



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO SIMPLIFICADO
PARA ATIVIDADES DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA (MDL-PPE-DCP)
Versão 02**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala
- B. Metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade do projeto / Período de crédito
- D. Metodologia e plano de monitoramento
- E. Cálculo de redução das emissões de GEE por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários das partes interessadas

Anexos

Anexo 1: Informações sobre participantes na atividade do projeto

Anexo 2: Informação relativa a financiamento público

Anexo 3: Bibliografia

**Histórico da revisão deste documento**

Número de versão	Data	Descrição e razão de revisão
01	21 de Janeiro de 2003	Adoção inicial
02	8 de Julho de 2005	<ul style="list-style-type: none">• O Conselho concordou em revisar o MDL-PPE-DCP para refletir sobre orientação e os esclarecimentos providos pelo Conselho desde a versão 01 deste documento.• Como consequência, as diretrizes para completar o MDL-PPE-DCP foram revisadas de acordo com a versão 02. A última versão pode ser encontrada em: <http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents>.

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

PCH (Pequena Central Hidrelétrica) Santa Lúcia II

MDL Projeto de Pequena Escala

DCP Versão 02

Data: 02 de maio de 2006

A.2. Descrição da atividade de projeto de pequena escala:

A usina Santa Lúcia II é uma PCH a fio d'água (7,6 MW), razão pela qual esta não possui qualquer reservatório, o que não gera nenhum impacto ambiental. Também é diferente da maioria das PCHs (Pequenas Centrais Hidroelétricas) brasileiras, existentes e planejadas, pois fica situada em um sistema isolado na parte ocidental do Estado de Mato Grosso que foi suprido originalmente por uma usina de energia térmica com queima de óleo diesel.

A Maggi Energia S.A. é a dona exclusiva de Santa Lúcia II e tem uma vasta experiência em gerar eletricidade usando fontes de energia alternativas como hidroelétrica e biomassa. Santa Lúcia II teve seu projeto iniciado durante 2001, sendo a construção e instalações implantadas entre janeiro de 2002 e janeiro de 2003. A operação comercial começou em outubro de 2003. Durante os últimos dois anos gerou um total de quase 80 GWh.

O projeto fica situado a cerca de 480 km de Cuiabá, capital do Estado do Mato Grosso, no município de Sapezal. As atividades econômicas principais da região são agricultura (soja e arroz), indústria de madeira e criação de gado. Esta é uma das regiões de crescimento mais rápido do país, principalmente por causa das atividades de exportação calcadas na agroindústria e o que impacta o mercado de eletricidade, no qual é previsto um crescimento de 5% ao ano.

O aspecto mais importante deste projeto é o deslocamento de combustíveis fósseis através de fontes de energia renovável na geração de eletricidade em sistemas isolados. Dentro da abordagem do Plano de Universalização de Energia Elétrica (Plano do Governo Federal: ligar todos os domicílios à rede elétrica), a companhia de distribuição local - CEMAT (Centrais Elétricas Mato-Grossenses) - construiu e opera a Planta Térmica de Sapezal desde 1999. Com uma capacidade instalada de 9,9 MW, é composta por sete geradores a diesel que queimam uma média de 8.000 m³ de óleo diesel por ano, emitindo mais de 20,000 tCO₂e por ano.

O projeto Santa Lúcia II melhora o suprimento de eletricidade com energia renovável limpa enquanto contribui para o desenvolvimento econômico regional/local. As usinas hidroelétricas de fio d'água de pequena escala fornecem geração local de energia elétrica, em contraste com o “business as usual” das grandes empresas hidroelétricas e das térmicas de gás natural construídas nos últimos 5 anos.

Isto, especialmente no caso deste projeto, ocorre nesta região que está se desenvolvendo a uma taxa muito alta quando comparada com a média nacional e onde a demanda elétrica também está crescendo a um passo mais rápido. Sustentar este ritmo requer novas fontes de suprimento de energia, mesmo depois de integrar a região a rede elétrica nacional.

Esta fonte inerente e mais limpa de eletricidade possui uma contribuição importante na sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de gás carbônico que ocorriam na ausência do projeto. As atividades do projeto reduzem as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando geração de eletricidade através de fontes de combustível fóssil (e emissões de CO₂) que seriam emitidos na ausência do projeto.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da parte envolvida (*) (anfitrião indica a parte anfítriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (se for o caso)	Por gentileza indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Entidade Privada- Maggi Energia S.A. Entidade Privada – C-Trade Comercializadora de Carbono Ltda.– desenvolvedor do projeto	NAO

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto de pequena escala:

Santa Lúcia II usa a água do Rio Juruena para gerar 7,6 MW de capacidade elétrica instalada. Está situada ao lado de sua usina irmã, Santa Lúcia I, para aproveitar todo o fluxo do rio. Este projeto a fio d'água não tem qualquer represa ou armazenamento de água, por isso faz uso completo do fluxo de água. A figura 1, abaixo, mostra as duas hidroelétricas separadas por uma pequena ilha e a ausência de qualquer reservatório. O rio flui da parte superior a inferior da fotografia.



Figura 1-Fotografia das usinas hidroelétricas gêmeas: Santa Lúcia II (esquerda) e Santa Lúcia I (direita)

Santa Lúcia II possui cinco conjuntos de turbinas-geradoras. Como quase não há queda d'água, foi empregada a turbina vertical de canal aberto da Francis, tecnologia mais adequada para essa situação.



Turbinas		
HISA-Hidraulica Industrial	Francis Canal Aberto Vertical	
Quantidade	1	4
Capacidade(HP)	1694	2118
Rotações(rpm)	136,3	127,2
Fluxos(m³/s)	13,3	16,7
Ano de fabricação	2000	2000

Gerador		
WEB	Tipo SSA 500	Tipo SSA 560
Quantidade	1	4
Rotações (rpm)	1.200	1200
Voltagem nominal(V)	480	480
Ano de fabricação	2001	2002

Tabela 1-Turbina e Especificação de Gerador

A.4.1. Localização da atividade de projeto de pequena escala:**A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):**

Brasil

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

Estado do Mato Grosso

A.4.1.3. Cidade/Município/Comunidade etc.:

Sapezal

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação exclusiva desta(s) atividade(s) de projeto de pequena escala:

O projeto fica situado no Centro-Oeste do Brasil, Estado de Mato Grosso, próximo à cidade de Sapezal (latitude 13° 32' 36" Sul e longitude 59° 01' 48" Oeste).

O Rio Juruena faz parte da bacia de Parecis que é secundário dos rios Teles Pires, Tapajós e dos Rios Amazônicos.

