.6	0.24	15.3	99.5%	0.837
18	S-SE-CO	H	Lagoado (ANEEL res. 498/2001)	Nov-2001	932.5	1	0.0	0.0%	0.000
19	S-SE-CO	G	Eletrobrás	Oct-2001	379.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
20	S-SE-CO	H	Porto Estrela	Sep-2001	112.0	1	0.0	0.0%	0.000
21	S-SE-CO	G	Coatiba (Mário Covas)	Aug-2001	529.2	0.25	15.3	99.5%	0.670
22	S-SE-CO	G	W. Arinos	Jan-2001	194.0	0.25	15.3	99.5%	0.904
23	S-SE-CO	G	Uruguaiana	Jan-2000	639.9	0.45	15.3	99.5%	0.447
24	S-SE-CO	H	S. Cavais	Jan-1999	1.240.0	1	0.0	0.0%	0.000
25	S-SE-CO	H	Canasvieiras	Jan-1999	82.5	1	0.0	0.0%	0.000
26	S-SE-CO	H	Canasvieiras II	Jan-1999	72.0	1	0.0	0.0%	0.000
27	S-SE-CO	H	Igarapava	Jan-1999	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
28	S-SE-CO	H	Porto Primavera	Jan-1999	1.540.0	1	0.0	0.0%	0.000
29	S-SE-CO	H	Coatiba (Mário Covas)	Oct-1998	529.2	0.27	20.2	98.0%	0.878
30	S-SE-CO	H	Subségi	Sep-1998	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
31	S-SE-CO	H	PCH EMMAE	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
32	S-SE-CO	H	PCH CESE	Jan-1998	25.0	1	0.0	0.0%	0.000
33	S-SE-CO	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43.0	1	0.0	0.0%	0.000
34	S-SE-CO	H	PCH CEB	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
35	S-SE-CO	H	PCH ESCELSA	Jan-1998	62.0	1	0.0	0.0%	0.000
36	S-SE-CO	H	PCH CELESSE	Jan-1998	50.0	1	0.0	0.0%	0.000
37	S-SE-CO	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145.0	1	0.0	0.0%	0.000
38	S-SE-CO	H	PCH CELG	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
39	S-SE-CO	H	PCH CELJ	Jan-1998	59.0	1	0.0	0.0%	0.000
40	S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
41	S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84.0	1	0.0	0.0%	0.000
42	S-SE-CO	H	PCH CPFL	Jan-1998	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
43	S-SE-CO	H	S. Mateus	Jan-1998	1.275.0	1	0.0	0.0%	0.000
44	S-SE-CO	H	PCH EPAULÃO	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
45	S-SE-CO	H	Gulimam Amorim	Jan-1997	140.0	1	0.0	0.0%	0.000
46	S-SE-CO	H	Corumbá	Jan-1997	375.0	1	0.0	0.0%	0.000
47	S-SE-CO	H	Miranda	Jan-1997	498.0	1	0.0	0.0%	0.000
48	S-SE-CO	H	Novo Ponte	Jan-1994	510.0	1	0.0	0.0%	0.000
49	S-SE-CO	H	Segredo (Gov. N. Braga)	Jan-1992	1.260.0	1	0.0	0.0%	0.000
50	S-SE-CO	H	Jaguariúna	Jan-1989	654.0	1	0.0	0.0%	0.000
51	S-SE-CO	H	Manoá	Jan-1988	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
52	S-SE-CO	H	D. Francisca	Jan-1987	125.0	1	0.0	0.0%	0.000
