

**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL -DCP)
Versão 03-em vigor a partir de: 28 de julho de 2006**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação da Linha de Base e Metodologia de Monitoramento
- C. Duração da atividade de projeto / Período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentário das partes interessadas

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade de projeto

Anexo 2: Informações com relação a financiamento público

Anexo 3: Informações da linha de base

Anexo 4: Plano de Monitoramento

MDL– Conselho Executivo

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

Título: Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)

Versão: 3

Data: 07 de Julho de 2010

A.2. Descrição da atividade de projeto:

A presente atividade de projeto consiste na geração de energia elétrica por fonte renovável – potencial hidrelétrico, por meio da construção de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) denominada Malagone, em desenvolvimento pela Sociedade de Propósito Específico Hidrelétrica Malagone SA., sendo a presente atividade de projeto a primeira em desenvolvimento no setor energético.

Com uma capacidade instalada de 19 MW de potência, está localizada no rio Uberabinha, município de Uberlândia, Estado de Minas Gerais na região Sudeste do Brasil.

Este empreendimento possui como principal objetivo a geração de energia elétrica cujo despacho será efetuado no Sistema Interligado Nacional (SIN) compensando a geração térmica por combustíveis fósseis presentes neste sistema com a geração de eletricidade renovável. O objetivo da construção da PCH está em consonância com a crescente demanda de energia no Brasil.

Além disso, ajudará no que diz respeito à melhoria no fornecimento de eletricidade contribuindo para a sustentabilidade ambiental através do aumento da participação da energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade do Brasil. Sendo assim, **a presente atividade de projeto preconiza a construção de novos projetos de energia renovável como alternativa ambientalmente sustentável de geração de energia elétrica.**

Considerando que o projeto consiste em uma pequena central hidrelétrica com um pequeno reservatório (1,27 km²), o mesmo apresenta impacto ambiental praticamente nulo se comparado às grandes instalações hidrelétricas. Esse fato é importantíssimo, pois a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas contribui para o uso eficiente dos recursos naturais e ambientais, evitando, assim, o crescimento do passivo ambiental e social causados por novas grandes centrais hidrelétricas.

Ainda como um fator de relevância a ser apontado para este caso é o fato de que o investimento em tecnologias modernas é uma das justificativas para que o projeto torne o uso dos recursos hídricos eficiente.

Já no que diz respeito à contribuição do projeto na mitigação de emissões dos Gases de Efeito Estufa (GEE), a atividade de projeto reduz as emissões desses gases evitando a entrada em operação de centrais termelétricas que utilizam combustíveis fósseis como insumos energéticos. Na ausência da atividade de projeto os combustíveis fósseis seriam queimados nas unidades geradoras termelétricas interligadas à rede. Esta iniciativa ajuda o Brasil a cumprir suas metas de promover o desenvolvimento sustentável.

A atividade de projeto também está alinhada com as exigências específicas do MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) do país anfitrião, pois:

MDL– Conselho Executivo

- Contribui com a sustentabilidade ambiental uma vez que reduzirá o uso de energia fóssil (fontes não renováveis). Sendo assim o projeto contribui para a melhor utilização dos recursos naturais e faz uso de tecnologias limpas e eficientes;
- Contribui para melhores condições de trabalho e aumenta a oportunidade de emprego nas áreas onde os projetos estão localizados;
- Contribui para melhores condições da economia local, pois o uso energia renovável diminui a dependência de combustíveis fósseis, diminui a quantidade de poluição associada e os custos sociais relacionados a ela.

A.3. Participantes do projeto:

Nome das Partes envolvidas (*) no projeto	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (*) (quando aplicável)	Por favor, indique se a parte envolvida gostaria de ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Hidrelétrica Malagone S.A (Entidade Privada)	Não
	Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda (Entidade Privada)	
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o DCP de MDL fica disponível para o público, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).		

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:**A.4.1. Localização da atividade do projeto:****A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):**

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado etc.:

Região Sudeste / Estado de Minas Gerais

A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc:

Município de Uberlândia;

A.4.1.4. Detalhes sobre a localização física inclusive informações que permitam a identificação única dessa atividade de projeto:

MDL– Conselho Executivo

A atividade de projeto está localizada no rio Uberabinha, região Sudeste do Brasil, Estado de Minas Gerais no município de Uberlândia. As coordenadas geográficas do local da barragem são: 18° 40' 50'' S e 48° 29' 57'' W . Segue abaixo a Figura 1 que ilustra a localização do empreendimento:

Figura 1: Localização da cidade de Uberlândia



Fontes: Wikipedia - pt.wikipedia.org e City Brazil - www.citybrazil.com.br¹

A.4.2. Categoria da atividade de projeto:

Geração de eletricidade por fontes renováveis conectada a uma rede.
Categoria Setorial 1: Indústrias Energéticas (Fontes Renováveis / Não Renováveis)

A.4.3. Tecnologia empregada pela atividade de projeto:

(a) O cenário existente antes do início da implementação da atividade de projeto:

Anteriormente à implementação do projeto proposto, a eletricidade continua a ser gerada pelo atual mix de geração que possui grande participação de centrais elétricas movidas a combustível fóssil. A atividade de projeto reduz as emissões de Gases de Efeito Estufa através da prevenção da entrada em operação de usinas termelétricas que possuem combustíveis fósseis como fonte de energia. Na ausência da atividade de projeto, combustíveis fósseis seriam queimados / utilizados em termelétricas interconectadas ao sistema interligado nacional.

(b) O escopo de atividades/medidas que estão sendo implementadas dentro da atividade de projeto:

A tecnologia empregada pelo empreendimento é o aproveitamento da energia hidráulica do Rio Uberabinha (Bacia do Rio Paranaíba) para a geração de energia elétrica, a energia potencial gravitacional

¹ City Brasil – Percorrendo o Brasil de A a Z. <http://www.citybrasil.com.br>

MDL– Conselho Executivo

da água é utilizada para movimentar as turbinas e fazendo isto aciona também os geradores capazes de produzir energia elétrica. Esta é uma fonte de energia renovável e apresenta mínimo impacto ambiental.

A PCH Malagone é um empreendimento classificado como Pequena Central Hidrelétrica, pois de acordo com a Resolução 652, de 9/12/2003, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para ser considerada uma PCH, a área do reservatório deve ser inferior a 3 Km² (300 ha) e a capacidade de geração deve estar entre 1 MW e 30 MW. A PCH Malagone possui área de reservatório de 1,27 Km² e a capacidade instalada de geração de 19 MW, sendo assim sua densidade de potência será de 14,96 W/m² (totalmente de acordo com as regras de aplicabilidade da metodologia do projeto). Esse empreendimento também é denominado **usina a “fio d’água”**, pois não possui “estoque” de água significativo.

A PCH Malagone despachará a energia gerada para o Sistema Interligado Nacional (SIN) através da Subestação SE Uberlândia – 1 (CEMIG SE-1, cuja extensão é de 34 km, em 138 KV) situada no município de Uberlândia, Estado de Minas Gerais, Brasil. A CEMIG é também a concessionária local.

A tecnologia e os equipamentos utilizados na atividade de projeto são desenvolvidos e fabricados no Brasil não estando prevista transferência de *know how* ou tecnologia para o país anfitrião. As características principais podem ser vistas na tabela 1 abaixo:

Tabela 1: Dados técnicos da PCH

PCH	Malagone
Potência Instalada (MW)	19
Área do Reservatório (Km ²)	1,27
Energia Assegurada (MW)	10,11
Vazão Média do Rio (m ³ /s)	25
Turbina Tipo	Francis
Quantidade	2
Potência (kW)	9800
Vazão (m ³ /s)	26,36
Rotação (rpm)	400
Gerador	
Quantidade	2
Potência Nominal (kVA)	10560
Potência Efetiva (MW)	9,5
Tensão Nominal (kV)	6,9
Fator de Potência	0,9
Frequência (Hz)	60

(c) O cenário da linha de base:

O cenário da linha de base da atividade de projeto é o mesmo cenário existente anteriormente ao início da implementação da atividade de projeto.

MDL– Conselho Executivo

A.4.4. Total estimado de reduções nas emissões durante o período de créditos escolhido:
Tabela 2: Estimativa de Reduções de Emissões de tCO₂e

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
2011 (Janeiro)	27.552
2012	27.552
2013	27.552
2014	27.552
2015	27.552
2016	27.552
2017 (Dezembro)	27.552
Total estimado de reduções (toneladas de CO₂e)	192.864
Número total de anos de créditos	7
Média anual estimada de redução de emissões durante o período de créditos (tCO₂e)	27.552

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

Não há financiamento público por Partes inclusas no Anexo I sendo o crédito de carbono a opção escolhida.

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

A ferramenta metodológica utilizada para o cálculo da linha de base é a "**Tool to calculate the emission factor for an electricity system**" - versão 02 (válida a partir da Reunião 50 do Executive Board da UNFCCC).

A ferramenta utilizada para monitoramento é a ACM0002: "**Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources**" - versão 11 (válida a partir de 26 de Fevereiro de 2010).

A ferramenta metodológica utilizada para a demonstração da adicionalidade é a "**Tool for the demonstration and assessment of additionality**" - versão 5.2 (válida a partir de 26 de Agosto de 2008).

B.2. Justificativa para a escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto:

MDL– Conselho Executivo

A metodologia ACM0002 “Metodologia de Linha de Base Consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede” estabelece que:

“Aplicabilidade:

Esta metodologia é aplicável a atividades de projeto de geração de eletricidade renovável conectadas a rede que (a) instalem novas plantas em um local onde não havia instalado nenhuma usina de energia renovável em operação antes da implementação da atividade de projeto (usina greenfield); (b) envolve adição de capacidade; (c) envolve repotenciação de uma usina existente; ou envolva a substituição em plantas existentes.”

Sendo assim, o item (a) acima é aplicável à presente atividade de projeto.

A atividade de projeto envolve a instalação de uma usina hidrelétrica, então a metodologia é aplicável de acordo com a seguinte condição:

“A atividade de projeto resulta em um novo reservatório e a densidade de potência da usina hidrelétrica, de acordo com as definições dadas na seção de “Emissões do Projeto”, é maior que 4W/m².”

Considerando que a PCH Malagone é uma planta de geração de energia renovável com uma densidade de potência de 14,96w/m², desta maneira, maior que 4 W/m², está conectada à rede interligada e é resultante de um novo reservatório, a ACM0002 é aplicável à presente atividade de projeto.