Os mapas abaixo mostram a localização dos projetos no Brasil, Mato Grosso e na parte ocidental do Estado:

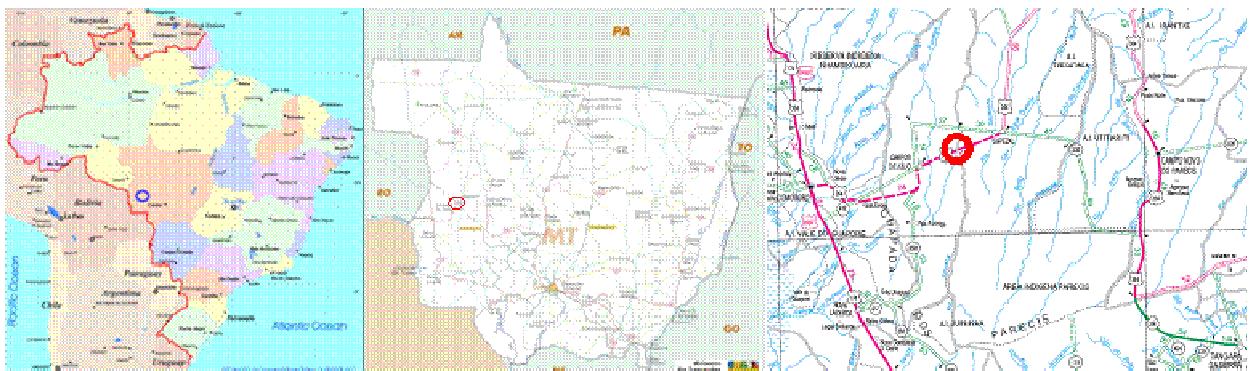


Figura 2-Mapas da localização do projeto

A.4.2. Tipo, categoria(s) e tecnologia da atividade de projeto de pequena escala:

Atividade de projeto de pequena escala.

Tipo 1: projetos de energia renovável.

Identificação da categoria: geração de energia renovável para a rede elétrica.

Santa Lúcia II usa o potencial hidroelétrico renovável do Rio Juruena para prover eletricidade às redes elétricas regionais ao redor de Sapezal, deslocando óleo diesel usado na Planta Térmica de Sapezal.

Tem uma capacidade instalada de 7,6 MW (abaixo do limite de elegibilidade de 15 MW para projetos de pequena escala). O equipamento usado no projeto foi desenvolvido e fabricado no Brasil.

A.4.3. Breve explicação de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa (GEEs) antropogênicos por fontes devem ser reduzidas pela atividade de projeto de pequena escala proposta, inclusive por que as reduções de emissão não ocorriam na ausência da atividade do projeto de pequena escala proposta, levando em consideração as circunstâncias e políticas nacionais e/ou setoriais:

Santa Lúcia II gera eletricidade usando energia hidroelétrica sem emitir gases de efeito estufa, o que resultará em reduções das emissões dos GEEs, como consequência do deslocamento de geração da Planta Térmica de Sapezal, usina térmica a combustível fóssil, que caso contrário supriria a região.

Kartha et al. (2002) declarou que, “o ponto crucial do desafio da linha de base para projetos de eletricidade claramente reside em determinar a ‘geração evitada’, ou o que aconteceria sem o MDL ou outro projeto de mitigação do GEE. A pergunta fundamental é se a geração evitada está na ‘margem de construção’ (exemplo: substituindo uma instalação que caso contrário teria sido construída) e/ou ‘margem operacional’ (exemplo: afetando a operação das existentes e/ou futuras plantas de energia).”

Aqui há uma particularidade deste projeto. Em janeiro de 2006, uma linha de transmissão foi concluída, conectando o subsistema de Sapezal à Rede elétrica Nacional. O fator de emissão da linha de base é calculado usando somente a margem operacional deslocando o despacho da usina térmica para cobrir o período entre o começo das operações (2003) até dezembro de 2005. Como a capacidade instalada do projeto é menor do que a usina térmica (9,9 MW), é seguro dizer que toda a eletricidade gerada evita as emissões de óleo diesel relacionadas.

De janeiro de 2006 em diante, a linha de base deve ser modificada e o Sistema Interligado Sul-Sudeste-Centro Oeste ser levado em consideração. O mapa abaixo mostra o final da Rede Elétrica Nacional existente em Jauru, e sua extensão para Sapezal na localização do projeto.



Figura 3-Final da Rede Elétrica Nacional em Jauru na localização do projeto

Com a finalidade de determinar os fatores de emissão da margem de construção e da margem operacional, o projeto do sistema elétrico é definido pela disposição espacial das usinas geradoras que podem ser despachadas sem restrições significativas de transmissão. Da mesma forma, um sistema de eletricidade interligado é definido como aquele que está conectado através de linhas de transmissão ao projeto e que poderão ser despachadas sem restrições significativas de transmissão.

**A.4.3.1 Quantidade estimada de reduções de emissão no período de crédito escolhido:**

Por favor, indique o período de crédito escolhido e forneça o total estimado de reduções de emissão assim como as estimativas anuais para o período de crédito escolhido. As informações sobre as reduções de emissões devem ser indicadas utilizando o seguinte formato de tabela.	
Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO₂e
2003 (outubro)	5.622
2004	31.761
2005	29.791
2006	19.975
2007	19.975
2008	19.975
2009	19.975
2010 (até setembro)	14.981
Total (tCO₂e)	162.055
Número total de anos de crédito	21 anos (3 x 7 anos)
Média anual durante o período de crédito da redução estimada (toneladas de CO₂e)	23.151

Nota: há uma linha de transmissão sendo construída que unirá o subsistema de Sapezal à rede elétrica nacional, a partir de janeiro de 2006. Desta data em diante, o fator de emissão de linha de base mudará do fator de emissão de óleo diesel puro usado no cálculo da tabela acima para um de valor mais baixo refletindo a conexão o sistema elétrico interligado Sudeste-Centro Oeste.

A.4.4. Financiamento público da atividade de projeto de pequena escala:

Nenhum financiamento público foi solicitado, às partes envolvidas do anexo I, para a atividade do projeto.

A.4.5. Confirmação de que a atividade de projeto de pequena escala não é um componente desmembrado de uma atividade de projeto maior:

Santa Lúcia II não faz parte das atividades de um projeto de maior escala.

**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 de pequena escala:**

Projetos de energia renovável AMS tipo I. Categoria I.D – geração de eletricidade renovável conectada à rede, versão 08, 3 de março de 2006.

Santa Lúcia II emprega tecnologia de energia renovável para suprir eletricidade a uma rede elétrica local.

B.2 Categoría de projeto aplicável à atividade de projeto de pequena escala:

Identificação da Categoría - ‘Geração de energia elétrica renovável conectada à rede elétrica’.

Santa Lúcia II emprega tecnologia de energia renovável para suprir eletricidade a uma rede elétrica local.

“Tecnologia/medição:

1. Esta categoria inclui unidades de geração de energia renovável, como fotovoltaicas, hidroelétricas, marés/ondas, eólicas, geotérmico, e biomassa renovável que provêem eletricidade e/ou desloquem eletricidade de um sistema de distribuição de eletricidade que é ou teria sido suprido por pelo menos um gerador de combustível-fóssil ou uma unidade de queima de biomassa não-renovável.”

Santa Lúcia II desloca a geração de energia da Planta Térmica de Sapezal.

Os cálculos da linha de base são determinados de acordo com Apêndice B, das modalidades e dos procedimentos simplificados para atividades de projetos MDL de pequena escala (Tipo I– Projeto de Energia Renovável I.D ‘Geração de eletricidade renovável conectada à rede elétrica’):

“6. Para um sistema, onde todos os geradores usam exclusivamente óleo combustível e/ou diesel combustível exclusivamente, a linha de base é o kWh anual gerado por unidade renovável multiplicado por um coeficiente de emissão para uma unidade geradora moderna a diesel de capacidade pertinente que opera a uma ótima carga como determinado na Tabela I.D.1.”