53	S-SE-CO	H	Itá	Jan-1987	1.450.0	1	0.0	0.0%	0.000
54	S-SE-CO	H	Rosana	Jan-1987	369.2	1	0.0	0.0%	0.000
55	S-SE-CO	N	Angra	Jan-1985	1.874.0	1	0.0	0.0%	0.000
56	S-SE-CO	H	T. Imbaé	Jan-1985	807.5	1	0.0	0.0%	0.000
57	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	8.203.0	1	0.0	0.0%	0.000
58	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	5.375.0	1	0.0	0.0%	0.000
59	S-SE-CO	H	Embocação	Jan-1982	1.192.0	1	0.0	0.0%	0.000
60	S-SE-CO	H	Novo Avenhandava	Jan-1982	247.4	1	0.0	0.0%	0.000
61	S-SE-CO	H	Gov. Benito Mantovani - GBM	Jan-1980	1.678.0	1	0.0	0.0%	0.000
62	S-SE-CO	H	S. Santiago	Jan-1980	1.420.0	1	0.0	0.0%	0.000
63	S-SE-CO	H	Itumbiara	Jan-1980	2.280.0	1	0.0	0.0%	0.000
64	S-SE-CO	O	Marandé	Jan-1979	131.0	0.3	20.7	98.0%	0.902
65	S-SE-CO	H	Rauba	Jan-1978	512.4	1	0.0	0.0%	0.000
66	S-SE-CO	H	A. Vermelha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1.396.2	1	0.0	0.0%	0.000
67	S-SE-CO	H	S. Simão	Jan-1978	1.710.0	1	0.0	0.0%	0.000
68	S-SE-CO	H	Capelinha	Jan-1977	640.0	1	0.0	0.0%	0.000
69	S-SE-CO	H	S. Osório	Jan-1975	1.078.0	1	0.0	0.0%	0.000
70	S-SE-CO	H	Martimbondo	Jan-1975	1.440.0	1	0.0	0.0%	0.000
71	S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	254.0	1	0.0	0.0%	0.000
72	S-SE-CO	G	Pres. Medici	Jan-1974	446.0	0.26	20.0	98.0%	1.234
73	S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	380.0	1	0.0	0.0%	0.000
74	S-SE-CO	H	Porto Colômbia	Jan-1973	320.0	1	0.0	0.0%	0.000
75	S-SE-CO	H	Passo Fundo	Jan-1973	230.0	1	0.0	0.0%	0.000
76	S-SE-CO	H	Passo Real	Jan-1973	158.0	1	0.0	0.0%	0.000
77	S-SE-CO	H	Ita Solteira	Jan-1973	3.444.0	1	0.0	0.0%	0.000
78	S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131.0	1	0.0	0.0%	0.000
79	S-SE-CO	H	Gov. Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252.0	1	0.0	0.0%	0.000
80	S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414.0	1	0.0	0.0%	0.000
81	S-SE-CO	H	Jaguari	Jan-1971	424.0	1	0.0	0.0%	0.000
82	S-SE-CO	H	S.Á. Canavieira	Apr-1970	78.0	1	0.0	0.0%	0.000
83	S-SE-CO	H	Estreito (Luz Carlos Barreto)	Jan-1969	1.050.0	1	0.0	0.0%	0.000
84	S-SE-CO	H	Itatinga	Jan-1969	131.5	1	0.0	0.0%	0.000
85	S-SE-CO	H	Jupiaí	Jan-1969	1.551.2	1	0.0	0.0%	0.000
86	S-SE-CO	O	Altoona	Jan-1968	64.0	0.26	20.7	98.0%	1.040
87	S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
88	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766.0	0.31	15.3	99.5%	0.648
89	S-SE-CO	H	Parabuna	Jan-1968	85.0	1	0.0	0.0%	0.000