B.3. Descrição das fontes e gases inclusos nos limites do projeto:

De acordo com a metodologia ACM0002 “a extensão espacial do limite do projeto inclui a usina elétrica e todas as usinas elétricas conectadas fisicamente ao sistema elétrico definido para o projeto MDL”, o que neste caso é o SIN (Sistema Interligado Nacional).

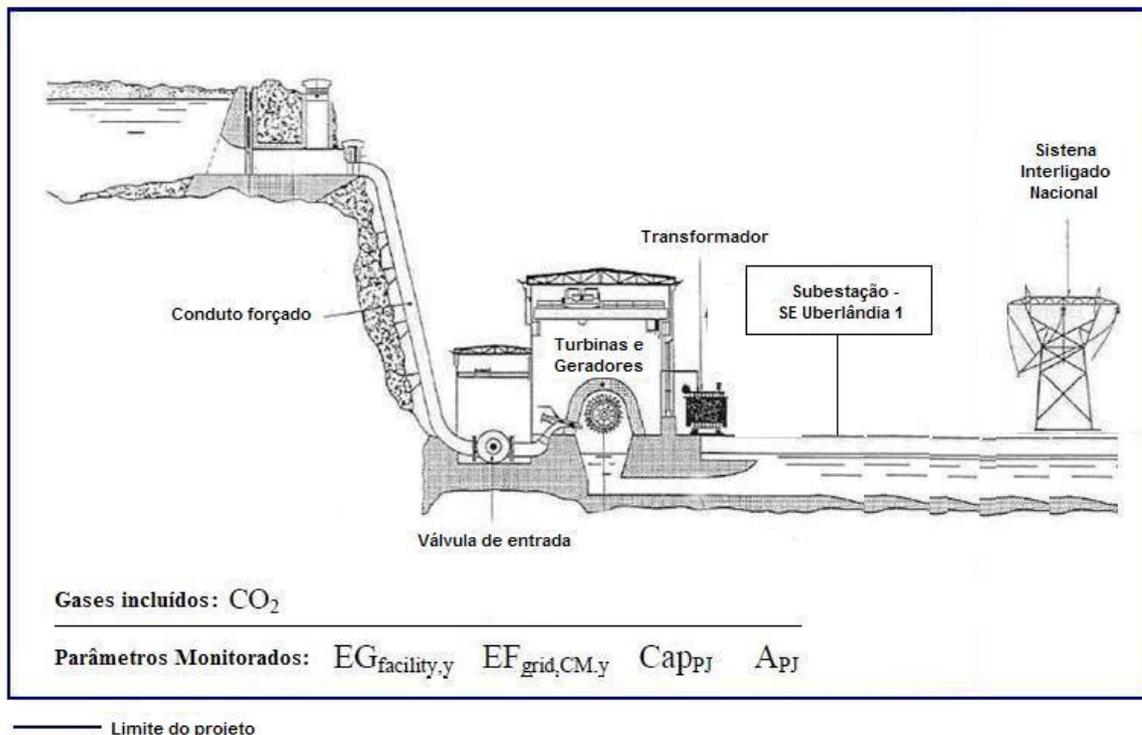
Os gases do efeito estufa e fontes de emissão inclusos no limite de projeto são descritos na tabela abaixo:

Tabela 3: Descrição das fontes e gases inclusos nos limites do projeto

	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa / Explicação
Linha de Base	Emissões de CO ₂ de geração de eletricidade em usinas a combustível fóssil substituídas pela atividade de projeto	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão
		CH ₄	Não	Fonte de emissão secundária
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária
Atividade de Projeto	Para usinas hidrelétricas, emissões de metano advindas do reservatório	CO ₂	Não	Fonte de emissão secundária
		CH ₄	Não	Considerando que a Densidade de Potência da PCH Malagone é 14,96W/as emissões do reservatório não são consideradas.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária

MDL– Conselho Executivo

O diagrama abaixo ilustra os limites do projeto, principais equipamentos, parâmetros monitorados e gases incluídos:



Considerando a localização da conexão à rede da atividade de projeto, a eletricidade será despachada à subestação SE Uberlândia – 1, situada no município de Uberlândia, Estado de Minas Gerais, Brasil. Este será o ponto de conexão, onde a CEMIG é a concessionária local. Os medidores de energia serão instalados na subestação ou próximo à casa de força da usina, os quais são incluídos nos limites do projeto.

As Emissões de CO₂ da linha de base são descritas no item B.6.1. com o uso da ferramenta para o cálculo do fator de emissão² para um sistema elétrico.

As emissões da atividade de projeto não precisam ser consideradas, pois a densidade de potência é maior que 10 W/m² (vide item B.6.1.).

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

² Comissão Interministerial de Mudanças Global do Clima (CIMGC). Fatores de Emissão de CO₂ de acordo com a ferramenta metodológica: “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” aprovada pelo Conselho Executivo do MDL - <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

MDL– Conselho Executivo

De acordo com a ACM0002 “se a atividade de projeto é a instalação de uma nova usina conectada a rede, a linha de base é a seguinte:

“Eletricidade entregue a rede pela atividade de projeto que teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas a rede e pela adição de novas fontes, como refletido na descrição do cálculo da margem combinada (CM) na ‘Tool to calculate the emission factor for an electricity system’, mostrada no item B.6.1.”

Além disso, a linha de base é o kWh produzido pela unidade de geração renovável multiplicado por um coeficiente de emissão calculado de uma maneira transparente e conservadora.

Na ausência da atividade de projeto, a energia elétrica estaria sendo gerada pelas demais usinas integrantes do sistema único brasileiro, incluindo as térmicas a combustíveis fósseis.

Sendo assim as alternativas para a atividade de projeto, consistentes com as leis e regulações atuais, foram:

Cenário 1: Implementação do projeto sem ser registrado como uma atividade de projeto MDL.

Cenário 2: A continuação da situação atual, com a eletricidade sendo fornecida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), o qual tem grande participação de plantas termelétricas movidas a combustível fóssil.

A atividade de projeto utiliza como fonte de dados para o cálculo do Fator de Emissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) - rede conectada no Brasil, os coeficientes de Margem de Construção e Margem de Operação que são fornecidos pela Autoridade Nacional Designada (AND) do país hospedeiro - Brasil.

O Fator de emissão de CO₂ resultante da geração de energia elétrica no sistema verificado no Sistema Interligado Nacional (SIN) no Brasil é calculado com base nas gravações da geração a partir das plantas operadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) elétrico, o qual inclui usinas termoelétricas que utilizam combustíveis fósseis como fonte de energia.

O método utilizado para o cálculo acima mencionado é o método da análise do despacho. Esta informação é necessária para projetos de energia renovável que estejam ou sejam conectados ao sistema elétrica implantados no Brasil sob o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto.

Os dados são resultantes do trabalho realizado entre o Operador Nacional do Sistema (ONS), do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério de Ciência e Tecnologia, que estão disponíveis aos proponentes de projeto no Brasil. Assim, estes dados foram utilizados/ aplicados no cálculo ex-ante (das estimativas) das reduções de emissões da atividade de projeto e, também, serão calculadas ex-post no monitoramento do projeto. Maiores detalhes podem ser visualizados através do seguinte link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/73318.html>.

B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada no MDL (avaliação e demonstração de adicionalidade):

MDL– Conselho Executivo

Para a descrição deste item é utilizada a "**Ferramenta para demonstração e determinação da adicionalidade**", versão 05.2.

Etapa 1. Identificação de alternativas para a atividade do projeto, consistentes com leis e regulamentos atuais.

Sub-etapa 1a. Definir alternativas para a atividade de projeto.

1 – A atividade de projeto proposta implementada sem o seu registro como uma atividade de projeto MDL.

2 - A continuação da situação atual, com a eletricidade sendo gerada para o Sistema Interligado Nacional (SIN), o qual tem uma grande participação de plantas termelétricas movidas a combustível fóssil.

Sub-etapa 1b. Cumprimento das leis e regulamentações:

Os cenários alternativos e o de projeto estão ambos em conformidade com todas as regulamentações das seguintes entidades: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Fundação Estadual do Meio Ambiente (FEAM) e o Conselho Executivo do MDL.

Etapa 2. Análise de Investimento

Determine se a atividade de projeto não é:

- (a) A mais economicamente ou financeiramente atrativa; ou
- (b) Economicamente ou financeiramente viável, sem os rendimentos da venda das reduções certificadas de emissões (RCEs).

Sub-etapa 2a. Determine o método de análise apropriado

A ferramenta metodológica dispõe das seguintes opções para a análise de investimento:

- Opção I - Análise simples de custos,
- Opção II- Análise de comparação de investimentos,
- Opção III - Análise de índice referencial (*benchmark*).
-

A opção III foi escolhida.

Sub-etapa 2b. Opção III. Análise referencial aplicada

O indicador financeiro adequado à atividade de projeto MDL escolhido para a análise da adicionalidade é a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto, sendo que este tipo de indicador financeiro é considerado adequado para este tipo de projeto, bem como se mostra adequado ao contexto de investimento em projetos.

A análise do índice financeiro / econômico é baseada em parâmetros que são considerados padrão no mercado de energia no Brasil e no mundo, considerando as características específicas do tipo de projeto – investimento em projetos de energia.

MDL– Conselho Executivo

A análise de benchmark (referencial) é realizada através da comparação da TIR do projeto com um benchmark adequado. O benchmark estabelecido para esta comparação é a média de rendimentos / rentabilidade proporcionada por Títulos da Dívida do Governo disponíveis no momento ou anteriormente ao início da atividade de projeto, títulos os quais são negociados em mercados públicos. Os Títulos do Governo são considerados indicadores de longo prazo, os quais refletem perspectivas de longo prazo do mercado, com vencimentos acima de 10 anos – tal qual o tempo de vida da atividade de projeto, onde ambos são considerados investimentos de longo prazo.

No que diz respeito ao benchmark público para comparação, em sua determinação foi levado em consideração a rentabilidade proporcionada pelos títulos públicos brasileiros disponíveis em um período de tempo mais longo, o qual neste caso ao menos 5 anos antes do início da atividade de projeto anos anteriores ao início da atividade de projeto foi utilizado na determinação do benchmark.

A média de cinco anos foi utilizada no cálculo do benchmark (de 2003 a 2007), desta maneira desde o início da comercialização do título público NTN-C com vencimento em 1 de Abril de 2021.