Tabela que I.D.1 apresenta o valor do fator de emissão para sistema de geração a óleo diesel de 0,8 kg CO₂e/kWh.

B.3. Descrição de como as emissões antropogênicas de GEEs por fontes estão reduzidas abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade de MDL de pequena escala registrada:

A região onde se localiza Sapezal e municípios da vizinhança foi suprida por uma usina térmica a óleo diesel até 2003. Toda a eletricidade produzida pela PCH de Santa Lúcia II teria sido gerada, caso contrário pela usina térmica, aumentando as emissões antropogênicas. A PCH, com uma capacidade instalada de 7,6 MW, cumpre todos os requisitos de um projeto de MDL de pequena escala.

Para aprovação das adicionais do projeto, MDL / EB ‘*Ferramenta para a demonstração e avaliação das adicionais*’ UNFCCC, Conselho Executivo do MDL 16º Relatório de Reunião, 22 de outubro de 2004, Anexo I, será usado.

**Passo 0. Triagem preliminar com base na data inicial das atividade de projeto**

O projeto de Santa Lúcia II começou em 2001, a construção foi de janeiro de 2002 a abril de 2003 e a operação comercial começou em outubro de 2003, consequentemente depois de 1 de janeiro de 2000.

Maggi Energia S.A. faz parte do Grupo Maggi, uma holding com várias atividades na área agrícola, industrial e atividades logísticas nas regiões central e norte-ocidental do país. A holding seguiu com atenção a evolução das negociações no âmbito da UNFCCC e, especialmente, a sucessão das reuniões sobre o MDL.

A decisão de construir Santa Lúcia II levou em conta a possibilidade de adquirir receita com a comercialização do carbono. Em 2001, havia somente a análise experimental de como tal mercado operaria e qual seria o nível de preços. Todavia, há documentos internos que provam que a companhia considerou seriamente esta possibilidade para decidir o avanço do projeto.

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

PCH Santa Lúcia II é uma usina construída próxima a sua usina irmã, Santa Lúcia I (ver fotografia, página 5). Ambas as hidroelétricas foram projetadas para suprir as atividades do Grupo Maggi na região. Como declarado antes, a região era um sistema elétrico isolado, não conectada ao Sistema Interligado Nacional até janeiro de 2006, e a fonte principal de suprimento de eletricidade é a Planta Térmica de Sapezal de 9,9MW com queima de diesel.

A usina mais antiga, Santa Lúcia I, acrescentou mais 5MW de capacidade ao subsistema e, em conjunto com usina térmica, poderia ter gerado energia suficiente para a região até 2004.

A melhor alternativa seria não haver construído Santa Lúcia II, pois haviam planos de conectar a região à Rede elétrica Nacional em 2004 e a demanda de energia teria sido suprida pelo resto do país. A não construção de Santa Lúcia II teria poupado recursos financeiros ao Grupo, que os necessitava para outras atividades.

Subpasso 1b. Cumprimento das leis e normas aplicáveis:

Ambos, atividade do projeto e o cenário alternativo, estão de acordo com todas as leis aplicáveis e regulamentos.

Passo 2. Análise de investimentos

A atividade proposta do projeto é economicamente ou financeiramente menos atraente do que a outra alternativa, sem a receita da venda de reduções certificadas de emissões (RCEs).

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado

Análise padrão (Opção III) será usada.

Subpasso 2b-Opção III. Análise referencial aplicada



Identifique o indicador financeiro:

- Será usada a TIR.

A referência serve para representar retornos padrões no mercado:

- Será usada a principal taxa brasileira, conhecida como SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia).

Subpasso 2c. Cálculo e comparação de indicadores financeiros

A “ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade” de MDL foi aprovada depois que o projeto começou suas operações, então, a fim de seguir a ferramenta, a análise financeira mostrada abaixo foi executada usando as suposições originais para investimento, receita de vendas de eletricidade e custos operacionais para o cenário sem as receitas relacionadas ao MDL .

Para o cenário que inclui as receitas de vendas de RCEs, o coeficiente de emissão usado neste DCP foi utilizado, assim como um preço médio de mercado para a RCE de US\$10,00 / tCO₂.

A tabela abaixo mostra as premissas:

Projeto Santa Lucia II – Premissas			
descrição	valor	unidade	comentários
Investimento	6.860	1.000 USD	75% em 2002 e 25% em 2003
Custo anual operacional	138	1.000 USD	2% do investimento
1º ano de geração elétrica	35	GWh	
Crescimento anual de produção	5	%	
Geração média	40	GWh	
Preço da Eletricidade	37	USD/MWh	100 R\$/MWh
Taxa de câmbio média	2,7	R\$/USD	
Período	12	anos	período médio de empréstimo
Coeficiente de emissão	0,8	tCO ₂ /MWh	
Preço da RCE	10	USD/tCO ₂	

Tabela 2- análise financeira: suposições

O valor do investimento foi obtido de ofertas de EPC para a hidroelétrica.

Os custos operacionais seguem práticas regionais.

O período de análise de 12 anos corresponde ao prazo médio de avaliação no setor elétrico.

O preço de eletricidade foi projetado de estimativas oficiais. Deve ser recordado que durante 2001, o Brasil passou por um severo racionamento de eletricidade. Uma longa seca e a falta de investimentos no setor devido às instabilidades na economia fizeram o governo forçar uma redução de 15% na demanda. Durante este período, os preços de eletricidade projetados alcançaram uma média de 45 USD/MWh comparada com uma média de menos da metade no período anterior. O valor usado na análise deveria ser visto como uma projeção conservadora naquela ocasião.

A venda de eletricidade cresceu 5% durante os primeiros quatro anos, seguindo o crescimento de demanda previsto na região. O limite superior de 40 GWh/ano é a produção máxima de uma usina que possui fator de capacidade de 65%.



Estas premissas resultam em valores de TIR de 15,4% sem receitas de RCE e de 18,5% considerando essas receitas.

A taxa de referência empregada se chama SELIC, a Taxa básica brasileira que é a medida de valor no mercado de crédito de curto prazo. O governo manteve um valor muito alto para esta taxa de referência como uma ferramenta monetária para estabilizar a economia. A taxa SELIC média anual durante 2001 foi de 17,38%.

Isto mostra que sem as receitas de RCE, o projeto alcançaria taxas menores de retorno do que as taxas referenciais. Incluindo estas receitas, o projeto seria ligeiramente melhor.

A documentação completa e as planilhas eletrônicas estão disponíveis para a equipe de validação e para os participantes do projeto, mas não para o público.

Subpasso 2d. Análise de sensibilidade

As três variáveis principais que poderiam afetar as finanças do projeto são:

- Receitas de eletricidade
- Receitas de RCE
- Custos operacionais

O investimento não foi analisado porque o valor adotado foi o investimento efetivamente realizado. O crescimento de geração de eletricidade tem como limite superior ao valor da capacidade da hidroelétrica. O mercado atual cresceu com a taxa prevista, assim os primeiros anos não afetam a análise.