90	S-SE-CO	H	Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	Jan-1967	32.0	1	0.0	0.0%	0.000
91	S-SE-CO	H	Caçanda	Jan-1966	80.4	1	0.0	0.0%	0.000
92	S-SE-CO	C	J. Lacerda C	Jan-1965	363.0	0.25	26.0	98.0%	1.345
93	S-SE-CO	C	J. Lacerda B	Jan-1965	292.0	0.21	26.0	98.0%	1.022
94	S-SE-CO	C	J. Lacerda A	Jan-1965	232.0	0.18	26.0	98.0%	1.069
95	S-SE-CO	H	Barão (Alvaro de Souza Lima)	Jan-1965	143.1	1	0.0	0.0%	0.000
96	S-SE-CO	H	Furnil (RJ)	Jan-1965	216.0	1	0.0	0.0%	0.000
97	S-SE-CO	C	Piqueria	Jan-1963	20.0	0.3	26.0	98.0%	1.121
98	S-SE-CO	H	Furnas	Jan-1963	1.216.0	1	0.0	0.0%	0.000
99	S-SE-CO	H	Barra Bonita	Jan-1963	140.8	1	0.0	0.0%	0.000
100	S-SE-CO	C	Chapadinhos	Jan-1962	72.0	0.23	26.0	98.0%	1.462
101	S-SE-CO	H	Jurumirim (Armando A. Layden)	Jan-1962	97.7	1	0.0	0.0%	0.000
102	S-SE-CO	H	Jacuí	Jan-1962	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
103	S-SE-CO	H	Perera Passos	Jan-1962	99.0	1	0.0	0.0%	0.000
104	S-SE-CO	H	Tres Marias	Jan-1962	396.0	1	0.0	0.0%	0.000
105	S-SE-CO	H	Eucídes da Cunha	Jan-1960	108.8	1	0.0	0.0%	0.000
106	S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46.0	1	0.0	0.0%	0.000
107	S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	55.1	1	0.0	0.0%	0.000
108	S-SE-CO	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658.0	1	0.0	0.0%	0.000
109	S-SE-CO	H	Saíto Grande (Lucas N. Garcez)	Jan-1958	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
110	S-SE-CO	H	Saíto Grande (MG)	Jan-1956	102.0	1	0.0	0.0%	0.000
111	S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Rexoto)	Jan-1956	478.0	1	0.0	0.0%	0.000
112	S-SE-CO	H	Itutinga	Jan-1955	52.0	1	0.0	0.0%	0.000
113	S-SE-CO	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20.0	0.26	26.0	98.0%	1.234
114	S-SE-CO	O	Caranda	Jan-1954	36.3	0.3	20.7	98.0%	0.902
115	S-SE-CO	O	Piratininga	Jan-1954	472.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
116	S-SE-CO	H	Canastra	Jan-1953	42.5	1	0.0	0.0%	0.000
117	S-SE-CO	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378.4	1	0.0	0.0%	0.000
118	S-SE-CO	H	Frontes Novas	Jan-1950	130.3	1	0.0	0.0%	0.000
119	S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420.0	1	0.0	0.0%	0.000
120	S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	469.0	1	0.0	0.0%	0.000
121	S-SE-CO	H	I. Pombos	Jan-1924	169.9	1	0.0	0.0%	0.000
122	S-SE-CO	H	Jacuaí	Jan-1917	11.6	1	0.0	0.0%	0.000
				Total (MW) =	64.478.6				

* Subsystem S - south, SE-03 - Southeast Midwest

** Fuel source (C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil)

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações da Geração. <http://www.aneel.gov.br>, data collected in november 2004.

[2] Bot, M. A.; Laumann, P.; Nabelek, R.; Schaefer, H.; Weiser and J.M. Luksemb. Revised baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 2002.

[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do SNE (daily reports from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2003).

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Níveis Empreendimentos 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]	0,4310	$EF_{BM, 2004}$	0,1045	Lambda
Pesos alternativos	$W_{OM} = 0,75$	Pesos padrão	$W_{BM} = 0,5$	λ_{2002}
	$W_{BM} = 0,25$			λ_{2003}
EF_{CM} [tCO ₂ /MWh]	0,3494	Padrão EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	0,2677	λ_{2004}
				0,5041

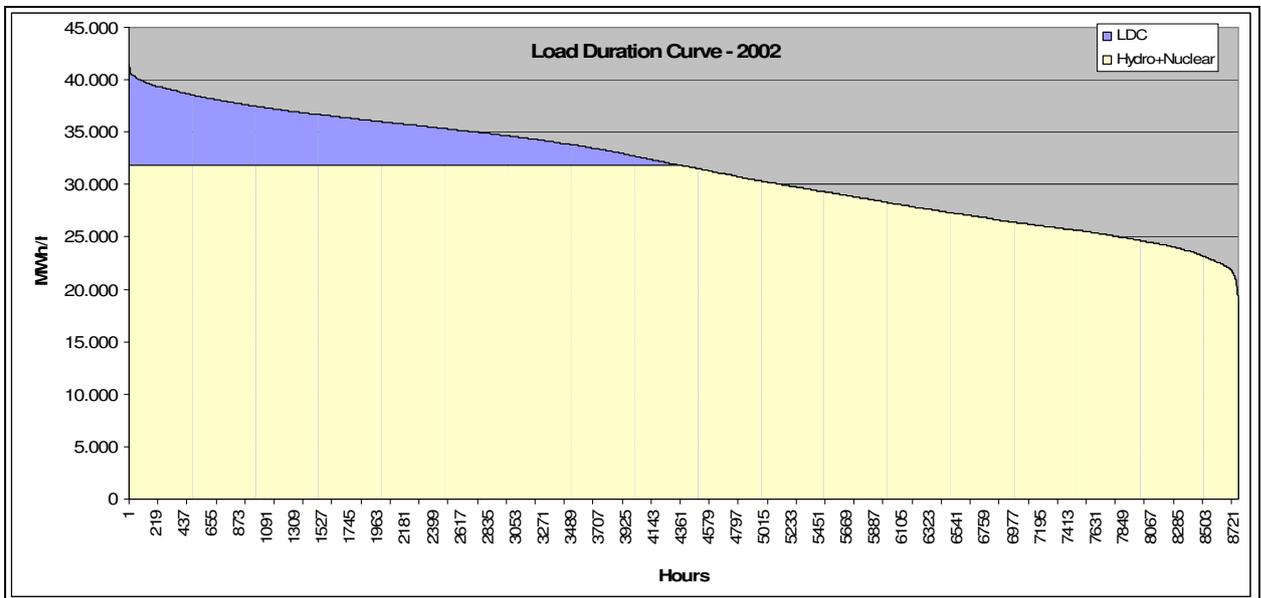


Figura 4: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2002

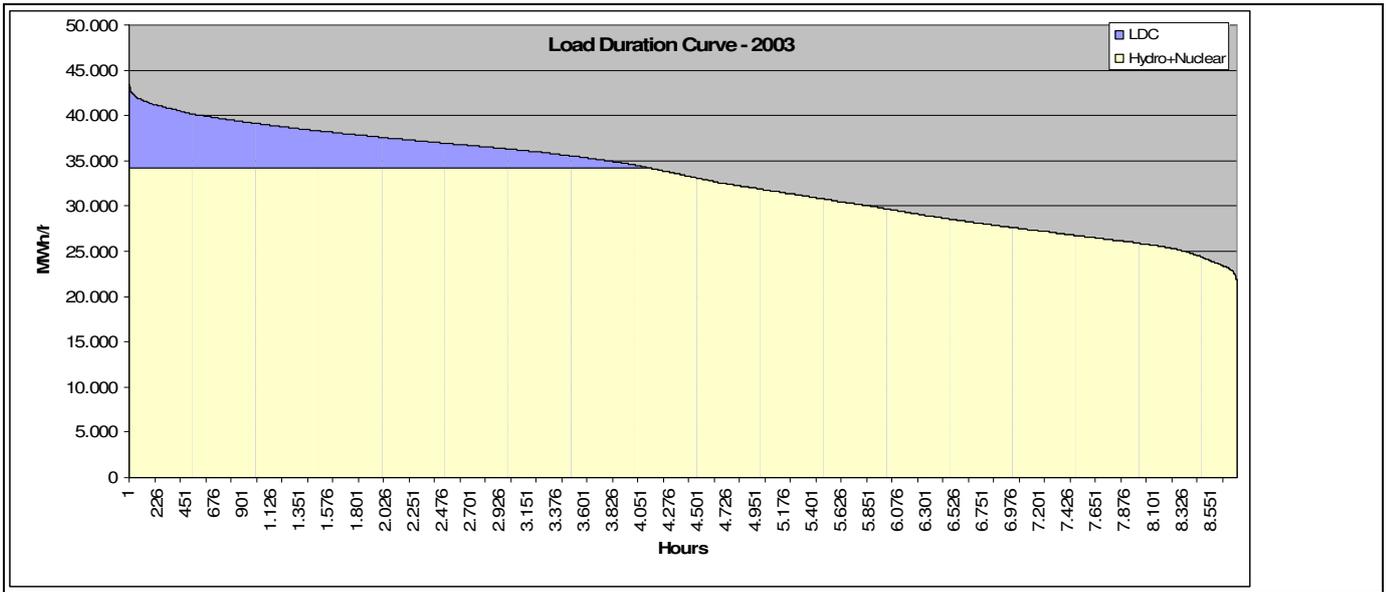


Figura 5: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2003

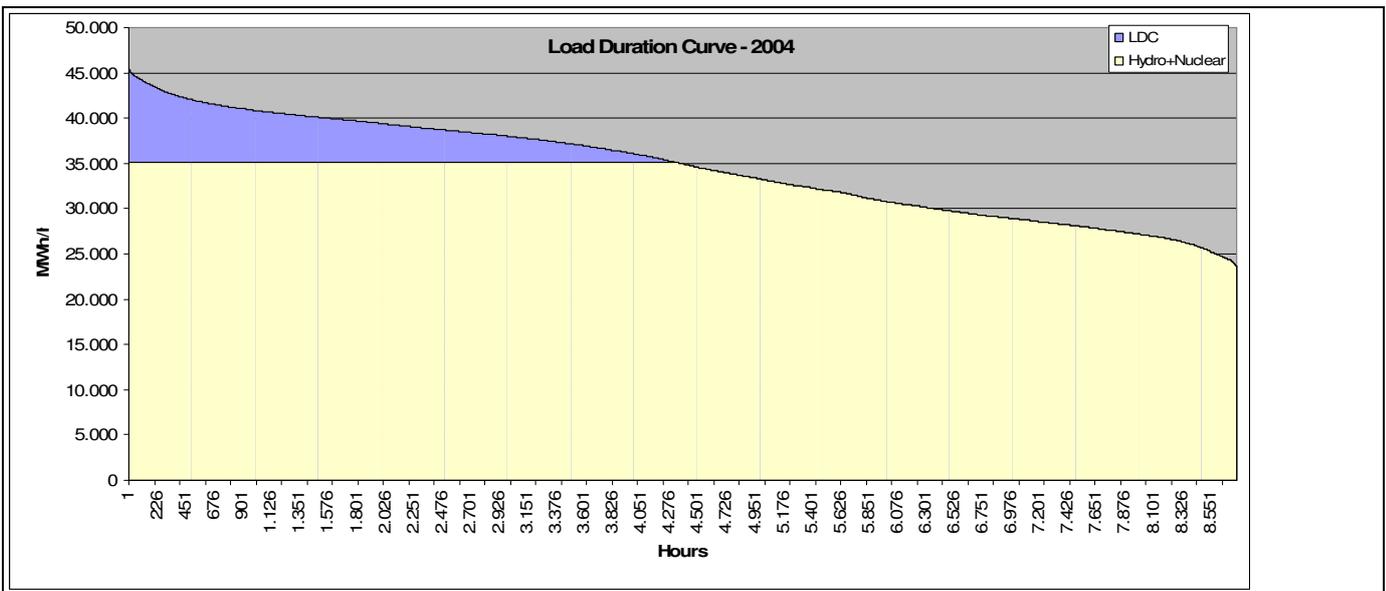


Figura 6: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2004



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, desde 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:

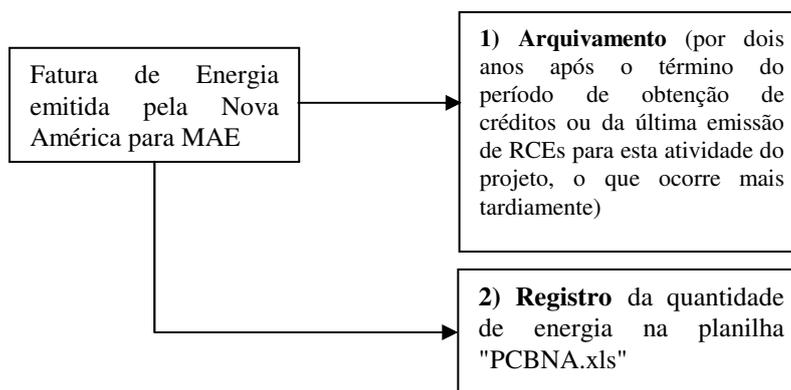


Figura 7: Procedimentos de monitoramento para Nova América

A quantidade de energia despachada para a rede será monitorada através da fatura de energia emitida pela Nova América para MAE, o distribuidor de energia. O arquivamento será mantido por dois anos após o término do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade de projeto, o que ocorrer mais tardiamente. A quantidade de energia será registrada na planilha “PCBNA.xls”, que deve ser instrumento de verificação futura.