A tabela apresenta o título público mais conservador disponível:

Tabela 4: Títulos públicos disponíveis no momento da tomada de decisão e início da atividade de projeto:

Títulos Públicos no Brasil - rentabilidade

Fonte: http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/balanco_tesouro_direto.asp

Título Público	Indexador	Vencimento	Yield					Média
			2003	2004	2005	2006	2007	
NTN-C	IGP-M	1/4/2021	39,12%	25,66%	5,84%	19,47%	21,00%	22,22%

Fontes: http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/download/balanco/2003/balanco_1203.pdf
http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/download/balanco/2004/balanco_1204.pdf
http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/download/balanco/2005/balanco_1205.pdf
http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/download/balanco/2006/balanco_1206.pdf
http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/download/balanco/2007/balanco_1207.pdf

Para o cálculo da media da rentabilidade (Yield) dos títulos públicos, foram utilizadas as rentabilidades dos anos de 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007, com o intuito de não apresentar um valor pontual ao benchmark, o que permite a construção de um benchmark com consistência temporal.

Desta maneira, o título público NTN-C (válido até 01/04/2021) foi estabelecido como o benchmark, o qual é a opção mais conservadora dentre as disponíveis. A rentabilidade média da NTN-C é de 22,22% ao ano.

Sub-etapa 2c: Calculo e comparação de indicadores financeiros

Os participantes do projeto apresentaram o fluxo de caixa do projeto, o qual resulta na Taxa Interna de Retorno do Projeto (TIR) em um documento separado com todas as informações necessárias para se conduzir os cálculos financeiros. Assim, o fluxo de caixa e os dados de entrada da planilha financeira serão apresentados à Entidade Operacional Designada (EOD), para a qual será realizada sua validação. Esses dados serão disponibilizados para qualquer agente MDL que solicitar ou requerer essas informações com o intuito de avaliar a adicionalidade do projeto. Também, todos os parâmetros utilizados nos cálculos financeiros estão disponibilizados na mesma planilha financeira.

MDL– Conselho Executivo

O fluxo de caixa foi estabelecido, levando-se em consideração a vida útil operacional da usina e resulta em uma Taxa Interna de retorno igual a 16,58% ao ano. Este resultado leva em consideração a evolução dos preços e custos associados ao projeto ao longo dos anos.

Comparando-se a TIR do projeto (16,58%) com o benchmark mencionado acima, é possível observar que o indicador do projeto é consideravelmente inferior ao segundo.

A tabela abaixo resume os resultados do *benchmark analysis*:

Tabela 5: Comparação entre o benchmark e a TIR da atividade de projeto.

PCH Malagone	Benchmark	TIR
	(%a.a.)	(% a.a.)
	22,22	16,58

Como é possível observar acima, a TIR do projeto é inferior ao benchmark, então a atividade de projeto não pode ser considerada a melhor alternativa economicamente/financeiramente atrativa.

As RCEs (Reduções Certificadas de Emissões) são instrumentos altamente significantes para os proponentes de projeto de forma a superar barreiras, melhorar a qualidade do investimento e, além disso, estimular futuros investimentos em projetos de geração de energia renovável.

Sub-etapa 2d: Análise de sensibilidade

Para ilustrar conclusivamente a não atratividade financeira/econômica do projeto, uma análise de sensibilidade foi realizada variando premissas / dados de entrada da planilha financeira considerados críticos e que podem variar em alguns casos.

Conforme recomendação do "Guidance on the Assessment of Investment Analysis" da ferramenta mencionada acima para demonstração da adicionalidade “somente variáveis, incluindo os custos de investimento iniciais, que constituem mais do que 20% dos custos do projeto, bem como, das receitas proporcionadas devem ser submetidas à variação”. No entanto, os proponentes de projeto estenderam a análise de sensibilidade ao parâmetro custos de O&M, mesmo sendo observado que os mesmos não constituem mais do que 20% dos custos totais do projeto ou receitas, pois este será a principal saída ao longo dos anos depois do investimento.

Levando-se em consideração o último parágrafo, as variáveis que seguem foram estabelecidas e sensibilizadas: (1) Custos de Investimento; (2) Fator de Capacidade da Planta / Energia assegurada; (3) Preço da Energia e (4) Custos de O&M.

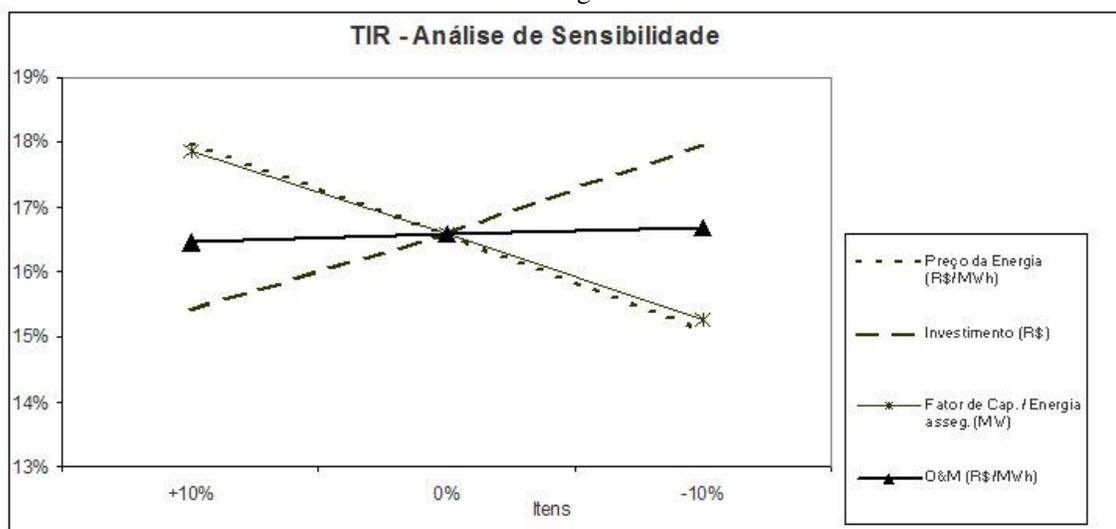
Com o objetivo de analisar os impactos financeiros sobre a atividade de projeto, uma variação de 10% sobre os parâmetros críticos determinados acima foi realizada, o que apresentou resultados que estão demonstrados na tabela e gráfico que seguem abaixo:

Tabela 6: Resultados da análise de sensibilidade - tabela.

MDL– Conselho Executivo

Análise de sensibilidade						
No.	Item	Valor	+10%	0%	-10%	Obs
1	Preço da Energia (R\$/MWh)	169,10	186,01	169,10	152,19	Desconsiderando-se as receitas provenientes dos CERs.
	TIR		17,99%	16,58%	15,11%	
2	Investimento (R\$)	92.137.018,75	101.350.720,63	92.137.018,75	82.923.316,88	
	TIR		15,40%	16,58%	17,97%	
3	Fator de Cap. / Energia asseg. (MW)	10,11	11,12	10,11	9,10	
	TIR		17,86%	16,58%	15,25%	
4	O&M (R\$/MWh)	13,20	14,52	13,20	11,88	
			16,46%	16,58%	16,70%	

Gráfico 1: Resultados da análise de sensibilidade – gráfico.



Com a análise de sensibilidade apresentada acima, mesmo a variação do parâmetro que apresenta a maior TIR, 17,99%, através do aumento de 10 % no preço da energia, não possibilita que o benchmark seja superado. Sendo assim, após a variação de +/-10%, o projeto permanece adicional.

Apesar da análise de sensibilidade ter apresentado que o benchmark não pode ser superado pela TIR do projeto, outro tipo de análise foi preparado com o objetivo de encontrar o ponto de equilíbrio entre a TIR do projeto e o benchmark estabelecido. Esta abordagem irá fortalecer que a atividade de projeto não está inserida em um cenário de investimento, onde há possibilidade do mesmo se tornar uma alternativa financeira/econômica mais atrativa por mudanças nos parâmetros críticos da planilha financeira.

Os resultados da análise do ponto de equilíbrio estão apresentados abaixo:

MDL– Conselho Executivo

Tabela 7: Ponto de equilíbrio entre a TIR do projeto e o benchmark estabelecido.

Breakeven point						
Parâmetro variado	Valor Original	Breakeven Point	TIR Original	% de desvio	Benchmark	
Preço da Energia (R\$/MWh)	169,10	239,41	16,58%	41,58%	22,22%	
Investimento (R\$)	92.137.018,75	62.514.736,47	16,58%	-32,15%	22,22%	
Fator de Capacidade / consider. Energia Assegura	10,11	14,75	16,58%	45,86%	22,22%	
Custos de O&M	13,20	-52,28	16,58%	-496,17%	22,22%	

Da tabela apresentada acima, os cenários apresentados são considerados improváveis de ocorrer pelos participantes do projeto. Principalmente pelo motivo de que o percentual de desvio (ou variação) entre o ponto de equilíbrio e o valor original de cada parâmetro (dado obtido através dos cálculos financeiros - TIR do projeto) necessita sofrer mudanças severas para que ocorra e isso não é considerado possível como é demonstrado na análise sobre a possibilidade de os mesmos ocorrerem que segue abaixo.

Probabilidade de ocorrência dos cenários da análise do ponto de equilíbrio

Custo de Investimento

O valor de investimento apresentado na planilha financeira do projeto está embasado no Orçamento Padrão Eletrobrás (OPE) que é considerado um dado confiável para o valor de investimento. Além disso, os custos atuais de investimento no projeto estão apontando para valores superiores aos utilizados como "dado de entrada" da planilha de cálculo da TIR.

Preço da Energia

O valor original para o preço da energia utilizado nos cálculos financeiros do projeto é considerado adequado já que o mesmo foi estabelecido em um contrato de compra de energia (Power Purchase Agreement – PPA da sigla em inglês) assinado pelos donos do projeto, onde o preço foi definido como R\$169,1/MWh, em Janeiro de 2009 e com reajuste anual pelo IGP-M. Este valor não pode mudar, pois o mesmo é um valor firmado e, principalmente pelo fato de que é improvável que ocorra um aumento de 41,58% no preço de energia, como calculado e apresentado acima.

Portanto, como o preço da energia foi estabelecido em contrato, a Taxa Interna de Retorno não será alterada de modo que a TIR ultrapasse o benchmark.