A tabela abaixo resume os resultados de sensibilidade:

Sensibilidade	base	(-10%) do preço da eletricidade	(+10%) do preço da eletricidade	(-10%) do preço do carbono	(+10%) do preço do carbono	(-10%) do custo operacional	(+10%) do custo operacional
preço da eletricidade	37,00	33,30	40,70	37,00	37,00	37,00	37,00
preço do carbono	10,00	10,00	10,00	9,00	11,00	10,00	10,00
custos operacionais	138,49	138,49	138,49	138,49	138,49	124,64	152,34
TIR sem carbono	0,154	0,128	0,179	0,154	0,154	0,157	0,152
TIR com carbono	0,185	0,161	0,207	0,182	0,187	0,187	0,182
diferença	0,031	0,033	0,028	0,028	0,033	0,030	0,031

Em todos menos um cenário, as receitas de RCE fazem com que a TIR do projeto passe de abaixo da taxa referencial para acima desta.

Como previsto, o projeto é mais afetado pelo preço da eletricidade, reduzindo a TIR de 15,4% a 12,8% quando há uma queda de 10% no preço. Mesmo assim, as receitas de RCE aumentam a TIR em aproximadamente 3%. Embora o valor de TIR seja de 16,1% com as receitas de RCE, portanto abaixo da taxa de referência (SELIC 17,38%), o projeto é mais atraente do que sem essa receita. Os preços da RCE poderão subir nos próximos anos e compensar um cenário pouco provável de perda de receitas das vendas de eletricidade.

A análise de sensibilidade demonstra a importância das receitas de RCE na viabilidade do projeto.

Passo 3. Análise de barreiras

(não utilizado)



Passo 4. Análise da prática comum

A expansão do setor elétrico brasileiro durante as décadas de 60 e 70, foi baseada fundamentalmente em grandes usinas hidrelétricas estatais. Só nos anos 90, com a privatização do setor, que o planejamento central começou a perder força. O planejamento central, executado no Brasil, sempre buscou as grandes usinas como meio de manter o controle do sistema de alocação de recursos escassos (monetário e mão-de-obra) em melhores projetos. Atualmente, menos que 1,5% da capacidade instalada no país é constituído de pequenas plantas (menor que 30MW). Um dos efeitos colaterais era a ausência de forças de mercado que incentivasse os players a buscar fontes alternativas. Nota-se que os players tradicionais (Hidroelétricas Privatizadas) ainda estão buscando usinas maiores e que novos players e os órgãos fiscalizadores ainda estão no processo de aprendizagem para atuar em um sistema mais descentralizado. Ao final de 2004, somente nove novos projetos de PCHs foram autorizados pela Agência Fiscalizadora.

Para estimular outras alternativas, o governo brasileiro lançou o programa chamado Proinfa (Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica) que buscou aumentar a participação de PCHs, cogeração de biomassa e eólicas. Esse programa basicamente oferece preços de compra acima dos valores de mercado, contratos a longo prazo para eletricidade e taxas mais baixas de juros de empréstimos do banco de desenvolvimento federal (BNDES). Até mesmo com estas condições, o programa atraiu menos projetos do que tinha sido planejado. Atualmente, alguns dos projetos que foram incluídos no programa estão sendo reavaliados, basicamente devido ao processo demorado de obter financiamento do BNDES. Como outros projetos semelhantes, apesar de sua atratividade, o projeto Santa Lúcia II não solicitou participação do Proinfa.

Também deve ser dito que vários dos projetos foram desenvolvidos com as receitas de RCE inclusas nos estudos de viabilidade. Até agora, há mais de 15 usinas com projetos de MDL em fases diferentes de desenvolvimento que mostram que as receitas de RCE são um aspecto importante destes projetos.

Neste sentido, é possível afirmar que não há muitos projetos como o de Santa Lúcia II sendo implantados.

Passo 5. Impacto do registro de MDL

Está claro, na Análise de Investimento mostrada no Passo 2, que as receitas de RCE são um dos pontos cruciais na viabilidade do projeto.

B.4. Descrição de como a definição do limite do projeto estão relacionada à metodologia de linha de base selecionada é aplicada à atividade de projeto de pequena escala:

O limite imediato onde os impactos ambientais podem acontecer está definido pelo local da hidroelétrica, no Rio Juruena.

Até 2005, o limite de atividades do projeto compreendia o sistema de transmissão associado à Subestação de Sapezal e conectado a ambas PCHs Santa Lúcia I e II e a Planta Térmica de Sapezal, servindo o município de Sapezal.

Como declarado antes, a linha de transmissão interligou a Subestação de Sapezal à Subestação de Jauru (parte da Rede elétrica Nacional) no início de 2006. Então, o limite deve ser estendido para incluir o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro Oeste. A rede elétrica nacional é dividida em dois subsistemas

principais, como mostra à figura abaixo. Restrições de transmissão na ligação entre estes dois sistemas limitam o transporte de energia entre eles de forma que devem ser vistos como sistemas separados de acordo com a metodologia consolidada ACM0002 de larga escala de MDL aprovado.

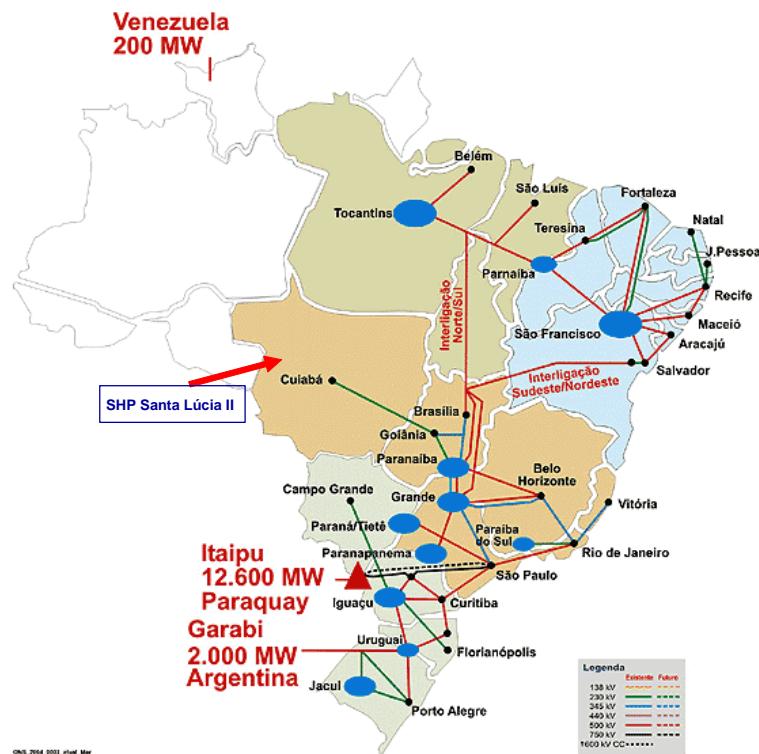


Figura 4- Rede Elétrica Brasileira Interligada que mostra os dois subsistemas

B.5. Detalhes da linha de base e seu desenvolvimento:

Os cálculos da linha de base são determinados de acordo com Apêndice B, das modalidades e dos procedimentos simplificados para atividades de projetos MDL de pequena escala (Tipo I- Projeto de Energia Renovável I.D ‘Geração de eletricidade renovável conectada à rede elétrica ’):

6. Para um sistema onde todos os geradores usam exclusivamente óleo combustível e/ou diesel combustível, a linha de base é o kWh anual gerado pela unidade renovável multiplicado por um coeficiente de emissão para um gerador diesel moderno, operado com uma carga ótima como dado da Tabela I.D.1. (Tabela I.D.1 dá os valores de fatores de emissão para os sistemas de geração a diesel de 0,8 kg CO₂equ/kWh).

Isto permaneceu válido até janeiro de 2006, quando a linha de transmissão que une a Subestação de Sapezal para a Rede Elétrica Nacional foi completada. Até então, na ausência de PCH Santa Lúcia II, teria sido gerada toda a energia a partir de uma Usina Térmica a diesel.

Depois de janeiro de 2006, quando foi conectada à Rede elétrica Nacional, a linha de base deve ser recalculada para refletir as margens operacionais e de construção para o subsistema de Sul-Sudeste-Centro Oeste.



“A linha de base é o kWh produzido pela unidade geradora renovável multiplicado por um coeficiente de emissão (medido em kgCO₂e/kWh), calculado de uma maneira transparente e conservadora.”

(a) A média da “margem operacional aproximada” e de “margem da construção”, onde:

(i) A “margem operacional aproximada” é a média ponderada de emissões (em kgCO₂e/kWh) de todas as fontes geradoras que servem ao sistema, excluindo hidroelétrica, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, geração nuclear e solar,;

(ii) A “margem de construção” é a média ponderada de emissões (em kgCO₂e/kWh) de recentes adições de capacidade para o sistema, na qual as adições de capacidade estão definidas como as maiores (em MWh) das 20% mais recentes usinas existentes ou as 5 maiores das mais recentes usinas”;

ou

(b) A média ponderada de emissões (em kgCO₂e/kWh) do mix de geração atual.

Este projeto usa a opção (a) pois a expansão do sistema elétrico brasileiro demanda um incremento constante na participação das usinas térmicas fósseis.

Como as usinas térmicas utilizam combustível fóssil, estas terão custos operacionais mais altos que hidroelétricas e serão provavelmente deslocadas, por estas mais tarde.

Data de conclusão de cálculos da linha de base: 26/04/2006.

Responsável para cálculos de linhas de base:

Sergio A. W. Ennes

C-Trade Comercializadora de Carbono Ltda.

(participante do projeto - informações de contato listadas no Anexo 1).

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

As operações comerciais começaram em outubro de 2003.

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

30 anos -0 mês

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

01/10/2003

C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:

7 anos-0 mês

C.2.2. Período de crédito fixo:**C.2.2.1. Data de início:**

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica

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

Os cálculos da linha de base são determinados de acordo com Apêndice B, das modalidades e dos procedimentos simplificados para atividades de projetos MDL de pequena escala (Tipo I– Projeto de Energia Renovável I.D ‘Geração de eletricidade renovável conectada à rede elétrica ’):
O monitoramento consiste em medir a eletricidade gerada pela hidroelétrica.

D.2. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela se aplica à atividade de projeto de pequena escala:

O projeto é uma PCH de fio d’água, com 7,6 MW de capacidade instalada (abaixo do limite de 15 de MW de projetos de MDL de pequena escala), que substitui geração elétrica a óleo diesel de uma usina térmica até janeiro de 2006 e após essa data substitui as usinas térmicas do sistema integrado brasileiro. Estas exigências cumpridas do Tipo I Categoria ID MDL projetos de pequena escala.

**D.3 Dados a serem monitorados:**

Número de ID	Tipo dos dados	Variável dos dados	Unidade de dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Freqüência de registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletrônico / impresso)	Por quanto tempo serão mantidos os dados arquivados?	Comentário
1	Geração de eletricidade	Geração da eletricidade do Projeto alimentada na rede	MWh	M	Medição de 15 minutos e gravação mensal	100%	Eletrônico e impresso	Durante o período de crédito e dois anos depois	A eletricidade entregue à rede monitorada pelo projeto (vendedor) e pelo comprador de energia. Medidor de energia conectada à rede e recibo de vendas
2	fator de emissão de CO ₂	fator de emissão de CO ₂ da rede elétrica	tCO2/MWh	C	Anualmente	0%	Formato eletrônico	Durante o período de crédito e dois anos depois	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos.
3	fator de emissão de CO ₂	Fator de emissão da margem de operação de CO ₂ da rede elétrica	tCO2/MWh	C	Anualmente	0%	Formato eletrônico	Durante o período de crédito e dois anos depois	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos.
4	fator de emissão de CO ₂	Fator de emissão da margem de operação de CO ₂ da rede elétrica	tCO2/MWh	C	Anualmente	0%	Formato eletrônico	Durante o período de crédito e dois anos depois	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos.

Nota: Artigos 2, 3 e 4 só serão aplicáveis depois que o sistema for conectado à Rede elétrica Nacional brasileira. Até então, o fator de emissão será determinado através de Tabela I.D.1 de Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projetos MDL de pequena escala (0,8 kg CO₂equ/kWh).

**D.4. Explicação qualitativa de como os procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (QQ) são realizados:**

Dados (<i>Indicar a tabela e o número de identificação</i>)	Nível de incerteza dos dados (Alto / Médio/Baixo)	Explicar os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados ou porque esses procedimentos não são necessários.
D.3.1	<i>baixo</i>	<i>Valor medido de acordo com procedimentos internos e validados pelo ONS</i>
D.3.2	<i>baixo</i>	<i>Calculado (os dados não precisam ser monitorados)</i>
D.3.3	<i>baixo</i>	<i>Calculado a partir de dados oficiais do ONS (os dados não precisam ser monitorados)</i>
D.3.5	<i>baixo</i>	<i>Calculado a partir de dados oficiais do ONS (os dados não precisam ser monitorados)</i>

D.5. Descreva de forma sucinta a estrutura de operação e gerenciamento que o(s) participantes do projeto irão implementar para monitorar as reduções de emissão e quaisquer efeitos de fugas gerados pela atividade de projeto:

Nenhuma estrutura adicional é necessária para monitorar as reduções de emissão. A geração de eletricidade é o principal negócio da PCH Santa Lúcia II. Todas as medidas obedecem aos regulamentos nacionais para o setor elétrico que descrevem as especificações técnicas de medição, os relatórios e os armazenamentos dos dados. O valor mais importante usado para determinar as reduções de emissão é a quantidade de eletricidade que é gerada. Este valor passa por uma dupla inspeção (um automático e uma leitura manual feita pelo operador na sala de controle).

No painel de controle há dois instrumentos redundantes, especificados e auditados por reguladores nacionais que lêem e registram a quantia de eletricidade que é gerada. Ambos os instrumentos também são ligados ao sistema de supervisor pelo qual o operador controla a usina. O sistema supervisor também registra e armazena eletronicamente as informações de geração. Os relatórios do sistema supervisor são usados para emitir documentos fiscais relativos às vendas de eletricidade aos clientes.

O engenheiro responsável pela operação da usina e manutenção coletará os dados do medidor de energia elétrica de hora em hora. Os dados coletados e arquivados são feitos diariamente em planilha eletrônica Excel para geração de eficácia do monitoramento.

A calibração dos medidores de geração de energia elétrica será executada regularmente pelo concessionário Cemat de acordo com próprias normas e procedimentos cumprindo com as especificações regulatórias nacionais do ONS.

Procedimentos de manutenção e reparos obedecem às especificações regulatórias nacionais.