Fator de Capacidade

Este dado é oficial e foi calculado e disponibilizado publicamente pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e o valor leva em consideração as séries históricas de vazões do rio no qual o projeto está inserido. O valor do dado pode ser visto através do seguinte link: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2008010spde.pdf>. Não é provável que o cenário ocorra para que haja o ponto de equilíbrio, já que para isso o fator de capacidade da usina é levado a um valor 45,86% maior que o valor original.

O&M

Considerando que na análise do *breakeven point* (análise do ponto de equilíbrio) a TIR do projeto não apresenta mudanças significativas pela alteração dos custos de O&M, pois seria necessário obter um

MDL– Conselho Executivo

valor virtual negativo (-52,28 R\$/MWh) de O&M para a TIR do projeto atingir o benchmark, e mesmo que consideremos este parâmetro como sendo zero a TIR somente altera-se para 17,77% ao ano (e o benchmark é de 22,22%), é razoável concluir que este parâmetro não afeta a adicionalidade do projeto.

Conclusão

À luz da análise provida nas sub-etapas acima, podemos concluir que a atividade de projeto não é a alternativa financeiramente mais atrativa, pois existem alternativas com maior atratividade financeira, que ocasionariam em maiores emissões.

Desta maneira, fica evidente que o projeto deve se tornar um projeto MDL e as receitas dos créditos de carbono devem inevitavelmente fazer parte do fluxo de caixa do projeto. Isso faz com que as receitas do projeto sejam melhores para os seus participantes tanto sob o ponto de vista de recursos financeiros, pois com os créditos de carbono a TIR do projeto sobe para 17,10%, como sob o ponto de vista de benefícios intangíveis que no Brasil tem agregado valor a empresas.

Etapa 3: Análise de Barreiras

Não necessária. Como concluído na análise de sensibilidade, a atividade de projeto não é financeiramente atrativa.

Etapa 4: Análise das Práticas Comuns

Sub-etapa 4a: Analise outras atividades similares à atividade de projeto proposta:

Para a análise da Prática Comum, foi realizada uma análise de outras atividades que se tornaram operacionais e que são similares à presente atividade de projeto. Desta maneira, as atividades similares selecionadas devem estar no mesmo país, região, compartilhem do uso de tecnologias semelhantes, tenham escalas similares e, por fim, que tenham sido concebidas em um ambiente comparável no que diz respeito aos marcos regulatórios, climas de investimento, acesso à tecnologia, etc.

Tendo isso como base, foram selecionadas projetos de geração de energia renovável por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) com capacidade instalada de +/- 50% da potência da PCH Malagone (19 MW), o que resulta em, aproximadamente, atividades de 9 a 28,5 MW, mas considerando o limite de 30 MW correspondendo ao limite superior de capacidade instalada para PCHs no Brasil, de acordo com as regulações brasileiras para o setor (veja a definição de PCHs no Brasil que está mencionada na Seção A.4.3 do PDD), a análise da prática comum foi realizada com usinas de capacidade instalada compreendida entre 9 e 30 MW.

Outras atividades de projeto MDL (projetos registrados e outras atividades de projeto que publicaram seus projetos no site da UNFCCC para comentários dos stakeholders globais – como parte do processo de validação de um projeto MDL) não foram incluídas na análise da prática comum³.

³ As fontes de dados utilizados para a pesquisa de projetos (fontes públicas disponíveis para consulta) são:

UNFCCC website – <http://unfccc.int>

MDL– Conselho Executivo

Considerando a abordagem a ser realizada neste item da análise de adicionalidade do projeto, há de se considerar que existem duas fontes principais / mecanismos de incentivos para implementação de projetos no Brasil: o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo estabelecido pelo Protocolo de Quioto e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

O PROINFA é um programa governamental de incentivos que tem como objetivo estimular e incentivar, através de incentivos financeiros, o desenvolvimento de empreendimentos de geração de energias e tecnologias renováveis.

Este programa foi estabelecido devido às dificuldades enfrentadas pelos empreendedores em obter financiamentos para implementar projetos, nas dificuldades em oferecer garantias aos fornecedores de financiamento, e quanto a outros impeditivos devido aos empreendimentos serem de pequeno porte e de organizações relativamente pequenas. Os incentivos financeiros fornecidos pelo Governo Federal são embasados basicamente em linhas diferenciadas de financiamento, garantias de receitas mínimas ao projeto por meio de contratos de compra de energia firmados entre o empreendedor e a Eletrobrás (empresa controlada pelo governo), a qual assegura ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia comprada durante o período de financiamento oferecido pelo programa, na proteção aos riscos de curto prazo do mercado aos quais os estão expostos os proponentes de projeto, dentre outros benefícios da adesão ao programa. As PCHs estão listadas como uma das fontes de energia elegíveis a participar do PROINFA.

Os projetos sob o Proinfa são elegíveis para participar do MDL, em concordância com decisão da UNFCCC sobre a elegibilidade de projetos derivados de políticas públicas. A legislação que criou o Proinfa considerou as possíveis receitas provenientes do MDL para prosseguir com o programa. Portanto, 100% das atividades similares (dentro ou fora do Proinfa) consideram os incentivos adicionais fornecidos pelo MDL uma condição necessária para superar obstáculos financeiros.

Considerando a explanação anterior, as atividades similares à atividade de projeto proposta foram levantadas e listadas na tabela 8 abaixo. No *Sub-etapa 4.b*, uma coluna foi inserida com o objetivo de indicar se a atividade se tornou operacional utilizando-se de incentivos financeiros. As atividades similares que possuem incentivos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo foram excluídas da análise.

Tabela 8: Atividades similares a atividade de projeto que se tornaram operacionais a partir de 2005.

Ano	PCH	Estado
2005	Excluindo as PCHs sob o regime de incentivos do MDL, Nenhuma PCH se tornou operacional neste ano.	n/a

UNEP Risoe website - <http://cdmpipeline.org/> (July/2009)

ANEEL Fiscalization Datas of the Generation (May/2009) - http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=37

ANEEL SHPs under PROINFA program - http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=37

MDL– Conselho Executivo

2006		
1	Carlos Gonzatto	RS
2	Esmeralda	RS
3	Mosquitão	GO
4	Piranhas	GO
5	São Bernardo	RS
2007		
1	Buriti	MS
2	Flor do Sertão	SC
3	José Gelásio da Rocha	MT
4	Ludesa	SC
5	Ponte Alta	SC
6	Rondonópolis	MT
7	Santa Laura	SC
2008		
1	Alto Irani	SC
2	Alto Sucuriú	MS
3	Boa Sorte	TO
4	Bonfante	MG/RJ
5	Caçador	RS
6	Cachoeira da Lixa	BA
7	Calheiros	RJ/ES
8	Carangola	MG
9	Colino I	BA
10	Colino II	BA
11	Cotiporã	RS
12	Da Ilha	RS
13	Funil	MG
14	Irara	GO
15	Jataí	GO
16	Lagoa Grande	TO
17	Mambaí II	GO
18	Plano Alto	SC
19	Riacho Preto	TO
20	Santa Fé I	MG/RJ
21	Santa Rosa II	RJ
22	São Joaquim	ES
2009		
1	Linha Emília	RS
2	Monte Serrat	RJ/MG
3	São Simão	ES

MDL– Conselho Executivo

4	Cocais Grande	MG
5	São Lourenço	MT

Dentre as PCHs que se tornaram operacionais a partir de 2005 (momento o qual o Protocolo de Quioto passou a vigorar e o MDL se tornou efetivo) até Maio de 2009, temos que nenhuma delas foram implementadas sem os incentivos do PROINFA. Este fato evidencia que a implementação de PCHs no Brasil não é prática comum, ou seja, a prática comum no Brasil é a implementação de PCHs com incentivos financeiros. Isto será abordado adequadamente na *Sub-etapa 4b*.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) apresenta a PCH Porto Góes como sendo uma usina que se tornou operacional no ano de 2005. Entretanto, está é uma usina que passou por uma expansão de 14,3MW, totalizando 24,8MW de capacidade instalada. Esta expansão foi autorizada em 06 de Maio de 2003 pela Resolução ANEEL N° 255⁴ para a “Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A – EMAE”. Antes da expansão ocorrer, a usina encontrava-se em operação desde 01 de Dezembro de 1982, quando a companhia “ELETROPAULO – Eletricidade de São Paulo S.A” foi autorizada a produzir energia naquele potencial hidrelétrico através do Decreto No 87.884⁵. Portanto, esta não pode ser considerada uma atividade similar à presente atividade de projeto, levando-se em consideração suas diferentes concepções, e não considerada na análise da prática comum.

Sub-etapa 4b: Discuta outras opções similares que estão ocorrendo:

Para melhor embasar a discussão, é necessário que seja fornecido esclarecimentos sobre o setor elétrico brasileiro e seus riscos, desta maneira uma breve revisão é apresentada abaixo:

Histórico do setor elétrico brasileiro

Nas décadas recentes, o Setor Elétrico Brasileiro passou por diversas mudanças até chegar no atual modelo. O setor elétrico era composto quase que exclusivamente no passado por companhias de propriedade do governo, mas a partir de 1995, devido ao crescimento das taxas de juros internacionais e a incapacidade de investimento, o governo brasileiro foi forçado a vislumbrar novas alternativas. A solução recomendada foi que se iniciasse o processo de privatização do setor e desregulamentação do mercado.

A tabela abaixo mostra um sumário das principais mudanças entre os modelos pré-existentes o o atual modelo, que resultou em mudanças nas atividades de alguns agentes do setor.

Tabela 9: Sumário das diversas mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro.

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração,	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição.

⁴ Resolução ANEEL N° 255 disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003225.pdf>

⁵ Decreto N° 87.884 disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec198287884.pdf>

MDL– Conselho Executivo

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
	transmissão, distribuição e comercialização	comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSO) para as Distribuidoras.

Baseado em dados levantados na última etapa, outras atividades são observadas no cenário brasileiro.

Assim, é necessário demonstrar que a existência das mesmas não contradiz que a presente atividade de projeto não é uma alternativa financeiramente/economicamente mais atrativa. E isso é fortemente demonstrado abaixo, como a prática comum não é a construção de PCHs sem o auxílio de incentivos financeiros. Nos parágrafos subseqüentes serão apresentadas justificativas demonstrando as distinções essenciais das outras atividades similares que estão ocorrendo em comparação a PCH Malagone.

Um dos pontos que deve ser levado em consideração em um projeto de pequena hidrelétrica é a possibilidade de participar do Programa PROINFA do Governo Federal. Este programa é considerado como uma das alternativas de financiamento mais viáveis para esses projetos e como mencionado anteriormente, este programa estabelece Contratos de Compra e Venda de Energia (CCVE) de longo prazo e condições especiais de financiamento. A PCH Malagone não está participando do programa.