D.6. Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoramento:

Sergio Augusto Weigert Ennes / C-Trade Comercializadora de Carbono Ltda
(Fomentador do projeto e participante listado no Anexo I com as informações de contato)

**SEÇÃO E.: Estimativa das emissões de GEE por fontes:****E.1. Fórmulas usadas:****E.1.1 Fórmulas selecionadas como fornecido no Apêndice B:**

Os cálculos da linha de base são determinados de acordo com Apêndice B, das modalidades e dos procedimentos simplificados para atividades de projetos MDL de pequena escala (Tipo I – Projeto de Energia Renovável I.D ‘Geração de eletricidade renovável conectada à rede elétrica’):

Para um sistema onde todos os geradores usam exclusivamente óleo combustível e/ou diesel combustível, a linha de base é o kWh anual gerado pela unidade renovável multiplicado por um coeficiente de emissão para um gerador diesel moderno, operado com uma carga ótima como dado da Tabela I.D.1.

O coeficiente de emissão, dado pela Tabela I.D.1 é 0,8 kgCO₂e / kWh.

Isto permaneceu válido até janeiro de 2006, quando a linha de transmissão que ligará a Subestação de Sapezal à Rede Elétrica Nacional for concluída. Até então, na ausência de PCH Santa Lúcia II, toda a energia foi gerada pela Usina Térmica com queima de óleo diesel.

Depois de janeiro de 2006, quando estiver ligada à Rede Elétrica Nacional, a linha de base deve ser recalculada para refletir margens operacionais e da construção para o subsistema interligado Sul-Sudeste-Centro Oeste.

Quando for ligada à Rede Elétrica Nacional, a linha de base deve ser recalculada para refletir as margens operativas e da construção do subsistema de Sul-Sudeste-Centro Oeste.

“A linha de base é o kWh produzido pela unidade geradora renovável multiplicada por um coeficiente de emissão (medido em kgCO₂e/kWh) calculada de uma maneira transparente e conservadora”:

(a) A média da “margem operacional aproximada” e de “margem da construção”, onde:

(i) A “margem operacional aproximada” é a média ponderada de emissões (em kgCO₂e/kWh) de todas as fontes geradoras que servem ao sistema, excluindo hidroelétrica, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, geração nuclear e solar;;

(ii) A “margem de construção” é a média ponderada de emissões (em kgCO₂e/kWh) de recentes adições de capacidade para o sistema, na qual as adições de capacidade estão definidas como as maiores (em MWh) das 20% mais recentes usinas existentes ou as 5 maiores das mais recentes usinas”;

Atualmente o coeficiente de emissão é 0,5364 kgCO₂e / kWh,

E.1.2 Descrição de fórmulas quando não fornecidas no Apêndice B:

Não aplicável.

**E.1.2.1 Descrever as fórmulas usadas para cálculos das emissões antropogênicas por fontes de GEEs devido à atividade do projeto dentro do limite do projeto:**

As emissões do projeto são zero.

E.1.2.2 Descrever as fórmulas usadas para estimar as fugas em razão da atividade de projeto onde necessário, para a categoria de projeto aplicável no Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala

Não há nenhum reservatório, não há emissões de metano ou de gás carbônico relacionadas à geração de eletricidade que normalmente são considerados como vazamentos nas usinas hidroelétricas.

E.1.2.3 A soma de E.1.2.1 e E.1.2.2 representa as emissões da atividade de projeto de pequena escala:

Zero.

E.1.2.4 Descrever as fórmulas usadas para estimar as emissões antropogênicas via fontes de GEEs na linha de base, usando a metodologia da linha de base para a categoria de projeto aplicável no Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para as atividades de projeto MDL de pequena escala:

Até dezembro de 2005, a região de Sapezal não foi conectada à Rede Elétrica Nacional Brasileira. Até esta data, o sistema elétrico era um sistema isolado, provido por uma usina térmica de queima de diesel. Então o coeficiente de emissão, EF_y , é determinado através da Tabela I.D.1 do Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para as atividades dos projetos de MDL de pequena escala.

$$EF_y = 0,8 \text{ kgCO}_2\text{e/kWh} \quad (1)$$

Depois que a ligação for completada, o coeficiente de emissão da linha de base será mudado para refletir a Rede Elétrica de Sul-Sudeste-Centro Oeste brasileira, como descrito nas Seções B.4 e B.5.

O coeficiente de emissão é calculado como sendo a soma ponderada dos coeficientes associadas com a “margem operacional aproximada” e a “margem de construção.”

Usando as mesmas suposições e a notação desenvolvida na Metodologia Consolidada ACM002 “Metodologia consolidada para a geração de eletricidade de rede elétrica - conectada de fontes renováveis”, ambos os coeficientes são obtidos como:

- Margem de operação:

$$EF_{OM,y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,k} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad (2)$$

onde:

$F_{i,k,y}$ = a quantidade de combustível anual (em unidades de massa ou volume) consumida pelas fontes de energia relevantes em ano(s) y (j refere-se às fontes de energia fornecendo eletricidade à rede elétrica,



que não incluem usinas de baixo custo operacional e de despacho obrigatório, e inclui as importações para o sistema),

$COEF_{ijy}$ = o coeficiente de emissão de CO_2 de combustível anual (tCO_2 / unidade de massa ou unidade do combustível), levando em conta o conteúdo de carbono dos combustíveis usados pelas fontes de energia pertinentes j e o porcentual de oxidação do combustível no ano(s) y ,

GEN_{jy} = a eletricidade (MWh) entregue à rede elétrica através da fonte j , e

O coeficiente de emissão de CO_2 , $COEF_i$, é obtido como:

$$COEF_i = NCV_i \cdot EF_{i,CO2} \cdot OXID_i; \quad (3)$$

onde:

NCV_i = poder calorífico líquido (conteúdo de energia) por unidade de massa ou de volume de um combustível i ;

$OXID_i$ = fator de oxidação do combustível (1996, Diretrizes Revisadas do IPCC para valores padrões);

$EF_{i,CO2}$ = fator de emissão de CO_2 por unidade de energia do combustível i .

- Margem de construção:

O fator de emissão da “margem de construção” ($EF_{BM,y}$) é a média ponderada de emissões (em $kgCO_2e/kWh$) de recentes adições de capacidade para o sistema, na qual as adições de capacidade estão definidas como as maiores (em MWh) das 20% mais recentes usinas existentes ou as 5 maiores das mais recentes usinas.

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad (4)$$

onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogos às variáveis descritas acima para as usinas m .

O coeficiente de emissão combinado é média ponderada das margens de construção e operacional:

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad (5)$$

O fator de emissão da linha de base EF_y é a média do fator de margem operacional ($EF_{OM,y}$) e o fator de margem de construção ($EF_{BM,y}$),

$$EF_y = 0,5 * EF_{OM,y} + 0,5 * EF_{BM,y}$$

O Centro de Despacho Nacional (*Operador Nacional do Sistema Elétrico, Centro Nacional de Operação do Sistema, Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional*, relatórios diários de 01 de Janeiro de 2002 a 31 de Dezembro de 2004) proved os dados brutos de despacho para toda a rede elétrica interligada brasileira. As fontes de dados seguintes foram pertinentes para o cálculo da linha de base:



- O sistema de eletricidade brasileiro foi dividido historicamente em dois subsistemas: o Norte-nordeste (o N-NE) e o Sul-Sudeste-Centro Oeste (o S-SE-CO). Isto se deve principalmente à evolução histórica do sistema físico que foi naturalmente desenvolvido perto dos maiores centros consumidores do país.

A evolução natural de ambos sistemas está crescentemente mostrando que a integração acontecerá no futuro. Em 1998, o governo brasileiro estava anunciando a primeira derivação da linha de interconexão entre o S-SE-CO e N-NE. Com investimentos ao redor de US\$700 milhões, a interligação tinha o propósito principal, na visão do governo, de pelo menos ajudar a resolver os desequilíbrios de energia no país: a região de S-SE-CO poderia suprir ao N-NE no caso de ser necessário e vice-versa.

Todavia, até mesmo depois que a interconexão foi feita, documentos técnicos dividem o sistema brasileiro em dois (Bosi, 2000):

“... onde o Sistema de Eletricidade Brasileiro é dividido 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 localidades que estão eletricamente isoladas dos sistemas interconectados)”

Além disso, Bosi (2000) dá uma forte argumentação a favor dos assim chamados *multi-projetos da linha de base*:

“Para países grandes com diferentes circunstâncias dentro de suas fronteiras e de diferentes redes elétricas nessas regiões, as linhas de base no setor de eletricidade podem precisar ser desagregadas dentro do País, para prover uma representação mais realista do que teria acontecido em caso contrário.”

Finalmente, tem que se levar em conta que embora os sistemas de hoje estejam interligados, o fluxo de energia entre N-NE e o S-SE-CO está fortemente limitado pela capacidade de linhas de transmissão. Então, só uma fração da energia total gerada em ambos os subsistemas, é transmitida em um sentido ou em outro. É natural que esta fração possa mudar sua direção e magnitude (até a capacidade da linha de transmissão) dependendo do comportamento hidrológico, clima e outros fatores não controlados. Mas não é provável que represente uma quantidade significativa da demanda de eletricidade de cada subsistema. Deve ser considerado também que só em 2004 a interconexão entre SE e NE foi concluída, isto é se os proponentes do projeto forem coerentes com os dados de geração de que dispõe a partir do tempo da submissão do DCP para validação, uma situação onde o fluxo de eletricidade entre os subsistemas que era mais restrita deve ser considerado.

O sistema de eletricidade brasileiro inclui hoje em dia ao redor de 91,3 GW de capacidade instalada, em um total de 1.420 empreendimentos de geração de eletricidade. Desses quase 70% são hidroelétricos, ao redor de 10% são usinas a gás natural, 5,3% são usinas a diesel e óleo combustível, 3,1% são fontes de biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, licor preto, madeira, palha de arroz e biogás), 2% são usinas nucleares, 1,4% são usinas a carvão, e também há 8,1 GW de capacidade instalada em países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai) que despacham eletricidade à rede elétrica brasileira. (Aneel, 2005) <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Esta capacidade no exterior é constituída na realidade por principalmente 6,3 GW da parte paraguaia de Itaipu Binacional, uma usina hidroelétrica operada pelo Brasil e Paraguai, onde a maior parte da energia produzida é destinada à rede elétrica brasileira.

A metodologia aprovada de Pequena Escala do tipo I.D requer que os proponentes do projeto considerem “todas as fontes geradoras que atendem o sistema.” Deste modo, ao aplicar esta metodologia, os



proponentes do projeto no Brasil deveriam procurar e pesquisar, todas as usinas de energia que servem ao sistema brasileiro.

Na realidade, as informações sobre tais fontes geradoras não estão publicamente disponíveis no Brasil. O centro de despacho nacional, ONS - *Operador Nacional do Sistema* - argumenta que a informação sobre o despacho é estratégica aos agentes de energia, sendo assim não pode ser mais disponibilizada. Por outro lado, ANEEL, a agência de eletricidade, provê informação sobre capacidade de energia e aspectos legais no setor de eletricidade, mas nenhuma informação de despacho pode ser obtida dessa agência.

Dessa forma os proponentes do projeto procuraram uma solução plausível, para poder calcular o fator de emissão no Brasil de modo mais preciso possível. Considerando que os dados reais de despacho são necessários, o ONS foi contatado para permitir aos participantes saberem até qual grau de informação lhes seria disponibilizado. Após meses de conversas, as informações de despacho diário das usinas foram disponibilizadas durante os anos 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes do projeto, discutindo a viabilidade de usar tais dados, concluíram que a melhor informação a ser considerada era determinar o fator de emissão para a rede elétrica brasileira. De acordo com ANEEL, na realidade, o ONS despachou de forma centralizada as usinas hidroelétricas com capacidade instalada de 75.547 MW em 31/12/2004, do total instalado no Brasil de 98.848 MW na mesma data (Aneel, 2005 http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Graficos_mai_2005.pdf) que incluem a capacidade disponível em países vizinhos para exportar ao Brasil e usinas de emergência que só são despachadas durante tempos de restrições de oferta no sistema. Então, embora o cálculo do fator de emissão seja executado sem considerar todas as fontes geradoras que servem o sistema, aproximadamente 76,4% da capacidade instalada que serve o Brasil é levado em conta, o que é bastante representativo se considerada a dificuldade em adquirir as informações de despacho no Brasil. Além disso, permanecem 23,6% de usinas que não possuem o despacho coordenado pelo ONS, pois: ou elas operam baseadas em acordos de compra de energia que não estão sob controle da autoridade de despacho; ou elas ficam situadas em sistemas não interconectados, nos quais o ONS não possui acesso. Deste modo, esta parte não é afetada pelos projetos de MDL, e esta é outra razão por não os levar em conta ao determinar o fator de emissão.

A quantidade de combustível consumido pelas usinas de queima fóssil-combustível relevantes, são as coletadas na pesquisa feita pela Agência Internacional de Energia (et de Bosi. al., 2002).

Os coeficientes de emissão de cada combustível são os indicados pelo IPCC (1996).

Utilizando os dados supracitados, os números da Tabela 2 (na seção E.2) e Tabela 4 (abaixo) surgem do cálculo da linha de base e a quantidade de redução de emissão para o período de crédito escolhido.

$$EF_y = 0,5 \times 0,9472 + 0,5 \times 0,1256 = 0,5364.$$

(6)



Cálculo da linha de base do Sistema Sul-Sudeste-Centro Oeste Brasileiro interconectado

Fatores de emissão PPE para o Sistema Interligado Sul-Sudeste-Centro Oeste		
Linha de base de pequena escala (sem importações)	OM (tCO2e/MWh)	Geração total (MWh)
2002	0,9394	276.731.024
2003	0,9698	295.555.969
2004	0,9431	301.422.617
	Média OM (2002-2004) tCO2e/MWh 0,9472	Total 873.820.610
		BM 2004 (tCO2e/MWh) 0,1256
	OM*0,5+BM*0,5(tCO2e/MWh) 0,5364	

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico, Centro Nacional de Operação do Sistema, Relatórios Diários de 1 Jan de 2002 a 31 de Dez de 2004.

E.1.2.5 Diferença entre E.1.2.4 e E.1.2.3 representa as reduções nas emissões em razão da atividade do projeto durante um período determinado:

As reduções de emissão pela atividade do projeto, ER_y , durante um determinado ano y é o produto dos fatores das emissões da linha de base, EF_y , vezes a eletricidade suprida pelo projeto para a rede elétrica, EG_y , como segue:

$$ER_y = EF_y \cdot EG_y \quad (7)$$

E.2 Tabela que fornece os valores obtidos na aplicação das fórmulas acima:

A tabela abaixo mostra a redução de emissão projetada avaliada antes e depois da conexão da PCH Santa Lúcia II com a Rede elétrica Nacional.