Tanto o processo de negociação de um CCVE com as companhias de serviços públicos como a obtenção

MDL– Conselho Executivo

de financiamentos têm sido muito difíceis, pois necessita-se de garantias que em alguns casos se tornam excessivas para fornecer financiamento. Outros riscos e barreiras estão relacionados a questões técnicas e operacionais associadas com pequenas hidrelétricas, capacidade de cumprirem o contrato CCVE e as possíveis multas por não cumprimento do contrato, bem como dos riscos regulatórios inerentes ao setor.

Comparando a atividade de projeto proposta com as outras atividades similares, pode-se claramente observar que todas as outras opções similares participam de programas de benefícios que levam à implementação de um projeto financeiramente e/ou economicamente atrativo.

Na tabela abaixo, podemos observar que 100% das atividades similares possuem fazer parte do PROINFA.

Tabela 10: Atividades de projetos similares e respectivos incentivos para implementação.

Ano	PCH	Estado	Incentivo
2005	Excluindo as PCHs sob o regime de incentivos do MDL, Nenhuma PCH se tornou operacional neste ano.	n/a	n/a
2006			
1	Carlos Gonzatto	RS	Proinfa
2	Esmeralda	RS	Proinfa
3	Mosquitão	GO	Proinfa
4	Piranhas	GO	Proinfa
5	São Bernardo	RS	Proinfa
2007			
1	Buriti	MS	Proinfa
2	Flor do Sertão	SC	Proinfa
3	José Gelásio da Rocha	MT	Proinfa
4	Ludesa	SC	Proinfa
5	Ponte Alta	SC	Proinfa
6	Rondonópolis	MT	Proinfa
7	Santa Laura	SC	Proinfa
2008			
1	Alto Irani	SC	Proinfa
2	Alto Sucuriú	MS	Proinfa
3	Boa Sorte	TO	Proinfa
4	Bonfante	MG/RJ	Proinfa
5	Caçador	RS	Proinfa
6	Cachoeira da Lixa	BA	Proinfa
7	Calheiros	RJ/ES	Proinfa

MDL– Conselho Executivo

8	Carangola	MG	Proinfa
9	Colino I	BA	Proinfa
10	Colino II	BA	Proinfa
11	Cotiporã	RS	Proinfa
12	Da Ilha	RS	Proinfa
13	Funil	MG	Proinfa
14	Irara	GO	Proinfa
15	Jataí	GO	Proinfa
16	Lagoa Grande	TO	Proinfa
17	Mambaí II	GO	Proinfa
18	Plano Alto	SC	Proinfa
19	Riacho Preto	TO	Proinfa
20	Santa Fé I	MG/RJ	Proinfa
21	Santa Rosa II	RJ	Proinfa
22	São Joaquim	ES	Proinfa
<hr/>			
2009			
1	Linha Emília	RS	Proinfa
2	Monte Serrat	RJ/MG	Proinfa
3	São Simão	ES	Proinfa
4	Cocais Grande	MG	Proinfa
5	São Lourenço	MT	Proinfa

Fonte: As fontes de dados utilizados para a pesquisa de projetos (fontes públicas disponíveis para consulta) são:

UNFCCC website – <http://unfccc.int>

UNEP Risoe website - <http://cdmpipeline.org/> (Julho/2009)

ANEEL Dados de Fiscalização e Geração (Maio/2009) - http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=37

ANEEL PCHs relacionadas no PROINFA - http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=37

Os projetos participantes do PROINFA⁶, compartilham, além dos benefícios financeiros já mencionados, dos seguintes benefícios⁷:

- Proteção quanto ao Risco de Liquidez: A Eletrobrás é a empresa responsável pelo pagamento da energia contratada por um preço pré-fixado, o risco de liquidez pode ser desconsiderado, já que o volume a ser transacionado está garantido pelo contrato;
- Ausência do Risco Legal (e.g. contrato estabelecido entre as parte): Com o PROINFA instituído por Lei, o risco legal pode ser considerado desprezível. Visto que legalmente a instituição está legalmente amparada;
- Ausência do Risco de Crédito: Com a emissão de papéis da Eletrobrás, que tem a classificação loca “AA” indicada por Standard & Poors, considera-se que a capacidade de honrar compromissos financeiros da empresa seja muito elevada. Fonte: http://www.acionista.com.br/home/investimentos/120805_fidc.htm
- Proteção quanto aos riscos de mercado: Com o PROINFA, em que se tem um valor pré-

⁶ <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>

⁷ referência: <http://www.cerpch.unifei.edu.br/Adm/artigos/619c3388da6cf7c7a73c9b6ae4c7ec09.pdf>

MDL– Conselho Executivo

determinado do preço da energia durante os 20 anos de contrato, essa volatilidade não existe mais, e o investidor passa a ter uma certeza quanto aos recebimentos futuros. Tem-se então, uma proteção integral quanto aos riscos de exposição ao mercado de curto prazo.

Desta maneira, é possível observar que as distinções essenciais entre a atividade de projeto e as outras atividades que estão ocorrendo são claramente evidenciadas pelo fato de as mesmas possuírem incentivos relacionados ao PROINFA. Diferentemente do que ocorre na atividade de projeto.

À luz da explanação fornecida pelos participantes de projeto, pode-se concluir que como resultados das Sub-etapas 4.a e 4.b a presente atividade de projeto não é prática comum. Portanto, fica claro que na ausência do incentivo criado pelo MDL, este projeto não seria o cenário mais atraente o que poderia levar a maiores emissões.

Portanto, o projeto é adicional.

Cronologia da atividade de projeto

A consideração prévia do MDL por parte dos proponentes do projeto foi seriamente levada em consideração na decisão de proceder com a atividade de projeto.

Com o intuito de fornecer informações sobre a cronologia de implementação da atividade de projeto, bem como das ações reais e eventos para alcançar o registro da atividade de projeto, a tabela abaixo ilustra os principais eventos relacionados ao empreendimento:

MDL– Conselho Executivo

Tabela 11: Cronologia de eventos significativos da PCH Malagone.

Cronologia PCH Malagone	
2006	
Agosto	Consideração prévia do MDL. A Wanerg Energética estabelece que os benefícios do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo são necessários para o projeto, desta maneira, a obtenção dos Créditos de Carbono é decisiva para a implementação do projeto. Referência: Ata de reunião de 31 de Agosto de 2006.
2007	
Novembro	Início do processo de contratação de empresas de consultoria para o desenvolvimento do projeto MDL. Início do processo entre a Carbotrader e a Malagone. Referência: E-mail de 20 de Novembro de 2007.
2008	
Fevereiro	Data de início da atividade de projeto (Starting date). Data a qual o contrato de fornecimento de equipamentos / serviços eletromecânicos para a implementação do projeto foi assinado. Este contrato refere-se ao comprometimento do participante de projeto com despêndios financeiros de grande porte relacionados com a implementação da atividade de projeto. Referência: Contrato de Turbina, Gerador e outros serviços de 27 de fevereiro de 2008.
Julho	Continuidade das comunicações entre a empresa de consultoria em MDL e a PCH Malagone. O proponente de projeto autorizou a consultoria em MDL a desenvolver o PDD. Aceite de proposta de 29 de julho de 2008.
Setembro	Carta de apresentação do projeto pela Wanerg Energética à Autoridade Nacional Designada brasileira - CIMGC. Carta de 08 de Setembro de 2008.
Dezembro	Recebimento de resposta da CIMGC acusando o recebimento dos dados básicos do projeto. Referência: Carta de 05 de Dezembro de 2008.
2009	
Abril	Proposta de validação do projeto para a PCH Malagone. Proposta Comercial de 21 de Abril de 2009.
2010	
Março	A Agência Nacional de Energia Elétrica autorizou a operação em teste da PCH através do Despacho No. 783 de 26 de Março de 2010. Além disso, o comissionamento estava encaminhado.
	A Agência Nacional de Energia Elétrica autorizou a operação comercial da PCH através do Despacho No. 837 emitido em 31 de Março de 2010.

B.6. Reduções de Emissões:

B.6.1. Explicação da(s) metodologia(s) escolhida(s):

De acordo com a ACM0002 versão 11, novos projetos de hidrelétricas que resultem em novos reservatórios, os proponentes de projeto devem considerar as emissões de CH4 e CO2 do reservatório, estimadas da seguinte forma:

a) se a densidade de potência (*PD*) do projeto for maior que 4 W/m² e menor ou igual a 10 W/m²:

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000}$$

Onde:

PE_{HP,y} Emissões do reservatório em tCO₂e/ano;

EF_{Res} fator de emissão padrão para emissões do reservatório, e o valor padrão adotado pela EB23 é

MDL– Conselho Executivo

de 90 Kg CO₂e/MWh;

TEG_y total da energia elétrica gerada pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a fornecida para uso interno, no ano y em MWh.

b) Se a densidade de potência do projeto for maior que 10 W/m²,

$$PE_{HP,y} = 0$$

A densidade de potência da atividade de projeto é calculada como se segue:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}}$$

Onde:

PD Densidade de potência da atividade de projeto (W/m²).

Cap_{PJ} Capacidade instalada da central hidrelétrica depois da implementação da atividade de projeto (W).

Cap_{BL} Capacidade instalada da central hidroelétrica antes da implementação da atividade de projeto (W). Para novas centrais hidrelétricas este valor é zero.

A_{PJ} Área mensurada do reservatório de água em sua superfície, depois da implementação da atividade de projeto, quando o mesmo está cheio (m²).

A_{BL} Área mensurada do reservatório de água em sua superfície, antes da implementação da atividade de projeto, quando o mesmo está cheio (m²). Para novas centrais hidrelétricas este valor é zero.

$$PD = \frac{19.000.000 - 0}{1.270.000 - 0} = 14,96$$

As emissões do reservatório do projeto são consideradas igual a zero para a PCH Malagone, pois a Densidade de Potência é de 14,96 W/m² portanto maior que 10 w/m².

A linha de base é o kWh produzido pela unidade geradora multiplicada por um coeficiente de emissão (medido em tCO₂e/MWh) calculado de maneira transparente e conservadora, denominado margem combinada (CM), o qual consiste da combinação entre margem de operação (OM) e margem de construção (BM) segundo os procedimentos prescritos na ferramenta metodológica "Tool to calculate the emission factor for an electricity system".

Para o cálculo da linha de base, deverão ser aplicados os seis passos a seguir:

PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante.

PASSO 2. Selecionar quando da inclusão de usinas off-grid no sistema elétrico do projeto (opcional)

PASSO 3. Selecionar um método de cálculo da margem de operação (OM).

PASSO 4. Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado.

PASSO 5. Identificar quais unidades serão incluídas na margem de construção (BM).

PASSO 6. Calcular o fator de emissão da margem de construção.

PASSO 7. Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

MDL– Conselho Executivo

Conforme mencionado na seção B.4, todos os passos necessários para o cálculo do Fator de Emissão são realizados pela AND brasileira, assim a margem de operação e a margem de construção são disponibilizadas publicamente no website da AND.

Os pesos padrões aplicados para w_{OM} e w_{BM} são 50%.

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base (BE_y em tCO_2) são o produto do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$ em tCO_2/MWh), vezes a eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede ($EG_{PJ,y}$ em MWh), como se segue:

$$BE_y = EF_{grid,CM,y} \cdot EG_{PJ,y}$$

Onde:

BE_y São as emissões de linha de base medidas em tCO_2e/ano ;

$EG_{PJ,y}$ Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e exportada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL ano y em MWh.

Cálculo do $EG_{PJ,y}$

A atividade de projeto é a instalação de uma nova planta de geração renovável conectada a rede em local onde nenhuma outra planta estava operando antes da implantação da atividade de projeto sendo assim classificada como uma planta do tipo *Greenfield* de geração de energia, então:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$$

Onde:

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e exportada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL ano y em MWh ;

$EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração líquida de eletricidade suprida para a rede pela planta/unidade no ano y (MWh/year).

B.6.2. Dados e Parâmetros disponíveis para validação:

Dado / Parâmetro:	Cap_{BL}
Unidade:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidroelétrica anterior à implementação da atividade de projeto. Para novas usinas, esse valor é zero.
Fonte de dado utilizada:	Local do projeto.
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos atualmente aplicados:	Determinação da capacidade instalada baseada em padrões reconhecidos.
Comentários:	-

Dado / Parâmetro:	A_{BL}
--------------------------	----------

MDL– Conselho Executivo

Unidade:	m ²
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m ²). Para novos reservatórios, esse valor é zero.
Fonte de dado utilizada:	Local do projeto.
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos atualmente aplicados:	Medido a partir de levantamentos topográficos, mapas, imagens de satélites, etc.
Comentários:	-

B.6.3 Cálculo Ex-ante das reduções de emissões:

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, a rede é interligada através do SIN em um sistema único⁸.

Cálculo do “Fator de Emissão da Margem de Operação OM” ($EF_{grid,OM-DD,y}$)

O Fator de Emissão pelo método da Análise de Despacho (OM), é calculado como segue:

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

Para efeito de estimativa ex-ante do fator de emissão da margem de operação pode ser utilizada como uma boa aproximação para a determinação do valor de $EF_{grid,MO-DD,y}$ a média aritmética dos fatores de emissões mensais publicados pela AND para o período de um ano (dados disponíveis dos últimos 12 meses). (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>)

MARGEM DE OPERAÇÃO												
Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - MENSAL												
2008	MÊS											
	Janeiro	Fevereiro	Marco	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	0,5727	0,6253	0,5794	0,4529	0,4579	0,5180	0,4369	0,4258	0,4102	0,4369	0,3343	0,4686

Desta maneira, temos que o Fator de Emissão da Margem de Operação é:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = 0,4766$$

Cálculo do “Fator de Emissão da Margem de Construção BM” ($EF_{grid,BM,y}$)

⁸ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24562.pdf

MDL– Conselho Executivo

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

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_{i,m} EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Para o cálculo do fator de emissão da margem de construção $EF_{grid,BM,y}$ será adotado o valor disponibilizado pela AND para o ano de 2008 (últimos dados disponíveis).

(<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>)

MARGEM DE CONSTRUÇÃO	
Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - ANUAL	
2008	0,1458

$$EF_{grid,BM,y} = 0,1458$$

Cálculo do “Fator de Emissão da Linha de Base” ($EF_{grid,CM,y}$)

Finalmente, o fator de emissão combinado (combinação entre a margem de operação e a margem de construção) da linha de base é calculado por uma fórmula de média ponderada, considerando tanto o OM quanto o BM sendo os pesos de 50% e 50% por definição (de maneira conservativa, apresenta-se abaixo o fator de emissão com quatro casas após a vírgula, bem como arredondado para baixo). Logo, o resultado será:

$$EF_{grid,CM,y} = 0,4766 \cdot 0,5 + 0,1458 \cdot 0,5 = 0,3111 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

As emissões da linha de base são proporcionais à eletricidade entregue à rede durante o período de duração do projeto. São calculadas pela multiplicação do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$) pela eletricidade gerada pela atividade de projeto.

$$BE_y = EF_{grid,CM,y} \cdot EG_{PJ,y}$$

$$BE_y = 0,3111 \cdot 88.564 = 27.552 \text{ (tCO}_2\text{)}$$

O $EG_{PJ,y}$ utilizado no cálculo acima é baseado na eletricidade anual estimada a ser despachada ao sistema elétrico brasileiro, onde tal parâmetro leva em consideração o Fator de Capacidade que foi fornecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pelo Ministério de Minas e Energia do Governo Brasileiro - sendo assim, um dado cuja fonte é uma parte terceira⁹.

⁹ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2008010spde.pdf>

MDL– Conselho Executivo

As Reduções de Emissões (ER) da atividade de projeto são calculadas:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

- ER_y = Redução de emissão no ano y (tCO_{2e}/ano);
- BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂/ano);
- PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_{2e}/ano)

A presente atividade de projeto é um novo projeto a ser implementado, portanto, não há transferência de equipamentos de geração de energia a partir de outra atividade.

A densidade de potência é maior que 10 W/m², desta maneira as emissões do reservatório é considerada zero. Sendo assim, as reduções de emissões são calculadas como segue:

$$ER = 27.552 - 0 = 27.552 \text{ (tCO}_2\text{e)}$$

B.6.4 Sumário da estimativa ex-ante de reduções de emissões:

Tabela 12: Sumário da estimativa ex-ante de reduções de emissões

Anos	Estimativa de emissões da atividade de projeto (tCO _{2e})	Estimativa de emissões da linha de base (tCO _{2e})	Estimativa de fugas (tCO _{2e})	Estimativa de reduções de Emissões totais (tCO _{2e})
2011 (January)	0	27.552	0	27.552
2012	0	27.552	0	27.552
2013	0	27.552	0	27.552
2014	0	27.552	0	27.552
2015	0	27.552	0	27.552
2016	0	27.552	0	27.552
2017 (Dezembro)	0	27.552	0	27.552
Total (toneladas de CO_{2e})	0	192.864	0	192.864

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

B.7.1 Dados e Parâmetros monitorados:

Dado / Parâmetro:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Eletricidade líquida fornecida pela PCH à rede no ano y.
Fonte do dado utilizado:	Local do projeto - Medidores de Energia
Valor do dado:	88.564
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	A eletricidade líquida entregue para a rede será checada pela medição de energia. O medidor deve estar de acordo com os padrões nacionais e regulamentos industriais para garantir a acurácia. O medidor será lacrado

MDL– Conselho Executivo

	por segurança após a calibração.
Frequência de Monitoramento:	Medição em base horária e gravação mensal.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	Esse dado será utilizado para calcular as reduções de emissões. Os dados serão arquivados mensalmente (meio eletrônico) e serão arquivados durante o período de créditos e dois anos após. Os dados dos medidores de energia serão contra checados com a fatura das vendas de energia ou com o banco de dados da CCEE para verificar a consistência dos dados.
Comentários:	-

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade:	tCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de Emissão de CO ₂ da rede brasileira.
Fonte de dado utilizada:	Fator de Emissão da Margem Combinada para à geração conectada à rede no ano y calculado utilizando a última versão da "Tool to calculate Emission Factor for an electricity system". Baseado em dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada).
Valor do dado:	0,3111
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	A margem combinada é calculada por uma formula de peso médio, considerando o $EF_{grid,OM-DD,y}$ e o $EF_{grid,BM,y}$ e os pesos w_{OM} e w_{BM} padrão 0,5. De acordo com a "Tool to calculate Emission Factor for an electricity system".
Frequência de Monitoramento:	Anual
QA/QC procedimentos a serem aplicados:	Este dado será diretamente aplicado nos cálculos de reduções de emissões do projeto.
Comentários:	-

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,OM-DD,y}$
Unidade:	tCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de Emissão de CO ₂ da margem de operação da rede, no ano y.
Fonte de dado utilizada:	Dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada) para o ano y.
Valor do dado:	0,4766
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	O Fator de Emissão da Margem de Operação da rede será monitorado através de consulta no website da AND (Autoridade Nacional Designada) que é responsável por este cálculo.
Frequência de Monitoramento:	Anual
QA/QC procedimentos a serem aplicados:	Este dado será utilizado para o cálculo <i>ex-post</i> do Fator de Emissão.
Comentários:	-

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade:	tCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de Emissão de CO ₂ da margem de construção da rede, no ano y.
Fonte de dado utilizada:	Dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada) para o ano

MDL– Conselho Executivo

	y.
Valor do dado:	0,1458
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	O Fator de Emissão da Margem de Construção da rede será coletado no website da AND (Autoridade Nacional Designada) que é responsável por este cálculo.
Frequência de Monitoramento:	Anual
QA/QC procedimentos a serem aplicados:	Este dado será utilizado para o cálculo ex-post do Fator de Emissão.
Comentários:	-

Dado / Parâmetro:	<i>Cap_{PI}</i>
Unidade:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto.
Fonte de dado utilizada:	Local do Projeto
Valor do dado:	19.000.000
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	Dados de placa dos equipamentos instalados.
Frequência de Monitoramento:	Anual
QA/QC procedimentos a serem aplicados:	Este dado será utilizado para o cálculo da densidade de potência
Comentários:	No Brasil, a capacidade instalada de usinas hidrelétricas é determinada e autorizada pela agência regulatória competente. Além disso, qualquer modificação deve, também, ser autorizada pelas mesmas entidades e serem disponibilizadas publicamente. Assim, anualmente, qualquer nova autorização autorizando o acréscimo de potência na usina será monitorada.

Dado / Parâmetro:	<i>A_{PI}</i>
Unidade:	m ²
Descrição:	Área do reservatório, quando cheio ou na máxima cota, medido na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto.
Fonte de dado utilizada:	Reservatório no Local do Projeto
Valor do dado:	1.270.000
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	Medição através de equipamentos topográficos, mapas, fotos de satélite, etc. Frequência de monitoramento anual. A área do reservatório pode ser determinada, também, com base no nível do reservatório. Plantas hidrelétricas despachadas pelo ONS monitoram o nível do reservatório. O dado utilizado para este propósito pode ser utilizado para determinar a área do reservatório e será também um procedimento de medição a ser considerado pelos proponentes de projeto.
Frequência de Monitoramento:	Anual
QA/QC procedimentos a serem aplicados:	Os dados serão monitorados e gravados pelo desenvolvedor do projeto.
Comentários:	-

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

O plano de monitoramento para a atividade de projeto é baseado na metodologia ACM0002 e consiste no monitoramento da eletricidade gerada pela atividade de projeto, na área do reservatório quando o mesmo estiver cheio, a capacidade instalada da planta após sua implementação e fatores de emissão.

1) Geração de Energia e Sistema de Medição – $EG_{facility,y}$:*Características gerais do sistema de medição:*

Os procedimentos designados para o monitoramento da geração de eletricidade pela atividade de projeto seguem os parâmetros e regulamentos do setor energético Brasileiro. O Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são os órgãos responsáveis pela especificação dos requerimentos técnicos do sistema de medição de energia para faturamento, ou seja, essas entidades monitoram e aprovam projetos para uma correta contagem de energia.

O Sistema de Medição para Faturamento (SMF), consiste basicamente em painéis de medição e link-s via satélite de comunicação e envio de dados à CCEE. Este sistema é comissionado pela concessionária local (o que neste caso é a distribuidora de energia local – CEMIG) e segue parâmetros técnicos do ONS e da ANEEL. Os painéis de medição de energia do SMF são formados por um medidor principal e um de retaguarda, que ficam conectados simultaneamente ao painel. Se ocorrer algum problema com o medidor principal, o medidor de retaguarda continua a realizar as medições automaticamente, sem qualquer descontinuidade. O projeto do SMF deve incluir também a localização dos pontos de medição, painéis de medição, medidores e sistemas de medição local e remota.

O sistema de medição realiza a medição e grava a energia. Isso é instalado nos painéis de medição, que estão localizados nas salas de controle ou cabines de medição. Para esse sistema é garantida a inviolabilidade de dados, que deve ser lacrado para segurança após a calibração ou lacrado com senhas eletrônicas.

Além das medições de eletricidade serem realizadas pelos proponentes de projeto, a energia despachada pela PCH Malagone será monitorada on-line pela CCEE. Esta entidade é responsável pela leitura mensal e manutenção dos dados gravados de energia despachada. Se qualquer problema acontece no armazenamento do medidor local, a leitura correspondente à quantidade de energia daquele período não será perdida, pois a CCEE possui acesso on-line aos medidores.

O sistema de medição contém ainda um sistema de comunicação que tem a função de mandar os dados de eletricidade despachada até a rede para a CCEE.

Monitoramento de Dados:

As leituras dos medidores são usadas para o cálculo das reduções de emissões. As etapas do monitoramento são as seguintes:

- (1) Os dados serão medidos em base horária e gravados mensalmente;

MDL– Conselho Executivo

- (2) Planilhas contendo a eletricidade despachada à rede serão geradas; os dados medidos e monitorados pela CCEE (do banco de dados da CCEE – SINERCON – parte terceirizada) e/ou as faturas de venda de energia serão utilizados para contra-chequear os dados monitorados;
- (3) O proponente de projeto fornecerá a EOD os dados gravados dos medidores, acesso aos dados da CCEE e se necessário cópias das faturas de energia;
- (4) As reduções de emissões e se houverem emissões do projeto deverão ser gerenciadas pela gerente de projeto responsável na Carbotrader.

Outros detalhes, no que diz respeito aos parâmetros a serem monitorados podem ser encontrados nas seções B.7.1, B.7.2 e Anexo 4.

Controle de Qualidade:

- (1) Calibração dos medidores:

A calibração dos medidores será conduzida por organizações que deverão estar de acordo com os padrões nacionais e regulamentos industriais para assegurar a acurácia do sistema. Os medidores deverão ser lacrados para segurança depois da calibração. Os certificados de calibração serão arquivados juntamente com os dados de monitoramento. A classe de exatidão do equipamento que será utilizado no projeto, está em conformidade com os padrões nacionais (NBR 14519 da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT). Isto pode ser visualizado nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS), Módulo 12, sub-módulo 12.2¹⁰ Instalação do Sistema de Medição para Faturamento.

O prazo para calibração dos medidores segue os “Procedimentos de Rede” do Operador Nacional do Sistema (ONS), Módulo 12, Sub-Módulo 12.3¹¹.

Caso ocorram mudanças nos procedimentos de calibração, os donos do projeto deverão sempre seguir as regras dos órgãos relevantes (como por exemplo o ONS e CCEE).

A Hidrelétrica Malagone S.A é a empresa responsável pelas calibrações nos medidores.

- (2) Tratamento de Emergência:

Em caso de indisponibilidade de leitura de qualquer ponto de medição, decorrente de manutenções, comissionamento ou por qualquer outro motivo, será utilizada a metodologia de estimativa de dados conforme o item 14.3 do Procedimento de Comercialização PdC ME.01¹²

Gerenciamento dos Dados:

Todas as questões relacionadas à construção da PCH serão tratadas pelos gerentes / diretores responsáveis pela Hidrelétrica Malagone.

¹⁰ http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf

¹¹ http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.3_Rev_1.0.pdf

¹² <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=67778d3ef9a3c010VgnVCM1000005e01010aRCRD>

MDL– Conselho Executivo

Os dados monitorados serão arquivados durante o período de duração deste projeto. Neste caso, 7 anos (duração de um período) mais 2 anos após o seu término de acordo com a metodologia. Caso sejam renovados por mais dois períodos serão 21 anos mais 2 anos, totalizando 23 anos de monitoramento.

Todos os dados recolhidos no âmbito do monitoramento deverão ser arquivados eletronicamente e também serão mantidos pelo menos durante 2 anos após o final do último período de crédito. Os créditos a serem gerados serão calculados regularmente pelo proponente do projeto e guardados para a fase de verificação.

Procedimentos de Treinamento:

Todo o treinamento necessário para a equipe operacional da usina (eventualmente operadores locais ou remotos) será aplicado ou requeridos do serviço fornecido por uma terceira parte durante a construção da usina e durante sua operação comercial.

Os procedimentos de emergência relacionados à operação da atividade de projeto (neste caso, saúde e segurança dos trabalhadores, segurança no que diz respeito à barragem, exercícios laborais, etc, que estejam de acordo com a legislação brasileira aplicável), devem ser incluídos nos procedimentos de treinamento que o proponente de projeto ou a terceira parte operadora venha supostamente a oferecer (se aplicável a este tipo de atividade de projeto).

Também, procedimentos de operação, manutenção e calibração seguirão os padrões, especificações e regulamentações do Operador Nacional do Sistema (ONS).

2) Fatores de Emissão – $EF_{grid,CM,y}$, $EF_{grid,OM,y}$, $EF_{grid,BM,y}$:

Os fatores de emissão de CO₂ envolvidos na atividade de projeto ($EF_{grid,CM,y}$, $EF_{grid,OM-DD,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$), conforme mencionamos anteriormente, são fornecidos pela AND brasileira e disponibilizados em seu website (www.mct.gov.br/clima). Desta maneira, o monitoramento desses dados será *ex-post*, através do acesso periódico aos dados fornecidos pela AND.

3) Capacidade instalada da central hidrelétrica – Cap_{PJ} :

A capacidade instalada da central hidrelétrica após sua implementação será monitorada anualmente através das seguintes opções:

- Especificações técnicas dos equipamentos instalados;
- Placas dos equipamentos;
- Fichas técnicas.

No Brasil, a capacidade instalada da Pequena Central Hidrelétrica é determinada e autorizada pela agência regulatória competente. Além disso, qualquer modificação deve ser autorizada e disponibilizada publicamente, sendo assim, anualmente, qualquer nova autorização para acréscimo na capacidade instalada da planta será monitorada.

4) Área do reservatório – A_{PJ} :

MDL– Conselho Executivo

A área do reservatório será medida anualmente na sua superfície após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio.

A medição ocorrerá através de levantamentos topográficos, mapas, imagens de satélite, dentre outros. Além disso, a área do reservatório pode ser determinada com base no nível do reservatório, pois centrais hidrelétricas despachadas no âmbito do ONS devem monitorar o nível do reservatório. Os dados utilizados para este propósito pode ser utilizado para se determinar a área do reservatório e este procedimento de medição poderá ser considerado para a atividade de projeto.

Autoridade e Responsabilidade

A Hidrelétrica Malagone S.A é a empresa responsável pela manutenção e calibração dos equipamentos de medição, atendimento as requisitos operacionais e ações corretivas relacionadas a atividade de projeto. Ademais, tem autoridade e responsabilidade para o registro, monitoramento e medição, bem como no gerenciamento do projeto, na organização de treinamentos para o uso de técnicas apropriadas em seus procedimentos.

Quanto aos cálculos da Linha de Base, Emissões do Projeto (se aplicável) e Reduções de Emissões, estes serão realizados pela Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda que deverá reportar seus resultados na maneira apropriada às entidades envolvidas neste processo do MDL.

B.8 Data de conclusão da aplicação da linha de base e metodologia de monitoramento e o nome da pessoa/entidade responsável:
--

A data de conclusão da linha de base e da metodologia de monitoramento foi em: 10/05/2010.

A entidade responsável por este desenvolvimento é:

Entidade:	Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda.
Endereço:	Rua 23 de Maio, Nº 790, sala 22A.
Cidade:	Jundiaí
Estado:	São Paulo
CEP:	13.207-070
País:	Brasil
Telefone:	(55) 11 4522 - 7180
Fax:	(55) 11 4522 – 7180
E-mail:	carbotrader@carbotrader.com
URL:	www.carbotrader.com
Representante Legal	Sr
Primeiro Nome:	Arthur
Último Nome:	Moraes
Cargo:	Diretor

A Carbotrader é também Participante do Projeto e está listada no Anexo I.

MDL– Conselho Executivo

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

27/02/2008

Data mais antiga da implementação da atividade de projeto, a qual o participante de projeto se comprometeu com os maiores gastos relacionados à implementação da atividade de projeto. Esta data refere-se a data de assinatura de contrato para fornecimento de equipamentos necessários para a atividade de projeto, onde tais equipamentos são: turbinas, geradores e outros serviços necessários.

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

30 anos.

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 (dd/mm/aaaa):**

Previsto para 01/01/2011 ou quando do registro pela UNFCCC, o qual ocorrer mais tarde.

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

7 anos

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

Não se aplica

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica

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

MDL– Conselho Executivo

Em relação às permissões regulatórias:

A Pequena Central Hidrelétrica **Malagone** possui as seguintes autorizações emitidas pela ANEEL:

- Resolução Autorizativa nº 1.111, emitida em 13 de Novembro de 2007, autorizando a exploração da PCH.
- Resolução Autorizativa nº 1.809, emitida em 10 de Fevereiro de 2009, transfere a titularidade.
- Portaria nº 10, emitida em 26 de Fevereiro de 2008, estabelece a energia assegurada.

Em relação às permissões ambientais a legislação requer a emissão das seguintes licenças:

- **Licença Prévia (LP):** fase preliminar de planejamento da atividade em que se avalia a concepção e localização do empreendimento. Nessa etapa são analisados o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) ou, conforme o caso, o Relatório Ambiental Preliminar e/ou Relatório de Controle Ambiental (RCA).
- **Licença de Instalação (LI):** autoriza a implantação do empreendimento. Nessa etapa é analisado o Plano de Controle Ambiental (PCA), que contém projetos dos sistemas de tratamento e/ou disposição de efluentes líquidos, atmosféricos e de resíduos sólidos etc.
- **Licença de Operação (LO):** autoriza a operação do empreendimento após a verificação do cumprimento das medidas determinadas nas fases de LP e LI.

A Pequena Central Hidrelétrica **Malagone** possui as seguintes licenças ambientais:

- LI – Licença de Instalação número 005/2008 - emitida pela COPAM em 15/02/2008.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significantes pelos participantes do projeto ou pela Parte Anfitriã, por favor providencie conclusões e todas as referências de documentos de suporte de que um acompanhamento dos impactos ambientais ocorrem de acordo com os procedimentos requeridos pela Parte Anfitriã:

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) são uma alternativa para a diversificação da matriz elétrica brasileira, que por sua vez, causam menores impactos negativos ao local de instalação.

A PCH é fonte de geração de energia renovável de baixo impacto, considerada limpa, e o fato do projeto consistir em um empreendimento com pequeno reservatório, o mesmo apresenta impacto ambiental praticamente nulo se comparado as grandes instalações hidrelétricas.

Os impactos ambientais da atividade da PCH não são considerados significantes pelos participantes do projeto. Porém várias ações ambientais de melhorias foram tomadas.

Estudos relacionados aos impactos da PCH foram realizados e são compreendidos no Relatório de Impacto no Meio Ambiente (RIMA). Esse estudo possui um completo diagnóstico ambiental da área de influência dos projetos e, além disso, conta com um conjunto de atividades e programas que visam minimizar os efeitos negativos e acompanhar as alterações resultantes das instalações nos sistemas hídricos.

MDL– Conselho Executivo

Com vistas à redução, mitigação ou compensação dos impactos causados, a PCH Malagone possui diversas atividades implantadas ou a serem implantadas de monitoramento da qualidade ambiental, de diagnóstico, dentre as quais podemos destacar:

- Projeto de Comunicação Social;
- Projeto de Educação Ambiental;
- Palestras de educação ambiental em escolas, no canteiro de obras, etc;
- Projeto de Monitoramento Socioeconômico
- Plano de Monitoramento de Fauna (Avifauna, Herpetofauna, Mastofauna);
- Resgate de Peixes – Desvio do Rio
- Plano de Monitoramento da Ictiofauna;
- Monitoramento Limnológico e da Qualidade das Águas;
- Resgate de fauna durante o desmatamento;
- Resgate da flora durante o desmatamento;
- Revegetação do Entorno do Reservatório;
- Projeto de Coleta de Flora e Germoplasma.

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas:

E.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários das partes interessadas:

De acordo com a Resolução nº 1, de 11 de setembro de 2003 e Resolução nº 7 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), quaisquer projetos de MDL devem enviar uma carta com a descrição do projeto e uma solicitação de comentários das partes interessadas locais.

A atividade de projeto está contida em apenas um estado da federação, sendo assim, os convites de comentários deverão ser endereçados aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades de projeto:

- Prefeitura e câmara dos vereadores de cada município envolvido;
- Órgãos ambientais estadual e municipal(is) envolvidos;
- Fórum Brasileiro de ONG's e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento - <http://www.fboms.org.br>;
- Associações comunitárias;
- Ministério Público Estadual do estado envolvido;
- Ministério Público Federal.

A fim de satisfazer e dar cumprimento a esta resolução os proponentes do projeto enviaram cartas convite, descrevendo o projeto, e solicitaram comentários das seguintes partes interessadas:

- a) Prefeitura Municipal de Uberlândia;

MDL– Conselho Executivo

- b) Câmara Municipal de Uberlândia;
- c) Órgão ambiental de Minas Gerais - Conselho Estadual de Política Ambiental - COPAM.
- d) Secretaria de Meio Ambiente de Uberlândia;
- e) Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais FBOMS;
- f) Ministério Público Estadual;
- g) Procuradoria da República no Estado de Minas Gerais;
- h) Associação Comunitária de Uberlândia – Instituição Cristã de Assistência Social de Uberlândia - ICASU.
- i) Associação Comunitária de Martinésia - Uberlândia.

As partes interessadas acima foram convidadas a apresentar suas preocupações e fornecer comentários sobre a atividade de projeto durante um período de 30 dias após o recebimento da carta-convite.

Na carta encaminhada aos stakeholders, os mesmos foram informados que o Documento de Concepção do Projeto, bem como o Anexo III da Resolução Nº 1 da Comissão Interministerial sobre Mudança Global do Clima (CIMGC) estão disponíveis para visualização no site da Carbotrader, empresa participante da atividade de projeto: www.carbotrader.com nos links a seguir: <http://www.carbotrader.com/jun1122a3.pdf> e <http://www.carbotrader.com/jun1122dcp.pdf>. Estes documentos disponíveis para consulta no website são atualizados de acordo com a versão mais recente/atual.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Até o presente momento, nenhum comentário das partes interessadas foi recebido.

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

Não aplicável, devido ao item E.2.

MDL– Conselho Executivo

Anexo 1

DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO

Organização:	Hidrelétrica Malagone S.A.
Rua/Caixa Postal:	Rua Curitiba 2.102 / 50. andar - Lourdes
Edifício:	
Cidade:	Belo Horizonte
Estado/Região:	Minas Gerais
CEP:	30.170-122
País:	Brasil
Telefone:	+55 31 3275-1499
FAX:	+55 31 3275-1499
E-Mail:	
Representado por:	
Título:	
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Wanderley
Segundo nome:	
Nome:	Gabriel
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+55 31 3275-1499
Telefone direto:	+55 31 3275-1499
E-Mail pessoal:	gabriel@wanerg.com.br

Organização:	Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda
Rua/Caixa Postal:	Rua Vinte e Três de Maio, no 790 , sala 22 A
Edifício:	Edifício Tebas
Cidade:	Jundiaí
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	13.207-070
País:	Brasil
Telefone:	+ 55 (11) 4522 7180
FAX:	+ 55 (11) 4522 7180
E-Mail:	carbotrader@carbotrader.com
Representado por:	
Título:	Diretor
Tratamento:	Sr
Sobrenome:	Clessie de Moraes
Segundo nome:	Augusto
Nome:	Arthur
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+ 55 (11) 4522 7180
Telefone direto:	+ 55 (11) 4522 7180

MDL- Conselho Executivo

E-Mail pessoal:	
-----------------	--

Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público de países do Anexo I do Protocolo de Kyoto para esse projeto.

Anexo 3**INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE**

Os Fatores de Emissão de CO₂ resultantes da geração de energia elétrica verificada no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e, em especial, nas usinas termoeletricas. Essas informações são necessárias aos projetos de energia renovável conectados à rede elétrica e implantados no Brasil no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto.

As emissões da linha de base são calculadas seguindo a ferramenta “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”. Seguindo esta metodologia coube ao ONS explicitar ao grupo composto pelo Ministério de Minas e Energia (MCT), Ministério de Minas e Energia (MME) as práticas operativas do SIN, reguladas pela ANEEL. Seguindo essa sistemática, os Fatores de Emissão de CO₂, aplicáveis a esta atividade de projeto, passaram a ser calculados pelo ONS para o sistema único desde 27 de maio de 2008.

Maiores detalhes do desenvolvimento da linha de base do projeto podem ser consultados através do link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/73318.html> e <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/13986.html>.

Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

Variável	Fonte	Unidade	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Frequência de registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como o dado será arquivado? (eletrônico/papel)	Comentário
$EG_{facility,y}$	Atividade de Projeto	MWh	m	Mensal	100%	eletrônico	A eletricidade entregue à rede será checada pelos medidores de energia, software de aquisição de dados e contra checado pelo banco de dados da CCEE.
$EF_{grid,CM,y}$	AND	tCO ₂ e/MWh	c	Anual	100%	eletrônico	Este dado será monitorado através de cálculo ex-post. Os dados serão disponibilizados pelo site da AND (Autoridade Nacional Designada).
$EF_{grid,OM-DD,y}$	AND	tCO ₂ e/MWh	m	Anual ou mensal	100%	eletrônico	O Fator de Emissão da Margem de Operação será coletado no site da AND, que é a responsável pelo seu cálculo.
$EF_{grid,BM,y}$	AND	tCO ₂ e/MWh	m	Anual	100%	eletrônico	O Fator de Emissão da Margem de Construção será coletado anualmente no site da AND, que é a responsável pelo seu cálculo.
Cap_{PJ}	Atividade de projeto	W	m	Anual	100%	eletrônico	A capacidade instalada será checada através de padrões reconhecidos, como especificações técnicas dos equipamentos instalados, placas dos equipamentos, fichas técnicas e pode ser assegurada através das autorizações emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica
A_{PJ}	Atividade de projeto	m ²	m ou c	Anual	100%	eletrônico	A área do reservatório será monitorada através de padrões reconhecidos, tais como levantamentos topográficos, mapas, imagens de satélites, bem como pode ser determinada com base no nível do reservatório.