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
2003 (outubro)	5.622
2004	31.761
2005	29.791
2006	19.975
2007	19.975
2008	19.975
2009	19.975
2010 (setembro)	14.981
Total (tCO₂e)	162.055

Tabela 3-Reduções de emissão projetadas das atividades do projeto

**SEÇÃO F.: Impactos ambientais:****F.1. Se exigida pela parte anfitriã, documentação da análise dos impactos ambientais da atividade de projeto:**

Sobre as permissões regulatórias, a Maggi Energia recebeu a autorização emitida pela ANEEL para operar como um produtor de energia independente (PIE) que dá o direito para operar PCH Santa Lúcia II. Há dois documentos relacionados a esta autorização:

- Resolução nº 531, emitidos em 7 de Dez.de 2001, Maggi Energia autorizada para explorar Santa Lúcia II com 7,028 MW de capacidade instalada, e
- Despacho nº 1.123, emitido no dia 31 de Dez de 2004 que muda a capacidade instalada autorizada para 7,6 MW.

A resolução CONAMA 279 de junho de 2001 estabelece que as hidroelétricas menores que 10 MW não precisam de uma Avaliação de Impacto Ambiental (EIA).

Porém a legislação pede a publicação da emissão das licenças (LP, LI e LO) no boletim oficial estatal local (Diário Oficial do Estado) e no jornal regional para tornar o processo público e permitir as partes interessadas que comentem sobre os processos.

A legislação requer a emissão das seguintes licenças:

- Licença preliminar (Licença Prévia ou L.P.)- emitida durante a fase de concepção do projeto, contendo as exigências básicas conhecidas durante a construção e operação.
- Licença de construção (Licença de Instalação ou L.I.) e,
- Licença operacional (Licença de Operação ou L.O.).

O projeto tem as licenças ambientais necessárias. As licenças operacionais e permissões foram emitidas pela FEMA-MT, a agência ambiental estatal do Estado do Mato Grosso.

SEÇÃO G. Comentários das partes interessadas:**G.1. Breve descrição de como os comentários das partes interessadas locais foram solicitados e compilados:**

Para projetos que não requerem um EIA, não são requeridas as audiências públicas. Por outro lado, a legislação pede a publicação da emissão das licenças (LP, LI e LO) no boletim oficial estatal local (*Diário Oficial do Estado*) e em um jornal local para tornar o processo público, permitindo as partes interessadas comentem o processo.

A AND brasileira (Comissão Interministerial das Mudanças Globais de Clima - CIMG/MCT) publicou a Resolução #1 que define os procedimentos necessários de comunicações das comunicações entre as partes envolvidas para os projetos no Brasil. Esta Resolução foi publicada em setembro de 2003, logo antes da usina começar a operar.

A fim de satisfazer esta resolução, a Maggi Energia emitiu cartas às partes interessadas, descrevendo o projeto e convidando a comentar das seguintes partes interessadas:



- Secretário de meio ambiente do Estado de Mato Grosso;
- Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Associação Comercial de Sapezal;
- Prefeito do Município do Município de Sapezal;
- Secretaria responsável pelo Meio Ambiente do município de Sapezal e
- Ministério Público do Estado de Mato Grosso

G.2. Resumo dos comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido.

G.3. Informar a respeito de como conta devida foi levada de qualquer comentário recebido:

Nenhum comentário foi recebido.

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

(fomentador do projeto)

Organização:	C-Trade Comercializadora de Carbono Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Av. Rio Branco, 1 - 9º Andar, Bloco B,
Edifício:	
Cidade:	Rio de Janeiro
Estado/Região:	Rio de Janeiro
CEP:	20090-003
País:	Brasil
Telefone:	++55.11.3259.4033
FAC-SÍMILE:	++55.11.3159.0828
E-mail:	
URL:	
Representado por:	
Título:	Diretor executivo
Tratamento:	Sr.
Último nome:	Ennes
Nome do meio:	Augusto Weigert
Primeiro nome:	Sergio
Departamento:	
Celular:	++55.11.8384.0022
FAC-SÍMILE direto:	
Tel direto:	
E-mail pessoal:	sergio.ennes@luminaenergia.com.br



(administrador da planta)

Organização:	MAGGI ENERGIA S.A.
Rua/Caixa Postal:	Av. Presidente Médici, 4269,
Edifício:	
Cidade:	Rondonópolis
Estado/Região:	Mato Grosso
CEP:	78.705-000
País:	Brasil
Telefone:	++55.66.411.7243
FAC-SÍMILE:	++55. 66.411.3000
E-mail:	
URL:	www.grupomaggi.com.br
Representado por:	
Título:	Diretor
Tratamento:	Sr.
Último nome:	Rubert
Nome do meio:	Anselmo
Primeiro nome:	Roberto
Departamento:	
Celular:	++55.66.9999.4804
FAC-SÍMILE direto:	
Tel direto:	
E-mail pessoal:	rubert@grupomaggi.com.br

**Anexo 2****INFORMAÇÕES RELATIVAS AO FINANCIAMENTO PÚBLICO**

Nenhum financiamento público as parte do Anexo I foi ou será solicitado para as atividades do projeto.

**Anexo 3-Bibliografia**

01. MME – Plano Decenal 2003-12:
Sumário Executivo do Plano Decenal de Expansão 2003/2012
Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
Ministério de Minas e Energia
www.ccpe.gov.br / www.mme.gov.br
02. Ministério de Minas e Energia, 2003
Balanço Energético Nacional 2003
Secretaria de Energia
www.mme.gov.br
03. ONS – Mapas do Sudeste e Centro-Oeste:
http://www.ons.org.br/ons/download/DU_Rede%20Oper.S-SE-CO.R36_06-09-04.pdf
04. Bosi, M. 2001
An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study
OECD and IEA Information Paper COM/ENV/EPOC/IEA/SLT (2001)4
<http://www.oecd.org/env/cc/>
05. Kartha, S., Lazarus, M. and Bosi, M., 2002
Practical Baseline Recommendations for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector
OECD and IEA Information Paper COM/ENV/EPOC/IEA/SLT (2002)1
<http://www.oecd.org/env/cc/>
06. Bosi, M. and Laurence, A., 2002
Road Testing Baselines for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector
OECD and IEA Information Paper COM/ENV/EPOC/IEA/SLT (2002)6
<http://www.oecd.org/env/cc/>
07. OECD, 2005
Economic Survey of Brazil 2005
OECD, ISBN 92-64-00747-4, February, 2005
<http://www.oecd.org>
08. PDD - Ecoinvest, 2005
Rialma Companhia Energética S.a. PCH Santa Edwiges II – Projeto MDL de pequena escala – Fevereiro de 2006.
<http://cdm.unfccc.int/>
09. Operador Nacional do Sistema Elétrico,
Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2004
ONS RE 3/036/2004
<http://www.ons.org.br/ons/planejamento/index.htm>
10. CDM Executive Board
Approved Consolidated Baseline Methodology ACM0002 – “Consolidated Methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources” version 03
UNFCCC, CDM Executive Board
21st Meeting Report, September 28-30, 2005, Annex 8
<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings>