



RINA

# RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

“Projeto MDL da PCH Malagone,  
Minas Gerais, Brasil (JUN1122)”  
no  
Brasil

RELATÓRIO No. 2009-BQ-ME-105  
REVISÃO No. 0.4



# RINA

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

<b>Nome do Projeto:</b> "Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)"	<b>País:</b> Brasil	<b>RCEs estimadas (tCO<sub>2</sub>e):</b> 192.864 sobre os anos de período de créditos	
<b>Cliente:</b> Hidrelétrica Malagone S.A.	<b>Contato do cliente:</b> Gabriel Wanderley		
<b>Título do Relatório:</b> "Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)" no Brasil	<b>Relatório No.:</b> 2009-BQ-ME-105	<b>Rev. No.</b> 0.4	<b>Data deste Relatório:</b> 03/01/2011
<b>Aprovado por:</b> (Final Report – DCI Director approval)	<b>Unidade Organizacional:</b> DCI		<b>Data:</b> 21/01/2011
<b>Metodologia</b>			
<b>Referência:</b> ACM0002	<b>Versão</b> Versão 11 de 26/02/2010	<b>Título:</b> "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede"	<b>Escopo Setorial:</b> 1
<p>O RINA Services S.p.A. (RINA), contratada pela Hidrelétrica Malagone S.A., realizou a validação da atividade de projeto "Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)" no Brasil, executado com base nos critérios da CQNUMC para o MDL, assim como nos critérios disponíveis para prover operações do projeto consistentes, monitoramento e documentação. Os critérios da CQNUMC referem-se ao Artigo 12 do Protocolo de Quioto, as Modalidades e Procedimentos do MDL e as decisões subsequentes do Conselho Executivo do MDL.</p> <p>Em conclusão, a opinião da RINA é que a atividade de projeto "Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)" no Brasil, como descrito no PDD versão 3 de 07 de Julho de 2010, atende todos os requisitos relevantes da CQNUMC para o MDL e os critérios relevantes do País Anfitrião e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede", Versão 11 de 26/02/2010.</p> <p>Sendo assim, o RINA solicita o registro do projeto como uma atividade de projeto MDL.</p> <p>Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o Projeto deverá receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o Projeto auxilia ao país em atingir o desenvolvimento sustentável.</p>			

**Trabalho realizado por:**  
Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni  
Lilian Cristine Poll Herrmann  
Thaís de Lima Carvalho  
Cintia Mara Miranda Dias  
Tiago Mendonça de Oliveira

- Proibida a distribuição sem permissão do cliente ou responsável pela unidade organizacional
- Estritamente confidencial
- Distribuição irrestrita

**Trabalho verificado por:** (Aprovação do Responsável CRT approval)

**Palavras-chave:**



# RINA

---

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

---

### Abreviações

*Explicitar cada abreviação que tenha sido utilizada neste relatório, aqui.*

ANEEL	“Agência Nacional de Energia Elétrica” - Brazilian Electricity Regulatory Agency
BOVESPA	“Bolsa de Valores de São Paulo” - São Paulo Stock Exchange
CAR	Pedido de Ação Corretiva
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
RCEs	Reduções Certificadas de Emissões
CCEE	“Câmara de Comercialização de Energia Elétrica”
CIMGC	“Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima” - Interministerial Commission on Global Climate Change
CL	Pedido de Esclarecimento
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CO <sub>2e</sub>	Dióxido de carbono equivalente
COPAM	“Conselho Estadual de Política Ambiental”
AND	Autoridade Nacional Designada
EBITDA	Resultado antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
FAR	Pedido de Ação Futura
GEE	Gases do Efeito Estufa
IGP-M	“Índice Geral de Preços - Mercado”
NTN-C	“Notas do Tesouro Nacional, série C”
ODA	Official Development Assistance
ONS	“Operador Nacional do Sistema”
DCP	Documento de Concepção do Projeto
PROINFA	“Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica”
PP	Participantes do Projeto
Ref.	Referência do Documento
RIMA	“Relatório de Impacto Ambiental”
RINA	RINA Services S.p.A.
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
SIN	“Sistema Interconectado Nacional”
ES(s)	Escopo Setorial (is)
CQNUMC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima
VVM	Manual de Validação e Verificação



---

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

---

<i>Conteúdo</i>	<i>Página</i>
1 INTRODUÇÃO .....	5
1.1 Objetivo	5
1.2 Escopo	5
2 METODOLOGIA .....	5
2.1 Revisão de Documentos	6
2.2 Ações de acompanhamento	8
2.3 Resolução dos assuntos constatados	8
2.4 Controle de Qualidade Interno	11
2.5 Equipe de Validação e revisor(es) técnico(s)	11
3 CONSTATAÇÕES DA VALIDAÇÃO.....	12
3.1 Aprovação e Participação	12
3.2 Documento de Concepção do Projeto	12
3.3 Concepção do Projeto	13
3.4 Aplicação da linha de base selecionada e metodologia de monitoramento	15
3.5 Limite do Projeto e identificação da linha de base	15
3.6 Adicionalidade	16
3.7 Plano de monitoramento	26
3.8 Estimativas das emissões de GEE	28
3.9 Impactos Ambientais	28
3.10 Consulta aos stakeholders locais	29
4 COMENTÁRIOS PELAS PARTES, STAKEHOLDERS E ONGS .....	29
5 OPINIÃO DA VALIDAÇÃO.....	30

Apêndice A: Protocolo de Validação



---

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

---

### 1 INTRODUÇÃO

A Hidrelétrica Malagone S.A. contratou o RINA para realizar a validação do projeto “Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)” no Brasil.

Este relatório resume as constatações da validação do projeto, que foi performado com base nos critérios da CQNUMC do MDL, bem como nos critérios para proporcionar operações, monitoramento e relatórios de projeto consistentes.

#### 1.1 Objetivo

O objetivo da Validação é obter uma avaliação independente da atividade de projeto por uma Entidade Operacional Designada com os requisitos do MDL, conforme estabelecido na decisão 3/CMP.1, seu anexo e as decisões pertinentes da COP/MOP, com base no Documento de Concepção do Projeto. Em particular, a linha de base, plano de monitoramento e outros compromissos do projeto com os requisitos relevantes da CQNUMC e do País Anfitrião são validados com o intuito de confirmar que a concepção do projeto, como documentado, seja sólida, razoável e atenda aos critérios identificados. A validação é um requisito para todos os projetos de MDL e é vista como necessária para garantir às partes interessadas a qualidade do projeto e sua geração pretendida de reduções certificadas de emissões (RCEs).

#### 1.2 Escopo

O escopo de validação é revisar o DCP seguindo os critérios da CQNUMC para o MDL. Os critérios da CQNUMC para o MDL referem-se ao Artigo 12 do Protocolo de Quioto, as modalidades e procedimentos do MDL e as decisões subseqüentes do Conselho Executivo do MDL.

A Validação não objetiva fornecer qualquer consultoria para os participantes do projeto. No entanto, declarou seus pedidos de esclarecimentos e/ou de ações corretivas que talvez tenham fornecido base para melhorias na concepção do projeto.

### 2 METODOLOGIA

A validação foi conduzida utilizando-se dos procedimentos do RINA em linha com os requerimentos especificados nas Modalidades e Procedimentos do MDL, na última versão do Manual de Validação e Verificação (VVM), e em decisões relevantes de COP/MOP, do Conselho Executivo do MDL e aplicando técnicas-padrão de auditoria.

A validação consiste nas três fases seguintes:

- \* Revisão de Documentos;
- \* Ações de acompanhamento;
- \* Resolução de questões pendentes constatadas e emissão do relatório final de validação.

As seções abaixo apresentam cada um dos passos com maiores detalhes.



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

### 2.1 Revisão de Documentos

O DCP, versão 3 de 07 de Julho de 2010 /1/, em particular a aplicabilidade da metodologia, a determinação da linha de base, a adicionalidade da atividade de projeto, o starting date do projeto, o plano de monitoramento, os cálculos das reduções de emissões fornecidos no formato de planilha, “*CERs JUN1122\_v2.xls*” versão 2 de 10/05/2010 /2/, a planilha da análise financeira “IRR JUN1122 Malagone v2\_1”, versão 2.1 de 07/07/2010 /3/ foram avaliados como parte da validação.

A tabela a seguir lista a documentação que foi revisada durante a validação.

- /1/ Hidrelétrica Malagone S.A. e Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda MDL-DCP para o projeto “Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)”, Versão 3 de 07 de Julho de 2010 (Versões prévias: Versão 2 de 10 de Maio de 2010 e Versão 1 de 8 de Julho de 2009).
- /2/ Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda  
“*CERs JUN1122\_v2.xls*” versão 2, 10/05/2010 (CERs planilha revisada);  
“*CERs JUN1122\_v1.xls*”, versão 1, 08/07/2009 (CERs planilha).
- /3/ Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda  
“IRR JUN1122 Malagone v2\_1”, versão 2.1, data: 07/07/2010 (Planilha de análise financeira–última versão);  
“*IRR JUN1122 Malagone v2.xls*”, versão 2, 10/05/2010 (Planilha de análise financeira–revisada);  
“*IRR JUN1122 Malagone v1.xls*”, versão 1, 08/07/2009 (Planilha de análise financeira).
- /4/ Conselho Executivo do MDL, Manual de Validação e Verificação MDL – Versão 01.2, EB 55 anexo 1, datado de 30 de Julho de 2010.
- /5/ Conselho Executivo do MDL ACM0002 “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede” Versão 11 de 26/02/2010.
- /6/ Conselho Executivo do MDL “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2).
- /7/ Conselho Executivo do MDL “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” (versão 5.2).
- /8/ MCT “Fatores de Emissão de CO<sub>2</sub> pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil - Ano Base 2008” (CO<sub>2</sub> emission factors from electric energy generation in Brazil’s National Interconnected System – Baseline year 2008).  
<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html> (website da AND brasileira).
- /9/ Resolução ANEEL número 1.111, datada de 13 de Novembro de 2007 – autoriza a Wanerg Energética Ltda a implementar e explorar a PCH Malagone (alterada pela Resolução Autorizativa número 1.809).
- /10/ Resolução ANEEL número 1.809, datada de 10 de Fevereiro de 2009 – transferindo a autorização de implementação e exploração da PCH Malagone (19 MW de capacidade instalada) da Wanerg Energética Ltda para a Hidrelétrica Malagone S.A.
- /11/ Decreto número 10, datado de 26 de Fevereiro de 2008 – definindo a garantia física de 10.11 MW (média) para a PCH Malagone.
- /12/ Despacho ANEEL número 2.860, datado de 11 de Setembro de 2007 – menciona as coordenadas e a área do reservatório da PCH Malagone.
- /13/ COPAM (Conselho Estadual de Política Ambiental) Licença de Instalação (LI), nº 005/2008 para a PCH Malagone, de 15/02/2008, válida até 15/02/2012.
- /14/ Limiar Engenharia Ambiental RIMA para a Pequena Central Hidrelétrica Malagone, datado de Outubro de 2005.
- /15/ Energisa, proposta técnica PRT 0027/08 R 4, datada de 05 de Janeiro de 2008.



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- /16/ Contrato entre a Wanerg Energética Ltda e as seguintes empresas: Voith Siemens Hydro Power Generation Ltda.; Gevisa S.A.; Voith Siemens Hydro Power generation Services Ltda, datado de 27/02/2008 (“*Contrato de compra e venda de equipamentos e outras avenças*”).
- /17/ Alteração no contrato (data: 27/02/2008) entre a Wanerg Energética Ltda e as seguintes empresas: Voith Siemens Hydro Power Generation Ltda.; Gevisa S.A.; Voith Siemens Hydro Power generation Services Ltda – cessão e transferência dos direitos e obrigações da Wanerg Energética para a Hidrelétrica Malagone S.A e confirma que a Wanerg possui 99.7% de participação na Hidrelétrica Malagone, datado de 13/08/2008.
- /18/ Cartas e ARs enviados na consulta as partes interessadas locais.
- /19/ Documentos relacionados à consideração prévia do MDL:
- \* 31/08/2006: Ata de reunião da Wanerg. Anexo a esta Ata está uma descrição de estudos preliminares dos créditos de carbono para a atividade de projeto, proveniente de uma empresa terceira parte (“*Ata de reunião de cotistas*”);
  - \* 20/11/2007: email do Sr. Ronaldo (Wanerg) a Carbotrader;
  - \* 28/07/2008: email entre os PP e a Carbotrader;
  - \* 29/07/2008: proposta assinada pela Carbotrader;
  - \* 08/09/2008: carta enviada à AND brasileira informando sobre a atividade de projeto;
  - \* 05/12/2008: resposta da AND brasileira;
  - \* 21/04/2009: proposta de validação da atividade de projeto.
- /20/ PPA assinado entre a Hidrelétrica Malagone e a CEMIG Geração e Transmissão, datado de 30 de Janeiro de 2009.
- /21/ Orientações do Conselho Executivo do MDL para preenchimento do documento de concepção do projeto (MDL-DCP) e proposta de metodologia de nova linha de base e monitoramento (CDM-NM), versão 7 - EB 41 anexo 12.
- /22/ ANEEL website: Eletricidade Total gerada no Brasil, verificado em 01/04/2010.
- /23/ Orientações do Conselho Executivo do MDL sobre a demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL, versão 3, EB 49 anexo 22.
- /24/ Conselho Executivo do MDL, Glossário de Termos do MDL, versão 5 -19 Agosto de 2009.
- /25/ ANEEL, Resolução ANEEL número 652, datado de 09 de Dezembro de 2003, estabelecendo os critérios para PCHs no Brasil.
- /26/ ANEEL, Despacho ANEEL número 783, datado de 26 de Março de 2010, autoriza a operação em teste da PCH Malagone.
- /27/ ANEEL, Despacho ANEEL número 837, datado de 31 de Março de 2010, autoriza a operação comercial da PCH Malagone.
- /28/ Carta da Voith Hydro Ltda “MALA-004-2010\_Lifetime.pdf”, datada de 24/05/2010, menciona que as unidades geradoras da atividade de projeto são projetadas para operar por 30 anos para atender ao período de concessão da PCH Malagone.  
Voith Hydro Ltda, “MALA-004-2010\_Lifetime.pdf”, datada de 24/05/2010
- /29/ Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda  
“*Government bond rates\_benchmark\_v2\_1.xls*”, versão 2.1, datado de 07 de Julho de 2010  
“*Government bond rates\_benchmark\_v2.xls*”, versão 2, datado de 10 de Maio de 2010  
“*Government bond rates\_benchmark\_v1.xls*”, versão 1, datado de 8 de Julho de 2009
- /30/ Wanerg Energética Ltda. “*PLANILHA OPE.pdf*” data da referência Março de 2008 e “*PLANILHA OPE 2.pdf*”, referência data Setembro de 2007.
- /31/ Wanerg Energética Ltda. “*Details Investment\_OPE.pdf*”, data da referência Março de 2008, recebido em 27/05/2010.
- /32/ Wanerg Energética Ltda. “*PCH\_Malagone\_Cron\_Desemb.pdf*”, recebido em 27/05/2010



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- /33/ Hidrelétrica Malagone S.A. “O&M estimativas\_2008.pdf”, recebido em 27/05/2010.
- /34/ Conselho Executivo do MDL “Orientações para documentação e validação de Fator de Capacidade de usinas”, EB 48 – anexo 11 – versão 1.
- /35/ ANEEL, Resolução ANEEL número 169, datada de 03/05/2001.
- /36/ EPE – Empresa de Pesquisa energética (Energy Research Company) nota à imprensa, datada de 18/06/2007 (“Preço Energia\_135 Reais\_Leilão fontes alternativas energia.pdf”).
- /37/ CCEE website  
<<http://www.ccee.org.br/cceinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=6e6596f102913210VgnVCM1000005e01010aRCRD>> acessado em 26/02/2010
- /38/ livro temático da ANEEL: Energia Assegurada disponível no site:  
<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf> <acessado em 28/07/2010

### 2.2 Ações de acompanhamento

Em 11/02/2010, o RINA visitou a PCH Malagone para solucionar as questões e assuntos identificados durante a revisão dos documentos e para realizar entrevistas com as partes interessadas no país anfitrião.

As pessoas-chave entrevistadas e os tópicos principais das entrevistas estão resumidos na tabela abaixo:

	Data	Nome e Função	Organização	Assunto
/a/	11/02/2010	Luiz F. M. Serrano	Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda	- Esclarecimentos no estabelecimento da linha de base, plano de monitoramento e cálculos das reduções de emissões
/b/	11/02/2010	Gabriel Sousa Wanderley	Wanerg Energia	- Recursos, treinamentos necessários e procedimentos para operação e manutenção
/c/	11/02/2010	Fabio Garcia Dal Paggetto	Hidrelétrica Malagone S.A.	- Plano de Monitoramento / Arquivamentos (backups) - Programa de manutenção (calibração)
/d/	11/02/2010	Dante Luiz do Nascimento	Hidrelétrica Malagone S.A.	- Limite do Projeto - Linha de base e emissões do projeto - Cálculos das reduções de emissões - Licenças ambientais - Partes interessadas locais (convites e confirmações)

### 2.3 Resolução dos assuntos constatados

O objetivo desta fase da validação foi resolver quaisquer questões pendentes, que precisavam ser esclarecidas para a conclusão positiva do RINA sobre a concepção do projeto.

Para garantir a transparência, um protocolo de validação foi customizado para o projeto. O protocolo apresenta de maneira transparente os requisitos, meios de validação e resultados dos critérios de validação identificados. O protocolo de validação consiste em quatro tabelas; as diferentes colunas nestas tabelas



# RINA

---

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

---

estão descritas na figura abaixo (veja a Figura 1). O protocolo de validação completo está incluso no Apêndice A deste relatório.

Um Pedido de Ação Corretiva (CAR) é levantado se ocorre o seguinte:

- Os participantes do projeto tenham cometido erros que influenciarão a habilidade da atividade de projeto a atingir reduções de emissões reais, mensuráveis e adicionais.
- Os requisitos do MDL não tiverem sido atendidos;
- Quando existe um risco em que as reduções de emissões não podem ser monitoradas ou calculadas.

Um Pedido de Esclarecimento (CL) é levantado se as informações não são suficientes ou não estão claras suficientemente para determinar se os requisitos aplicáveis do MDL foram atendidos.

Um Pedido de Ação Futura (FAR) é levantado durante a validação para elucidar que uma revisão é necessária durante a primeira verificação da atividade de projeto. FARs não devem estar relacionadas aos requisitos do MDL para registro. CARs, CLs e FARs identificadas estão incluídos no protocolo de validação no Apêndice A deste relatório.



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

**Figura 1 Tabelas do protocolo de validação**

Protocolo de Validação, Tabela 1 – Requisitos Obrigatórios		
Requisito	Referência	Conclusão
Os requisitos que o projeto deve cumprir	Fornecer referência aos documentos em que a resposta ao requisito é encontrada.	Este é aceitável baseado na evidência fornecida (OK), ou um Pedido de Ação Corretiva (CAR) do risco ou não cumprimento com os requerimentos declarados. Um pedido de esclarecimento (CL) é utilizado quando o time de validação tenha identificado a necessidade de informações adicionais.

Protocolo de Validação, Tabela 2 – Lista de Conferência dos Requisitos					
Questão da lista de conferência	Ref.	MoV (Modos de Verificação)	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
Os vários requerimentos na Tabela 1 estão ligados para a listagem de questões que o projeto deve atingir. A listagem organizada em sete diferentes seções.	Fornecer referência para documento onde as respostas para a questão da lista de conferência ou item é encontrado.	Explica como a conformidade com a lista de conferência é investigada. Exemplos dos modos de verificação são revisões documentais (DR) ou entrevistas(I), contra-checkagem com informações disponíveis relacionadas ao projeto, N/A significa não aplicável.	Discussão em como a conclusão é elaborada e como o cumprimento da lista de conferência é atendida.	OK é utilizado se a informação e as evidências fornecidas estão adequadas para demonstrar o comprometimento com os requisitos do MDL. Para CAR, CL e FAR, veja as definições acima.	OK é utilizado se a informação e evidência fornecida está adequada para demonstrar o cumprimento com os requisitos do MDL.

Protocolo de Validação, Tabela 3 – Resolução dos Pedidos de Ação Corretiva e Pedidos de Esclarecimento			
Pedido de Ação Corretiva e/ou Pedido de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta pelos Participantes do Projeto	Conclusão da Validação
As CAR e/ou CLs levantadas na tabela 2 estão repetidas aqui.	Referência para o número da listagem das questões na tabela 2 onde o Pedido de Ação Corretiva ou Pedido de Esclarecimento é explicado.	As respostas dadas pelo participante de projeto para abordar as CARs e CLs.	As avaliações e conclusões finais do time de validação para as CARs e/ou CLs.

Protocolo de Validação, Tabela 4 – Pedido de Ação Futura		
Pedido de Ação Futura	Referência à Tabela 2	Resposta pelo Participante do Projeto Conclusão da Validação
A FAR levantada na tabela 2 é repetida aqui.	Referência ao número da questão da lista de conferência na Tabela 2 quando a FAR é explicada.	Resposta pelos participantes de projeto em como o pedido de ação futura será abordada antes da verificação.



---

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

---

### 2.4 Controle de Qualidade Interno

Todas as revisões do relatório de validação, antes de serem entregues ao cliente, são submetidas a um revisor técnico interno independente para confirmar que todas as atividades de validação foram realizadas de acordo com as instruções pertinentes do RINA.

A revisão técnica foi realizada por revisores técnicos qualificados nos termos do regime de qualificação do RINA para validação e verificação.

### 2.5 Equipe de Validação e revisor(es) técnico(s)

A equipe de validação e os revisores técnicos consistem nas seguintes pessoas:

Função/Qualificação	Sobrenome	Primeiro nome	País
Líder da equipe MDL	Principe Branco Sættoni	Geisa	Brasil
Validador MDL	De Lima Carvalho	Thaís	Brasil
Validador MDL	Poll Herrmann Herrmann	Lilian Cristine	Brasil
Validador MDL	Miranda Dias	Cintia Mara	Brasil
Expert Financeiro	Mendonça de Oliveira	Tiago	Brasil
Revisor Técnico	Valoroso	Rita	Itália

### 2.6 Resolução dos Pedidos de Esclarecimento e Ações Corretivas

A validação inicial do projeto identificou algumas constatações para acompanhamento. Estas foram apresentadas aos participantes de projeto através do processo de entrevistas. As respostas dos participantes de projeto, os quais também incluíram a submissão dos DCPs revisados versão 3 de 07 de Julho de 2010 e versão 2 de 10 de Maio de 2010, atenderam às constatações às constatações preliminares, satisfazendo, assim, o RINA.

Para garantir transparência no processo de validação, as pendências levantadas e as respostas dadas estão disponibilizadas e documentadas em maiores detalhes na Tabela 3 do Protocolo de validação, no Apêndice A.



---

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

---

### 3 CONSTATAÇÕES DA VALIDAÇÃO

Quando o RINA identificou questões que necessitam de esclarecimentos ou que representam um risco ao cumprimento dos objetivos do projeto, Pedidos de Esclarecimentos ou de Ações Corretivas, respectivamente, foram levantados. Os requisitos de validação, meios de validação e requisitos para relatórios e os resultados dos critérios de validação identificados são documentados em maiores detalhes no Protocolo de Validação no Apêndice A.

As constatações da validação se relacionam à concepção do projeto, como documentadas e descritas no DCP versão 3 de 07 de Julho de 2010 /1/.

#### 3.1 Aprovação e Participação

O país anfitrião, Brasil, cumpre os requerimentos de participação no MDL. Nenhuma parte do Anexo I foi identificada.

O Brasil ratificou o Protocolo de Quioto em 23/08/2002 e estabeleceu como Autoridade Nacional Designada para o MDL, a “Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima” (CIMGC).

Os participantes de projeto são a Hidrelétrica Malagone S.A. e a Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda do Brasil e ambas são entidades privadas. Os participantes do projeto estão corretamente listados na tabela A.3 do DCP e a informação é consistente com os dados de contato fornecidos no Anexo 1 do DCP /1/.

O projeto proposto não envolve nenhum financiamento público advindo de uma Parte do Anexo I, e a validação não revelou nenhuma indicação de que o projeto poderia ter um desvio de Assistência Oficial ao Desenvolvimento (AOD), o financiamento ao país anfitrião.

Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o Projeto deverá receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o Projeto auxilia ao país em atingir o desenvolvimento sustentável.

#### 3.2 Documento de Concepção do Projeto

O Documento de Concepção do Projeto “Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)” no Brasil, versão 3 de 07 de Julho de 2010; versão 2 de 10 de Maio de 2010; versão 1 de 8 de Julho de 2009 submetido pela Hidrelétrica Malagone S.A. e Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda tem sido a base para o processo de validação.

O RINA confirma que o DCP acima está baseado no modelo de documento (template) atualmente válido para DCP e foi completado de acordo com o guia de orientação aplicável “*Guidelines for completing the project design document (CDM-PDD) and the proposed new baseline and monitoring methodologies (CDM-NM)*”, versão 7 /21/.

As principais diferenças entre o PDD publicado para consulta dos interessados global e a versão 3 está relacionada com a revisão do diagrama do limite do projeto, revisão da tabela 3 (fontes e gases incluídos nos limites do Projeto) para excluir a emissão de CH<sub>4</sub>, revisão do período de crédito, a revisão do valor de referência a considerar um período mais longo e exclusão do prêmio de risco, a revisão da planilha TIR considerar impostos / inflação, a revisão da análise de sensibilidade para incluir o O & M e análises do ponto de equilíbrio, a revisão da datas de comissionamento e operação, a revisão do plano de monitoramento para incluir os parâmetros e  $A_{PJ}$   $Cap_{PJ}$ , atualizado para a metodologia versão 11.



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

### 3.3 Concepção do Projeto

O “Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)” está localizado em Uberlândia, estado de Minas Gerais, Brasil nas coordenadas geográficas seguintes: 18° 40’ 50’’ S e 48° 29’ 57’’ W. As coordenadas geográficas foram confirmadas através de documentos da ANEEL.

A categoria da atividade de projeto é a: “Grid-connected electricity generation from renewable sources” com Escopo Setorial 1- Indústrias de Energia (fontes renovável/não renovável).

O projeto é uma a atividade de projeto de geração de eletricidade renovável deslocando a eletricidade da rede que é parcialmente gerada com base em combustíveis fósseis, com a eletricidade gerada por fontes renováveis e, assim, resultando na redução das emissões de gases de efeito de estufa no setor de energia.

A PCH Malagone é classificada como uma Pequena Central Hidrelétrica de acordo com a Resolução número 652 da ANEEL de 09/12/2003 /25/, que estabelece que no Brasil, para ser classificada como uma PCH, a área do reservatório deve ser menor que 3 km<sup>2</sup> (300 ha) e a capacidade total instalada deve situar-se entre 1 MW e 30 MW. A atividade de projeto tem uma capacidade instalada total de 19 MW de potência e área de reservatório de 1,27km<sup>2</sup>, confirmado através da Resolução ANEEL número 1.809 /10/ e do Despacho ANEEL número 2.860 /12/, respectivamente. No momento da visita realizada ao local do projeto, a atividade de projeto estava sendo implementada e os seguintes equipamentos foram confirmados:

Equipamentos listados no DCP	Lista de equipamentos checados na inspeção local
2 turbinas Francis: Potência 9.800 kW cada Vazão (m <sup>3</sup> /s) 26,36 / 400 rpm	2 turbinas Francis, Voith Siemens, número de série 19602 e 19603, Potência 9.800kW cada Vazão (m <sup>3</sup> /s) 26,36 / 400 rpm Fabricadas em 2009 em São Paulo, Brasil.
2 Geradores: Potência Nominal (kVA) 10.560 cada Potência Efetiva (MW): 9,5 cada Tensão (kV): 6,9 Fator de Potência: 0,9 Frequência (Hz): 60	2 GE Motors, número de série nº 227001612 e 227001613. Potência Nominal (kVA) 10.560 cada Potência Efetiva (MW): 9,5 cada Tensão (kV): 6,9 Fator de Potência: 0,9 Frequência (Hz): 60 Fabricado em 2009, Brasil.

Assim, o DCP listou corretamente os equipamentos que compõem a atividade de projeto proposta.

A PCH Malagone despachará a energia gerada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) através da Subestação SE Uberlândia – 1 (CEMIG SE-1).

A concepção do projeto de engenharia reflete práticas atuais ótimas., como verificado na visita a planta , os equipamentos são novos e a tecnologia é utilizada em outros projetos no Brasil.

A data de início (“starting date”) da presente atividade de projeto é 27/02/2008. Foi verificada pelo RINA que a data de início está embasada por um contrato (datado de 27/02/2008) de compra dos principais equipamentos da usina, que foi assinado pela Wanerg Energética Ltda. e pelas seguintes empresas: Voith Siemens Hydro Power Generation Ltda.; Gevisa S.A.; Voith Siemens Hydro Power generation Services Ltda. Ademais, um aditivo do contrato (datado de 27/02/2008) entre a Wanerg Energética Ltda e as seguintes companhias: Voith Siemens Hydro Power Generation Ltda.; Gevisa S.A.; Voith Siemens Hydro Power generation Services Ltda, datado de 13/08/2008, o qual cede e transfere os direitos e obrigações da empresa Wanerg Energética para a Hidrelétrica Malagone e confirma que a Wanerg possui participação de 99,7% da Hidrelétrica Malagone S.A foi também fornecido e avaliado. À luz das evidências fornecidas, a data mais antiga na qual os participantes de projeto se comprometeram com gastos



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

financeiros relacionados à implementação ou relacionados à construção da atividade de projeto é confirmada como sendo 27/02/2008, assim, de acordo com o Glossário de Termos do MDL, versão 5 /24/.

A operação em teste da PCH foi autorizada pelo Despacho ANEEL número 783 de 26 de Março de 2010 /26/ e a operação comercial foi autorizada pelo Despacho ANEEL número 837, de 31 de Março de 2010 /27/. Sendo assim, a operação comercial iniciou em 01 de Abril de 2010.

A vida útil operacional da atividade de projeto é de 30 anos (0 mês), o mesmo período para o qual a Resolução Autorizativa da ANEEL número 1.111, emitida em 13 de Novembro de 2007, é válida /9/. PPs forneceram evidências da vida útil operacional dos equipamentos da atividade de projeto. Isto foi confirmado na carta datada de 24/05/2010, “MALA-004-2010\_Lifetime.pdf” /28/ da empresa Voith Hydro Ltda, onde as unidades geradoras são projetadas para operar por 30 anos de forma a cumprir com o período de concessão da PCH Malagone. Portanto, a vida útil operacional da atividade de projeto está corretamente definida no DCP.

Sendo um projeto de energia renovável, o projeto irá gerar reduções de emissões de GEE por evitar emissões de CO<sub>2</sub> proveniente da produção de eletricidade por centrais alimentadas a combustíveis fósseis e contribuirá para criar a oportunidade de emprego nas zonas rurais e para melhorar as condições da economia local. O início do período de creditação foi definido como 01/01/2011 com um período de creditação renovável de 7 anos ou na data a qual ocorrer o registro na CQNUMC, aquela que ocorrer mais tarde. As reduções de emissões totais de GEE do “Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)” foram estimados em 192.864 tCO<sub>2</sub>e durante o primeiro período de 7 anos de creditação, resultando em uma média anual de 27.552 tCO<sub>2</sub>e / ano de reduções de emissões.

A capacidade instalada total da atividade de projeto é de 19 MW. Espera-se que a atividade do projeto proposto irá operar 8.760 horas por ano, assim, terá uma produção de eletricidade a média anual de 88,564 MWh / ano. A planta do projeto tem uma energia assegurada igual a 10,11 MW, (resultando em um fator de capacidade da planta de  $53,2\% = 10,11 \text{ MW} / 19 \text{ MW}$ ) que foi confirmado no Decreto n° 10 da ANEEL, datado de 26 de fevereiro de 2008 / 11 /. É importante ressaltar que o fator de capacidade é emitido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), e os cálculos foram estabelecidas na Resolução n° 169, de 03 de maio de 2001 / 35 /. Os dados históricos são utilizados no cálculo e o fator de capacidade é específico para cada usina.

A energia assegurada de uma usina hidrelétrica é emitida pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) é específico para a usina de cada um e serve, essencialmente, dois objetivos / 38 /:

- (i) Estabelecer um limite superior para os contratos de fornecimento de energia elétrica (PPs), e;
- (ii) Definir a participação de cada planta geradora no volume total de energia gerada por hidrelétricas para o sistema elétrico.

A Energia Assegurada do sistema elétrico brasileiro é definida como a produção máxima de energia que pode ser despachada continuamente ao longo dos anos, a qual é simulada através da possibilidade de ocorrência de cada uma das séries de vazão geradas estatisticamente, admitindo-se certo risco de não ocorrência dos dados, isto é, em um determinado percentual dos anos simulados, uma variação em seu limite é permitida e é considerada aceitável pelo sistema. A determinação da Energia Assegurada está associada às condições de longo prazo que cada planta pode suprir ao sistema assumindo um critério de risco específico de não atendimento ao mercado (risco de déficit), considerando principalmente a variação hidrológica a qual a planta está submetida.

Foi possibilitado ao RINA verificar todas as evidências documentadas listadas acima durante o processo de validação e pode-se confirmar que os dados e consideração estão completos e acertivos.

O RINA confirma que a descrição da atividade de projeto MDL proposta, como observado no DCP cobre suficientemente todos os elementos relevantes, é acurado e completo, e fornece ao leitor o claro entendimento da natureza da atividade de projeto proposta.



---

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

---

### 3.4 Aplicação da linha de base selecionada e metodologia de monitoramento

A atividade de projeto aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede”, Versão 11 de 26/02/2010 /5/.

A metodologia aprovada refere-se às últimas versões das seguintes ferramentas:

- “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2);
- “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” (versão 5.2).

A atividade proposta projeto condiz com a esperada na metodologia de linha de base e assegura que:

- Projeto proposto é uma nova usina de 19 MW, instalada em um local onde não há fonte de energia renovável antes da implementação do projeto e, portanto, não envolvem adições de capacidade, uma reforma de uma fábrica já existente ou substituição das instalações existentes. Esta informação foi confirmada na avaliação do local e através de licenças ambientais e documentos da ANEEL;

- A atividade de projeto proposto resulta em novo reservatório e a densidade de potência da usina é 14,96 W/m<sup>2</sup> (superior a 4 W/m<sup>2</sup>): densidade de potência =  $19.000.000 \text{ W} / 1.270.000 \text{ m}^2 = 14,96 \text{ W/m}^2$ . Assim, a densidade de potência da usina é superior a 10 W/m<sup>2</sup>. A área do reservatório e a capacidade instalada foram confirmados através de Despacho ANEEL n.º 2.860 / / 12 e número de Resolução ANEEL 1809 / 10 /, respectivamente;

- Como foi verificado durante a visita ao local da atividade proposta é um projeto greenfield, portanto, não implica a mudança de combustíveis fósseis para energia renovável no local do projeto.

- A atividade do projeto proposto substitui a eletricidade da rede, assim, a OM, a BM e CM é estimado aplicando a ferramenta metodológica para o cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico para o cálculo das emissões de referência.

O projeto está ligado ao sistema elétrico nacional, o Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN), a delimitação do sistema elétrico do projeto e dos sistemas de eletricidade conectada são claramente identificados e informações sobre as características da rede é disponibilizado pelo DNA brasileiro / 8 / . As fontes de emissão que não são abordadas pela metodologia aplicável e as quais são esperadas uma contribuição menor do que 1% de toda a média anual de reduções de emissões esperadas não foram identificadas.

O RINA confirma que a metodologia de linha de base e monitoramento foi previamente aprovada pelo Conselho Executivo do MDL, e é aplicável ao projeto, o qual cumpre com todas as condições de aplicabilidade nela determinada.

### 3.5 Limite do Projeto e identificação da linha de base

#### 3.5.1 Limite do Projeto

De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002, “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede”, Versão 11 de 26/02/2010 /5/ o limite do projeto proposto (extensão espacial) compreende o projeto da planta de energia e todas as outras plantas fisicamente conectadas ao sistema elétrico (SIN – Sistema Interligado Nacional) no qual a atividade de projeto está conectada. O diagrama de limite do projeto presente no PDD inclui a planta de eletricidade e todas as plantas conectadas ao SIN e descreve os gases incluídos no mesmo e as variáveis monitoradas, de acordo com a metodologia aprovada ACM0002 versão 11.

O RINA avaliou a delimitação física da atividade de projeto através de documentos da ANEEL, licenças ambientais e avaliação local.

As seguintes fontes de emissões foram incluídas ou excluídas do limite do projeto:



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

	Gás Incluído	Descrição
Emissões da Linha de Base	CO <sub>2</sub>	Emissões da produção de eletricidade em instalações de combustíveis fósseis, ligada à rede nacional, que são deslocados devido à atividade de projeto
Emissões do Projeto	NA	Uma vez que a densidade de potência da atividade de projeto é 14,96 W/m <sup>2</sup> , superior a 10 W/m <sup>2</sup> , as emissões do projeto são consideradas zero de acordo com a metodologia aprovada ACM0002
Fugas	NA	Não há fugas que precisem ser considerada na aplicação desta metodologia.

Ao avaliar as informações acima no local do projeto, o RINA pode confirmar que o limite do projeto e as emissões descritas no DCP são precisos e completos, e também que as fontes e gases selecionados foram justificados pela atividade de projeto proposta.

### 3.5.2 Identificação da linha de base

De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede”, Versão 11 de 26/02/2010 /6/, a atividade de projeto é a instalação de uma nova usina de energia renovável conectada à rede, por isso, o cenário da linha de base é a seguinte: Eletricidade entregue à rede por atividades de projeto que, caso contrário, teriam sido geradas por plantas conectadas à rede (majoritariamente grandes centrais hidrelétricas e usinas termoeletricas) e pela adição de novas fontes de geração, como refletido na margem combinada (CM) da “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

As emissões da linha de base foram estimadas *ex-ante* utilizando os últimos dados disponíveis (DCP publicado em 12/12/2009) do fator de emissão de 2008 (que é igual a 0,3111tCO<sub>2</sub>/MWh, conservadoramente arredondado para baixo de um valor de 0,3111899 – média entre o OM=0,4766 tCO<sub>2</sub>/MWh e o BM=0,1458 tCO<sub>2</sub>/MWh) fornecidos pela AND brasileira, e considerando todas as quatro regiões ao sistema conectadas (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste). O fator de emissão da rede será atualizado *ex-post* durante o processo de verificação.

Todos os dados utilizados no cálculo do fator de emissão fornecidos no DP foram contra-checados com fontes confiáveis/consistentes fornecidas pela AND brasileira. Portanto, o cenário da linha de base apresentado no DCP está aplicado corretamente, de acordo com a Metodologia Aprovada ACM0002, Versão 11 de 26/02/2010 /5/.

RINA pode confirmar que a aplicação da metodologia de linha de base é transparente e razoável.

### 3.6 Adicionalidade

De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002, “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede”, Versão 11 de 26/02/2010 /5/, a adicionalidade do projeto deve ser estabelecida aplicando-se a ferramenta “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, versão 5.2 /7/.



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

A opinião do RINA sobre a adicionalidade do projeto proposto é melhor explicada nos próximos passos.

### 3.6.1 Consideração prévia do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

A data de início proposta é 27/02/2008, quando o contrato para a aquisição dos equipamentos principais foi assinado entre Wanerg Energética Ltda. e as seguintes empresas: Voith Siemens Hydro Power Generation Ltda; Gevisa SA; Voith Siemens Hydro Geração de Energia Serviços Ltda. É o primeiro dia em que o participante do projeto se comprometeu com as despesas relacionadas com a execução ou relacionado com a construção da atividade do projeto conforme o "Glossário de Termos de MDL" /24 / .

Uma vez que o Projeto é uma atividade de projeto existente (atividade de projeto com uma data de início antes de 02/08/2008) e a data de início identificada é anterior à data em que o DCP foi publicado para consulta pública mundial (10/12/2009), os PPs demonstraram que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade do projeto, que os benefícios do MDL foram um fator decisivo na decisão de prosseguir com o projeto e que a continuação e ações concretas foram tomadas para garantir o status de MDL para o projeto em paralelo com a sua implementação.

A cronologia da implementação do projeto, que segue abaixo, foi revisada e considerada válida e realista.

Data	Atividade	Evidência
13/11/2007*	Resolução ANEEL n° 1.111, autoriza a Wanerg Energética Ltda para executar e explorar a PCH Malagone (alterada pela Resolução ANEEL n° 1.809, de 10/02/2009. ("Resolução 1.111 da ANEEL. pdf").	Resolução ANEEL n° 1.111 e alterado pela Resolução ANEEL n° 1.809, datado de 02/10/2009.
15/02/2008	Licença ambiental de instalação dá permissão para a execução da PCH Malagone.	Licença de Instalação (LI), n° 005/2008 emitida pelo COPAM. "Licença de instalação" /13/
27/02/2008	Contrato assinado para a compra dos principais equipamentos (data de início do projeto)	Contrato para a aquisição dos equipamentos principais foi assinado entre Wanerg Energética Ltda. e as seguintes empresas: Voith Siemens Hydro Power Generation Ltda; Gevisa SA; Voith Siemens Hydro Geração de Energia Serviços Ltda. "Contrato de compra e venda de equipamentos e outras avenças" /16/
26/03/2010	Operação em teste da usina (comissionamento)	Despacho ANEEL 783 /26/
31/03/2010	Operação Comercial	"Despacho ANEEL 837" /9/

\* A ANEEL concede autorização para a construção do projeto, mas a somente a autorização não é uma garantia de que o projeto será realmente construído.

O início da atividade de projeto proposta é 27/02/2008 quando o contrato de compra dos principais equipamentos foi assinado entre a Wanerg Energética Ltda. e as seguintes empresas: Voith Siemens Hydro Power Generation Ltda.; Gevisa S.A.; Voith Siemens Hydro Power generation Services Ltda. Esta é a data mais antiga na qual o participante do projeto se comprometeu com os principais gastos relacionados a implementação ou relacionados a construção da atividade de projeto, conforme o "Glossário de Termos do MDL" /24/.



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

O RINA avaliou e verificou evidências relacionadas na cronologia da consideração prévia do MDL e suas ações reais e contínuas para manter o status MDL da atividade de projeto, em linha com o Anexo 22 do EB 49 /23/, como segue:

<u>Data</u>	<u>Evento</u>	<u>Evidencia</u>
<b>Suporte a Consideração MDL</b>		
<u>28/08/2006</u>	Estudo de viabilidade inicial mostrando que a PCH Malagone poderia ser implementada no âmbito do programa MDL.	Relatório de estudo inicial de viabilidade, feito pelo Plano de Engenharia.
<u>31/08/2006</u>	Conselho de Administração: minutas de reuniões Wanerg apresenta que os incentivos do MDL são necessárias para implementar a atividade de projeto. Rina verificou que as Notas da Reunião são assinado pelo conselho de administração e registrado pelo Cartório de Registro.	Minutas de reuniões Wanerg, emitido pela WANERG Energética Ltda .

A prova de que o incentivo do MDL foi seriamente considerado em um estágio inicial foi confirmada através das atas das reuniões Wanerg datado de 31/08/2006. O documento mencionado, discutiu que os benefícios dos créditos de carbono para a PCH Malagone são necessários para o desenvolvimento do projeto, mostrando que os créditos de carbono foram considerados seriamente para a implementação do projeto. Junto com as minutas, há uma descrição dos estudos preliminares de créditos de carbono para a atividade de uma empresa de terceira parte / 19 /. O documento apresenta que o projeto de carbono da Malagone pode ser desenvolvido no âmbito do MDL e descreve o retorno que o projeto possa obter créditos com as receitas de carbono. Como mencionado anteriormente, Wanerg detém 99,7% da participação da Hidrelétrica Malagone, e isso explica por que algumas evidências estão em nome de Wanerg. Após a consideração de MDL, PP começou a procurar obter as licenças ambientais e de energia para a atividade de projeto. Em paralelo, existem comunicações entre PP e consultor de MDL para o desenvolvimento da PCH Malagone como um projeto de MDL.

MDL foi seriamente considerado, portanto, na decisão de prosseguir com a atividade de projeto em conformidade com o Anexo 49 EB 22 / 23 /.

<u>Date</u>	<u>Event/ issue</u>	<u>Evidence</u>
<b>Evidence of the real action</b>		
<u>28/07/2008</u>	Email entre PP e Carbotrader. Carbotrader explicando os passos do MDL	Email entre PP e Carbotrader
<u>29/07/2008</u>	Proposta de Carbotrader assinado. Carbotrader e Malagone assinaram o contrato para desenvolver o projeto de MDL	Contrato para desenvolver o PDD com o Consultor (/19/).
<u>08/09/2008</u>	Carta para a AND brasileira informando sobre a atividade de projeto.	Carta para a AND brasileira emitida pela WANERG Energética. (/19/)
<u>05/12/2008</u>	Resposta da AND brasileira	Carta resposta da AND brasileira, emitido pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (/19/).
<u>21/04/2009</u>	Proposta para validação da atividade de projeto	Proposta da EOD (/19/)



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

<u>September/2009</u>	Consulta as partes interessadas locais	Cartas enviadas pelos PPs às partes interessadas locais /18/.
<u>10/12/2009</u>	DCP foi publicado no site do MDL para consulta as partes interessadas globais.	UNFCCC website

RINA foi capaz de verificar os documentos acima e considera satisfatórias as ações que foram realizadas para garantir o status de MDL em paralelo com a execução física da atividade de projeto de acordo com a EB49 anexo 22.

Para confirmar a ação real e contínua, os contratos revistos RINA com consultores para serviços de DCP, correspondências com o DNA brasileiro, proposta com DOE de serviços de validação e correspondência com os atores locais.

Em conclusão, em conformidade com os requisitos das “Orientações para a demonstração e avaliação da análise prévia do MDL” / 23 e / VVM (n ° 98-103) / 4 /, RINA pode confirmar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade de projeto.

### 3.6.2 Identificação das alternativas

De acordo com a VVM v.1.2 par. 105 "O PDD deve identificar alternativas credíveis à atividade do projeto, a fim de determinar o cenário mais realista, a menos que a metodologia aprovada, que é selecionado pela atividade de projeto MDL proposta estabeleça o cenário assim uma nova análise não é necessária. "

Com base nesta informação, o cenário escolhido para a atividade do projeto conforme a ACM0002 é definido como "eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto de outra forma teria sido gerado pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novos fontes de geração, como ficou refletido na margem combinada (CM) cálculos descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico ". Portanto, não é necessária alternativas para a identificação de alternativas.

O cenário escolhido está em conformidade com os requisitos Nacional da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), ONS (Operador Nacional do Sistema) e FEAM (Minas Gerais agência ambiental).

RINA pode confirmar que o cenário identificado no PDD é credível e completa.

### 3.6.3 Análise de Investimento

A análise de investimento foi utilizada para a demonstração da adicionalidade da atividade de projeto proposta.

#### 3.6.3.1 Escolha da Abordagem

A análise do benchmark foi realizada em atendimento a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” (versão 5.2). Dentre as três opções disponíveis para a análise de investimento, como discutida na “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, os participantes do projeto escolheram a análise do benchmark considerando-se que as outras opções não eram aplicáveis. A análise do custo simples não é aplicável pois o projeto irá gerar benefícios econômico-financeiros (a partir da venda da eletricidade) outras que não estritamente das receitas do MDL. A análise comparativa do investimento não aplicável, porque a única alternativa a atividade do projeto é o fornecimento da eletricidade de uma rede, o qual não deve ser considerado um projeto de investimento similar.



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

### 3.6.3.2 Seleção do Referencial (Benchmark)

No Brasil não existe um referencial largamente aplicado e aceito para projetos de PCH e o Governo não solicita uma rentabilidade mínima para os projetos deste tipo. A TIR do projeto (Taxa Interna de Retorno) foi comparada com a rentabilidade de Títulos Públicos do Governo. Os participantes do projeto escolheram um título público brasileiro de nome Notas do Tesouro Nacional, Série C (NTN-C), com vencimento em 01 de Abril de 2021. Foi distribuído no mercado pelo Tesouro Nacional brasileiro através de uma oferta pública e sua rentabilidade está associada ao índice de inflação, índice IGP-M. Os títulos do governo brasileiro apresentado pelos participantes do projeto como referência do projeto é uma opção popular de investimento público e é definida pelas agências de rating internacional como Investment Grade Bond. É considerado como investimento de baixo risco, se for comparado com um investimento em uma usina hidrelétrica. Além disso, este vincula a rentabilidade à variação do IGP-M (Índice Geral de Preços de Mercado), que é o principal índice de inflação de custos industriais no Brasil. Portanto, a referência é de acordo com a "ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade", "parágrafo 6" de "2b sub-passo" e VVM v.1.2 para.112.

No DCP versão 1, a média da rentabilidade da NTN-C nos anos de 2006 e 2007 foi calculada resultando em uma média de 20,24% ao ano. Foi solicitado aos PPs considerarem um período mais longo no cálculo da rentabilidade média, considerando-se que o Brasil não possui uma economia totalmente estabilizada e alguns índices de inflação, tais como o IGP-M (que está associado à rentabilidade da NTN-C), possui um comportamento não-linear nos últimos dez anos. A versão 2 do DCP foi revisada para considerar um período mais longo para o cálculo da NTN-C e da média ao longo de cinco dos anos foi assim utilizada para calcular o benchmark (de Janeiro de 2003 a Dezembro de 2007\_, e o título do governo NTN-C com vencimento em 01 de Abril de 2021 foi considerado. O cálculo realizado resultou em uma média anual de 22,22% de rentabilidade. Os PPs providenciaram todas as evidências na planilha “*Government bond rates\_benchmark\_v2.xls*” /29/ e confirma que o benchmark aplicado está em conformidade com o parágrafo 112 do VVM v.1.2.

No DCP versão 1, os PPs consideraram, também, um Prêmio de Risco do Mercado. O Prêmio de Risco escolhido estava baseado no estudo “*Uma Análise de Risco do Segmento de Energia Elétrica*” – A risk analysis of the Electricity segment, o qual foi apresentado no Seminário de Administração da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo (USP). Os PPs consideraram um valor de 1,27%, que é uma média dos retornos em investimentos no Índice do Segmento Elétrico com relação ao Índice BOVESPA (principal índice da BOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo). O RINA considerou que o prêmio de risco utilizado não era apropriado a atividade de projeto, pois foi calculado em uma base de cálculo diferente da do benchmark. Na versão 2 do DCP, o prêmio de risco foi revisado para 1,3%, o qual é derivado do artigo do BNDES “*O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance*”, de Março de 2009 (disponibilizado em: [http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnse\\_t/Set2901.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnse_t/Set2901.pdf)). O RINA avalia que o documento apresentado no DCP versão 2 é mais recente do que a data de decisão de investimento do projeto e, também, o artigo não apresenta a metodologia e premissas utilizadas no cálculo do Prêmio de Risco. Assim, nos cálculos da versão 3 do DCP /1/, planilha de cálculo da TIR versão 2.1 (“*IRR JUN1122 Malagone v2\_1*”) /3/ e planilha “*Government bond rates\_benchmark\_v2\_1.xls*” /29/, o prêmio de risco não foi mais considerado na análise.

O resumo dos valores do benchmark aplicável através das diferentes versões do PDD está apresentado na tabela abaixo:

Versão do DCP	NTN-C	Prêmio de Risco	Valor do Benchmark (referencial)	Documentos relacionados
1 de 8 de Julho de 2009	20,24 %	1,27%	21,51%	a) “ <i>Government bond rates_benchmark_v1.xls</i> ” b) “ <i>IRR JUN1122 Malagone v1.xls</i> ”



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

2 de 10 de Maio de 2010	22,22 %	1,3%	23,52%	a) "Government bond rates_benchmark_v2.xls" b) "IRR JUN1122 Malagone v2.xls"
3 de 07 de Julho de 2010	22,22%	--	22,22%	a) "Government bond rates_benchmark_v2_1.xls" b) "IRR JUN1122 Malagone v2_1.xls"

### 3.6.3.3 Parâmetros de entrada da planilha

Os passos seguintes foram seguidos para avaliar a análise de investimento:

- verificação das fontes utilizadas para os parâmetros de entrada. Todos os parâmetros de entrada utilizados na análise financeira são tomados a partir de fontes de terceiros ou publicamente disponíveis, como descrito nos parágrafos seguintes estavam disponíveis no momento da tomada de decisão de investimento;
- confirmação de que os valores utilizados na análise de investimentos são totalmente coerentes com terceiros ou fontes publicamente utilizadas. RINA comparou os parâmetros de entrada para a análise financeira incluída no cálculo da planilha de TIR e foi capaz de confirmar que os valores aplicados são consistentes com os valores indicados nos documentos mencionados abaixo;
- verificação cruzada dos principais parâmetros de entrada utilizados na análise financeira: os parâmetros de entrada utilizados na análise financeira foram cruzados e todas as fontes de dados utilizadas para verificação foram verificados durante o processo de validação.

### Geração de Energia

A geração de eletricidade líquida estimada fornecida pela planta do projeto para o grid foi calculada com base na energia assegurada (10,11 MW médios) fornecidos pela ANEEL (ANEEL Decreto n° 10, datada de 26 de fevereiro de 2008) / 11 /.

As "Diretrizes para a elaboração de relatórios e validação dos fatores de capacidade" parag. 3 (a): O fator de capacidade, desde os bancos e / ou financiadores de capital durante a aplicação da atividade de projeto para financiamento de projetos ou para o governo durante a aplicação da atividade de projeto para aprovação, execução / 34 /. Conforme já comentado (item de relatório 3.3), a energia assegurada de uma usina hidrelétrica é emitido para cada planta pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), e serve, essencialmente, dois objetivos: (i) estabelecer um limite máximo para os contratos de fornecimento de energia (PPAs), e (ii) definir a participação de cada usina geradora da quantidade total de energia gerada no sistema de usinas hidrelétricas.

A energia assegurada do sistema elétrico brasileiro é definido como a produção de energia máxima que pode ser entregue quase que continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de seqüências de fluxo estatisticamente criado, admitindo certo risco de não atendimento à carga, ou seja, em determinado percentual dos anos simulados alguns racionamento é autorizada até um limite considerado aceitável pelo sistema. A determinação da Energia Assegurada está associada às condições a longo prazo que cada usina pode fornecer ao sistema assumindo um critério de risco específico de não comparecimento ao mercado (risco de déficit), considerando principalmente a variabilidade hidrológica à qual a planta é apresentado / 38 /. O projeto tem uma energia assegurada igual a 10,11 MW, oficializada / aprovado no Decreto n° 10 da ANEEL, datado de 26 de fevereiro de 2008 / 11 /, o fator de capacidade "é igual a 53,2% (= 10,11 MW / 19 MW) ou, se for arredondado para baixo, 53%. É importante destacar que os cálculos metodológicos para a energia assegurada foi estabelecido pela Resolução ANEEL n° 169, de 03 de maio de 2001 / 35 /.



---

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

---

### Receitas (Tarifa de Energia Elétrica)

O valor do preço da energia foi confirmado no PPA assinado entre a CEMIG e a Hidrelétrica Malagone (assinado em 30/01/2009) de R\$ 169,10 / MWh. O PPA contratado 9,9 MW médios adicionais de energia e será vendido no mercado livre / 20 /. Por conservadorismo, PP considerados na planilha o valor de R\$ 169,10/MWh de toda a energia produzida (88,564 MWh / ano). O preço da energia disponível no momento da decisão de investimento foi o preços praticado no Leilão de Energia Alternativa, que ocorreu em junho de 2007, que foi, em média, igual a R\$ 135,00/MWh para Pequenas Centrais Hidrelétricas, e que foi confirmado num comunicado de imprensa emitido pela Empresa de Pesquisa Energética (Empresa de Pesquisa Energética - EPE) / 36 /. No entanto, como uma medida conservadora procurando uma análise mais consistente de referência, o preço da energia finalmente usada na planilha financeira foi o preço do contrato de compra de energia que a empresa assinou um contrato (R \$ 169,10/MWh), considerando que é uma característica intrínseca dados do projeto e também é superior aos preços praticados no leilão mencionado. Quanto ao preço da energia (vendido) no mercado livre, o uso do PPA também é conservador como os preços são geralmente inferiores aos preços negociados no PPA. Por exemplo, a média dos preços no período de 2003 até fevereiro de 2008 é de R\$ 58,45 / MWh (informações disponíveis na web CCEE / 37 / site) O mercado de curto prazo reflete a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional, através da relação entre o benefício momento de usar essa água dos reservatórios contidos em grandes usinas hidrelétricas e o benefício futuro de seu armazenamento, como a prática predominante no Brasil, há uma preponderância de grandes hidrelétricas interligado ao sistema, de modo a oscilação do nível de reservatórios, a demanda de energia, os preços dos combustíveis, entre outros, influenciam diretamente os preços.

### Os custos de investimento

O investimento total apresentado na análise financeira, foi baseada na Norma Orçamento Eletrobrás - OPE (do português "Orçamento Padrão Eletrobrás") apresentou à ANEEL: R\$ 92.137.019. / 30 /.

Na primeira versão da planilha de análise financeira ", TIR JUN1122 Malagone v1.xls", 100% do investimento foi considerada no primeiro ano da análise financeira. Os participantes do projeto foram convidados a apresentar os detalhes (componentes) do investimento e da distribuição dos investimentos ao longo dos anos. Os detalhes do investimento (a descrição dos componentes do investimento) e a distribuição do valor ao longo dos anos foram incluídos na planilha revisada " IRR JUN1122 v2.xls". Os componentes apresentados representam a estrutura do orçamento apresentado à ANEEL ("Eletrobrás Standard Orçamento" do português "Orçamento Padrão Eletrobrás"), descrito no documento "Detalhes Investment\_OPE.pdf" / 31 / e "PLANILHA OPE 2.pdf" / 30 /. O investimento total considera os seguintes itens: as terras, as localizações e outras ações sociais e ambientais; estruturas e outras melhorias, aquedutos e barragens, turbinas e geradores, acessórios de equipamentos elétricos, equipamentos de plantas diversas, estradas e auto-estradas de ferro ", e pontes; custos indiretos; juros durante a construção; baía de conexão com a CEMIG; linha de transmissão de 138 kV.

Quanto à distribuição dos investimentos ao longo dos anos, a versão 2 da planilha TIR, apresenta o desembolso de cerca de 43% dos investimentos em 2008 e aproximadamente 57% em 2009, considerando a distribuição prevista no cronograma de desembolso financeiro (evidência: "PCH\_Malagone\_Cron\_Desemb.pdf" // 32).

O montante total inicial de R\$ 92.137.019 é muito razoável considerando a magnitude de tais investimentos (média de R\$ 4.849.316 / kW instalado, está em linha com a média dos projetos similares), que é reforçada pela evolução esperada dos preços dos materiais de construção. A indústria de materiais de construção no Brasil relataram 33% de crescimento das receitas em 2008 em relação a 2007 e para



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

2009 Abrammat (Associação Brasileira da Indústria de Material de Construção)<sup>1</sup> previam crescimento das receitas de 6%, mostrando que a demanda por materiais de construção continua a tendência para cima, empurrando os preços para cima. Os custos de investimento também foram comparados com os custos de construção médio de PCHs no Brasil, e da atividade de projeto tem uma correspondência adequada e conservadora com os R \$ 5 milhões de kW / instalado para R \$ 5,5 milhão / kW instalado encontrado na literatura<sup>2</sup>.

### Custos Operacionais

Verificou-se que parte dos custos de O & M foram com base na proposta da Energisa /15/para o funcionamento da PCH Malagone /, mas as evidências para a outra parte da composição de O & M foram solicitados aos PPs. PPs providenciaram a composição do valor de R \$ 97.401,70 por mês (R\$ 13,20 / MWh) utilizados na planilha de análise financeira, conforme descrito no documento "estimativas\_2008.pdf O & M" / 33 /. Os custos são descritos no documento / 33 /:

- Os custos administrativos e peças de reposição (a partir do Português "GERENCIAMENTO usina e da reposição de Peças"), cujo valor estimado é de R\$ 58.111,08 / mês, incluindo 3 engenheiros, 3 financeiros e 3 funcionários administrativos;

- Custos de operação e manutenção, onde o valor médio é de R\$ 36.083,97 / mês, por proposta da Energisa;

- Os custos de vigilância da planta, com um valor estimado de R\$ 3.206,55 por mês, incluindo 4 funcionários.

As evidências apresentadas são consideradas adequados para a atividade de projeto.

### Impostos

A lei brasileira 10.637 de 30 de dezembro de 2002 e lei 9.718 de 27 de Novembro de 1998 definiu que as empresas com receita bruta inferior a R\$ 48 milhões pode Aplicamos o Sistema Brasileiro de impostos "lucro fiscal presumido". Assim, as seguintes taxas são aplicadas na receita bruta:

- COFINS (Contribuição par o Financiamento da Seguridade Social) - 3% sobre o lucro
- PIS / PASEP (Programa de Integração Social / Programa de Formação de Patrimônio do Servidor Público) - 0,65% sobre o lucro
- Imposto de renda - 25% mais de 8% da receita bruta;
- Contribuição Social - 9% sobre 12% da receita bruta.

### 3.6.3.4 Cálculos e conclusão

No que diz respeito a evolução dos preços e custos ao longo dos anos apresentados na versão 1 da planilha da TIR do projeto, os participantes do projeto apresentaram valores "flat" para todos os anos. O RINA esclareceu aos PPs a necessidade de demonstrar no fluxo de caixa a evolução dos preços e custos para todas as linhas, de acordo com contratos ou índices mais apropriados. Esta evolução pode ser diferente para quaisquer parâmetros apresentados na planilha e podem representar impactos significantes na

<sup>1</sup> [www.abramat.org.br](http://www.abramat.org.br)

<sup>2</sup> [http://www.portalpch.com.br/index.php?option=com\\_content&view=article&id=2749:08092009-crescimento-do-pre-sal-nao-reduzira-o-papel-das-fontes-alternativas-de-energia-afirma-mauricio-tolmasquim&catid=1:ultimas-noticias&Itemid=98](http://www.portalpch.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=2749:08092009-crescimento-do-pre-sal-nao-reduzira-o-papel-das-fontes-alternativas-de-energia-afirma-mauricio-tolmasquim&catid=1:ultimas-noticias&Itemid=98) ou [http://www.olade.org/electricidad/Documents/ponencias/Dia%2026%20de%20mayo/Sesion%203/PCH%20Diagnostico\\_TFih.pdf](http://www.olade.org/electricidad/Documents/ponencias/Dia%2026%20de%20mayo/Sesion%203/PCH%20Diagnostico_TFih.pdf)



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

evolução do EBITDA (Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização). Neste caso a inflação deve ser considerada, pois a rentabilidade do benchmark escolhido leva em consideração a inflação. Além disso, em relação a esses índices, inflação, taxas de juros e outras taxas de câmbio, foi solicitado aos PPs utilizar informações de fontes do Governo brasileiro ou de algumas instituições financeiras grandes, já que estas instituições fornecem previsão para os próximos anos .

Os proponentes de projeto forneceram ao RINA a planilha de análise financeira versão 2 “*IRR JUN1122 Malagone v2.xls*”, levando em consideração os ajustes pela inflação no Preço da Energia, Custos de O&M e seguros e garantias. Os proponentes de projeto aplicaram a previsão de inflação emitida pelo Boletim Focus do Banco Central do Brasil, datada de 08/01/2010. Aos PPs foi solicitado o fornecimento do valor previsto para inflação no momento da tomada de decisão. Além disso, no que diz respeito a versão 2 da planilha da análise financeira, foi solicitado aos PPs que verificassem a correção da inflação até o primeiro ano da Análise Financeira (Ponto Focal: 2010), pois alguns itens (valores) foram definidos em 2009 (preço da energia) ou 2008 (O&M) e, portanto, estes valores deveriam ser corrigidos em 2010.

Os participantes de projeto forneceram a planilha revisada, “*IRR JUN1122 Malagone v2\_1.xls*” /3/, com a fonte da inflação prevista baseada no “Relatório de Inflação” do Banco Central do Brasil, emitido em Março de 2008, disponível em <<http://www.bcb.gov.br/htms/relinf/port/2008/03/ri200803P.pdf>>.

Foi verificado o preço da energia, o qual foi ajustado pelo IGP-M, considerando que este índice é mencionado no PPA/20/. Os custos de O&M também foram ajustados pelo índice IGP-M como mencionado na proposta da Energisa /15/. O índice IGP-M foi utilizado para ajustar outros componentes dos custos de O&M, como uma maneira conservadora.

Um resumo dos valores das TIRs apresentadas nas diferentes versões do DCP estão apresentadas na tabela que segue abaixo:

Versão do DCP	TIR	Documentos Relacionados
1 de 8 de Julho de 2009	11,91 %	“ <i>IRR JUN1122 Malagone v1.xls</i> ”
2 de 10 de Maio de 2010	15,86 %	“ <i>IRR JUN1122 Malagone v2.xls</i> ”
3 de 07 de Julho de 2010	16,58 %	“ <i>IRR JUN1122 Malagone v2_1.xls</i> ”

Em todas as versões do DCP foi possível confirmar que o benchmark estabelecido é maior que a TIR do projeto.

### 3.6.3.5 Análise de sensibilidade

A Análise de sensibilidade foi realizada para os parâmetros que contribuem com mais de 20% das receitas e custos para demonstrar a robustez da análise financeira: (i) Preço da Energia; (ii) Investimento e (iii) Fator de Capacidade. Já na versão 2, os PPs incluíram também nesta análise os (iv) Custos de O&M, pois este parâmetro configura-se como a principal saída no fluxo de caixa ao longo dos anos, após o investimento.

A Análise de Sensibilidade se limitou na variação de +/- 10% nos quatro parâmetros listados acima. Os resultados da análise de sensibilidade estão apresentados na tabela abaixo:

	Preço da Energia (R\$/MWh)	Investimento (R\$)	Fator de Capacidade (MW)	O&M (R\$/MWh)
-10 %	15,11 %	17,97 %	15,25 %	16,70 %
0 %	16,58 %	16,58 %	16,58 %	16,58 %
+10 %	17,99 %	15,40 %	17,86 %	16,46 %



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Em nenhum dos casos acima a TIR ultrapassou o benchmark (referencial). Além disso, os participantes do projeto, calcularam o quanto seria necessário de variação em tais parâmetros de modo que o VPL do projeto fosse zero ou, em outras palavras, com que a TIR se igualasse ao referencial (no ponto de equilíbrio, ou breakeven point). Os resultados dos PPs, estão apresentados abaixo:

	Preço da Energia (R\$/MWh)	Investimento (R\$)	Fator de Capacidade (MW)	O&M (R\$/MWh)
% de variação	41,58%	-32,15%	45,86%	-496,17%

Como pode ser observado, para todos os parâmetros, foi necessário um alto valor de desvio para atingir o ponto de equilíbrio. Por exemplo, o Fator de capacidade da planta não pode aumentar (é limitada pela definição da ANEEL de Energia Assegurada / 11 /), o preço da energia já foi definido no PPA / 20/e não é susceptível de aumentar 41,58%, o investimento foi com base no Orçamento Padrão Eletrobrás / 30 / 31 /, que considera uma fonte confiável de dados e não é susceptível de diminuir 32,15% e para os custos de O & M, o projeto continuará a ser adicional, mesmo que estes custos sejam negligenciados. Em todos os cenários, a TIR do projeto é improvável que alcance o valor de referência.

### 3.6.4 Análise de Barreiras

Não aplicável.

### 3.6.5 Análise da Prática Comum

#### *Sub-etapa 4a: Análise de outras atividades similares a atividade de projeto proposta*

No DCP versão 1, os PPs apresentaram a análise da prática comum (comparando outras atividades que se tornaram operacionais e eram similares a atividade de projeto proposta) considerando as PCHs localizadas no Brasil com capacidade instalada entre 15MW e 30MW (limite superior para PCHs no Brasil). O RINA estendeu a análise, considerando que é apropriado comparar a atividade de projeto proposta a projetos “similares”, assumindo um intervalo de capacidade instalada de +/- 50%, isto é de 9,0 – 30 MW. A atividade de projeto proposta foi comparada com projetos similares que se tornaram operacionais entre 2005 (quando o Protocolo de Quioto passou a vigorar) e 2008 (data de início do projeto).

Outras atividades de projeto MDL (registradas ou publicadas no website da CQNUMC) foram excluídas da análise, bem como PCHs que receberam outros tipos de incentivos financeiros, como o PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

Durante a primeira análise a RINA verificou que 2 PCHs (Porto Góes-SP e Graça Bernnand-MT) não receberam qualquer incentivo, no entanto os PPs forneceram as evidências de que PCH Porto Góes é um projeto de expansão (Resolução n ° 255, datado de 06 / 05/2003) e Graça Bernand é um projeto de MDL (<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/N68XFRKNR58M29GRSJGR81NCMFT7KJ/view.html>), portanto, não podem ser comparadas à atividade de projeto.

Baseado nesta análise, foram encontradas projetos similares em 2005 – 2008:

N° de PCHs com capacidade instalada entre 9 – 30 MW	N° de PCHs com incentivos do MDL	N° de PCHs com incentivos do Proinfa
60	19	39
%	31,66%	65%

Deste total, somente 3,33% das PCHs em operação no Brasil não receberam incentivos para que fossem implementadas. As PCHs são:

Ano	Nome	Capacidade Instalada	Estado
-----	------	----------------------	--------



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

		(MW)	
2005	Porto Góes	14,3	SP
2008	Graça Bernnand (Terra Santa )	27,4	MT

Sendo assim, pode ser concluído que as atividades similares não estão difundidas no País Anfitrião e que a maioria das PCHs (~97%) foram implementadas com algum tipo de incentivo financeiro (MDL e/ou PROINFA).

A prática comum no Brasil é a instalação e operação de grandes centrais elétricas, tais como as grandes centrais hidrelétricas e as termoeletricas movidas a gás natural, que representam a maioria da capacidade instalada atual do Brasil (95%) e, assim, a atividade de projeto “Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)” não é o cenário de prática usual nos negócios (business-as-usual) no Brasil, onde as grandes hidrelétricas e termoeletricas movidas a gás natural representam (95%) da capacidade instalada atual..

### 3.6.6 Conclusão

O RINA pode confirmar que todos os dados, fundamentações, premissas, justificativas e documentações fornecidas pelos participantes do projeto no suporte da demonstração da adicionalidade são confiáveis e consistentes.

Ao avaliar as evidências apresentadas e cruzando as informações disponibilizadas e acessadas, o RINA considera que a fundamentação para a demonstração da adicionalidade do projeto proposto é credível e razoável, ou seja, a atividade do projeto proposto tem a capacidade de reduzir as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes abaixo aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL proposta e, portanto, o projeto é adicional.

### 3.7 Plano de monitoramento

A metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede”, Versão 11 de 26/02/2010 /5/ foi corretamente aplicada.

O plano de monitoramento está em concordância com a metodologia de monitoramento e dará oportunidade para a medição real das reduções de emissões atingidas pelo projeto.

O RINA verificou todos os parâmetros apresentados no plano de monitoramento com base nos requisitos metodológicos e nenhum desvio relevante na atividade de projeto foi encontrado.

O RINA confirma que os arranjos metodológicos descritos no plano de monitoramento são viáveis dentro da concepção do projeto, e os meios de execução do plano de monitoramento são suficientes para garantir que as reduções de emissões obtidas por/resultante da atividade de projeto de MDL podem ser comunicadas *ex-post* e verificadas.

#### 3.7.1 Parâmetros determinados ex-ante

Os seguintes parâmetros estão disponíveis na validação (não monitorados):

\*  $A_{BL}$  - Área do reservatório medido na superfície, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio;

\*  $Cap_{BL}$  - Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação do projeto.

A partir da ACM0002,  $A_{BL}$  e  $Cap_{BL}$  para novas centrais hidrelétricas são consideradas = 0.

O DCP versão 1, apresentou na seção B.6.2 os parâmetros padrão de fator de emissão para reservatórios ( $EF_{Res}$ ), no entanto, como a densidade de potência é maior que  $10 \text{ W/m}^2$ , este parâmetro foi excluído no DCP versão 2 (CAR#2).



---

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

---

### 3.7.2 Parâmetros monitorados *ex-post*

- \*  $EG_{facility,y}$  – Eletricidade líquida fornecida pela PCH à rede na hora  $h$ ;
- \*  $EF_{grid,CM,y}$  – Fator de Emissão da rede brasileira;
- \*  $EF_{grid,OM-DD,y}$  – Fator de Emissão de CO<sub>2</sub> da Margem de Operação da rede, no ano  $y$ ;
- \*  $EF_{grid,BM,y}$  – Fator de Emissão de CO<sub>2</sub> da Margem de Construção da rede, no ano  $y$ ;
- \*  $Cap_{PJ}$  – Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto;
- \*  $A_{PJ}$  – Área do reservatório medido na superfície da água, após a implementação do projeto, quando o reservatório estiver cheio.

### 3.7.3 Sistema de gerenciamento e garantia de qualidade

A energia entregue a rede será medida e gravada continuamente (leituras horárias e arquivadas mensalmente) através de medidores de energia que atendem aos padrões nacionais. O Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são os responsáveis pela definição dos requisitos técnicos para medição e faturamento de energia. Os procedimentos de QA/QC estão em linha com a metodologia aplicada. A eletricidade despachada à rede será monitorada por medidores de energia eletrônicos calibrados e invioláveis (lacrados). Os dados dos medidores de energia serão cruzados com as faturas de venda de energia ou com o banco de dados da CCEE.

Os procedimentos de calibração dos medidores (frequência) seguirão os “Procedimentos de Rede” do ONS: Módulo 12, sub-módulo 12.3. Os proponentes do projeto deverão sempre seguir as regras dos órgãos competentes (como por exemplo, o ONS e a CCEE), no caso de mudanças nos procedimentos de calibração.

$Cap_{PJ}$  será monitorado através de especificações técnicas nos equipamentos instalados, placas dos equipamentos e fichas técnicas. Além disso, as autorizações da agência reguladora serão checadas.  $A_{PJ}$  será determinado através de levantamentos topográficos, mapas, imagens de satélite, etc. Além disso, como a PCH Malagone deverá monitorar o nível do reservatório devido aos requisitos nacionais, este dado será utilizado com o propósito de ser utilizado na determinação da área do reservatório e será um procedimento de medição a ser considerado pela atividade de projeto.

O fator de emissão da margem combinada ( $EF_{grid,CM,y}$ ) será calculado *ex-post* utilizando-se os fatores de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de construção e da margem de operação que são fornecidos pela AND brasileira. Os fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação da geração de eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) são calculados de acordo com o método da análise do despacho, a partir dos dados de geração das plantas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

O plano de monitoramento estabelece que todos os dados monitorados serão arquivados durante todo o período de creditação mais dois anos.

No que diz respeito às responsabilidades, o DCP versão 2 incluiu que a Hidrelétrica Malagone S.A é a empresa responsável pela manutenção e calibração dos equipamentos de monitoramento, cumprimento aos requisitos operacionais e ações corretivas relacionadas à funcionalidade da atividade de projeto. Além disso, os PPs têm autoridade e responsabilidade pelo registro, monitoramento e medição, bem como no gerenciamento do projeto, organização de treinamentos da equipe de apoio no uso das técnicas apropriadas naqueles procedimentos. A Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda é a entidade responsável em reportar os resultados dos cálculos da linha de base, emissões do projeto (se aplicável) e reduções de emissões .



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

### 3.8 Estimativas das emissões de GEE

As fórmulas e fatores utilizados nos cálculos das emissões do projeto estão de acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 - “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede”, Versão 11 de 26/02/2010. Mesmo considerando que as emissões do projeto e fugas não são aplicáveis à atividade de projeto.

Todas as estimativas das emissões da linha de base podem ser replicadas utilizando os dados e valores dos parâmetros fornecidos no DCP e arquivos de suporte submetidos para registro, e as fontes de dados mencionados foram verificadas pelo RINA.

#### Cálculo *ex-ante* das reduções de emissões

A geração de eletricidade líquida a ser entregue à rede pela atividade de projeto foi calculada com base na energia assegurada (10,11MW) fornecido pela ANEEL (Portaria ANEEL número 10 de 26 de Fevereiro de 2008) /11/. Além disso, a estimativa *ex-ante* do fator de emissão da rede foi calculado com base nos últimos dados disponibilizados pela AND brasileira (DCP publicado em 10/12/2009) para o ano de 2008 (que é igual a 0,3111 tCO<sub>2</sub>/MWh, conservadoramente arredondado para baixo de um valor de 0,3111899 – média entre o OM=0,4766 tCO<sub>2</sub>/MWh e o BM=0,1458 tCO<sub>2</sub>/MWh) fornecidos pela AND brasileira, e considerando todas as quatro regiões ao sistema conectadas (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste) – calculado de acordo com a “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico” /8/.

Na planilha de RCEs versão 1 “*CERs JUN1122\_v1.xls*”, o cálculo do fator de emissão apresentou valor igual a 0,3112 tCO<sub>2</sub>/MWh, no entanto as reduções de emissões foram calculadas usando o fator de emissão de 0,3111 tCO<sub>2</sub>/MWh. Os PPs forneceram uma planilha revisada “*CERs JUN1122\_v2.xls*” /2/, considerando o fator de emissão de 0,3111 tCO<sub>2</sub>/MWh (=0,3111899, conservadoramente arredondado para baixo / baseado nos fatores de emissão das margens de operação e construção do ano de 2008 publicados pela AND brasileira. O fator de emissão será atualizado *ex-post*. Além disso, no DCP versão 2, o início do período de creditação foi alterado de 01/07/2010 para 01/01/2011 e, então, as reduções de emissões estão estimadas considerando o período de 01/01/2011- 31/21/2017.

#### Cálculo *ex-post* das reduções de emissões

Os fatores de emissão da margem combinada (EF<sub>grid,CM,y</sub>) serão calculados *ex-post* usando os fatores de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de operação e construção fornecidos pela AND brasileira. Os fatores de emissão da margem de construção e operação da geração de eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) são calculados de acordo com o método da análise do despacho, a partir dos arquivos das plantas despachadas centralizadamente pelo ONS (Operador Nacional do Sistema).

### 3.9 Impactos Ambientais

O projeto cumpre todas as leis e regulamentos aplicáveis. Os aspectos ambientais da atividade de projeto foram analisados pelo órgão ambiental (COPAM). Uma Avaliação de Impacto Ambiental - EIA (o que resulta em um RIMA - Relatório de Impacto Ambiental) é solicitada pelo órgão ambiental para emitir as licenças. O RIMA para a PCH Malagone, emitido pela Limiar Engenharia e datada de Outubro de 2005, foi fornecido ao RINA e avaliado /14/.

O projeto obteve as seguintes licenças ambientais, avaliadas pelo RINA:

- Licença de Instalação (LI) nº 005/2008 emitida pelo COPAM em 15/02/2008, válida até 15/02/2012 /13/.

Impactos transfronteiriços não estão previstos.

Além disso, os seguintes documentos da ANEEL foram avaliados:



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Resolução ANEEL número 1.111, de 13 de Novembro de 2007 – autoriza a Wanerg Energética Ltda a implementar e explorar a PCH Malagone (alterada pela Resolução Autorizativa número 1.809) e menciona a capacidade instalada e coordenadas /9/;
- Resolução ANEEL número 1.809, de 10 de Fevereiro de 2009 – transferindo a autorização de implementação e exploração da PCH Malagone (19 MW de capacidade instalada) da Wanerg Energética Ltda para a Hidrelétrica Malagone S.A. /10/;
- Portaria da ANEEL número 10, de 26 de Fevereiro de 2008 – define como 10,11 MW (médio) a energia assegurada para a PCH Malagone /11/;
- Despacho ANEEL número 2.860, de 11 de Setembro de 2007 – menciona as coordenadas da PCH Malagone e área do reservatório /12/;
- Despacho ANEEL número 783, datado de 26 de Março de 2010 – autoriza a operação em teste da PCH Malagone /26/;
- Despacho ANEEL número 837, datado de 31 de Março de 2010 – autoriza a operação comercial da PCH Malagone /27/.

### 3.10 Consulta as partes interessadas locais

Antes da publicação do DCP no website da CQNUMC, de 10 de Dezembro de 2009 a 08 de Janeiro de 2010, os proponentes do projeto realizaram uma consulta às partes interessadas locais conforme os requisitos da Comissão Interministerial sobre Mudança Global do Clima (CIMGC) e em atendimento à Resolução 7 da AND brasileira de (05 de Março de 2008). Os PPs enviaram cartas convidando para comentários as seguintes partes interessadas / autoridades locais:

- Prefeitura de Uberlândia;
- Câmara Municipal de Uberlândia;
- Agência Ambiental de Minas Gerais - COPAM;
- Secretaria Ambiental de Uberlândia;
- FBOMS - *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais*;
- Ministério Público do Estado de Minas Gerais;
- Procuradoria da República no Estado de Minas Gerais;
- Instituição Cristã de Assistência Social de Uberlândia - ICASU;
- Associação Comunitária de Martinésia – Uberlândia.

Excluindo-se a confirmação de recebimento da carta encaminhada à FBOMS - AR (Aviso de Recebimento) datado de 09/09/2009, todos os outros stakeholders receberam as cartas em 08/09/2009 /18/.

Foi verificado que as cartas encaminhadas às partes interessadas seguiram a Resolução nº 7. As cartas foram encaminhadas em português e o DCP foi disponibilizado publicamente, em português, no seguinte link: <http://www.carbotrader.com/jun1122dcp.pdf>. As cartas foram datadas de 02/09/2009. Nenhum comentário foi recebido.

O RINA pode confirmar que o processo e a consulta as partes interessadas foram adequados e confiáveis.

## 4 COMENTÁRIOS PELAS PARTES INTERESSADAS E ONGS

O DCP versão 1 de 8 de Julho de 2009 foi disponibilizado publicamente no site da CQNUMC (<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/6HXNSSNH17UCTOB9UJ7HU5T63UTHFZ/view.html>) e as Partes interessadas e ONGs foram convidadas a fornecer seus comentários durante um período de 30 dias de 10 de Dezembro de 2009 a 08 de Janeiro de 2010.

Comentários não foram recebidos.



---

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

---

### 5 OPINIÃO DA VALIDAÇÃO

O RINA Services S.p.A. (RINA) realizou a validação da atividade de projeto proposta “Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)” no Brasil, levando-se em consideração os requisitos relevantes para atividades de projeto MDL.

A revisão do Documento de Concepção de Projeto e as subseqüentes entrevistas de acompanhamento forneceram ao RINA evidências suficientes para determinar o cumprimento dos critérios declarados.

O país anfitrião, Brasil, atende aos requisitos para participar do MDL. Nenhuma parte do Anexo I foi identificada.

Os participantes do projeto são a Hidrelétrica Malagone S.A. e a Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda, ambas do Brasil.

O projeto aplica corretamente a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede”, Versão 11 de 26/02/2010.

Através da geração de energia renovável a partir de uma Pequena Central Hidrelétrica o projeto resulta em reduções de emissões que são reais, mensuráveis e permitem benefícios de longo prazo na mitigação das mudanças climáticas. Isto demonstra que o projeto não é um cenário de linha de base provável. Reduções de emissões atribuídas ao projeto são, sobretudo, adicionais àquelas que ocorreriam na ausência da atividade de projeto.

As reduções de emissões de GEE do “Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)” estão estimadas em 192.864 tCO<sub>2</sub>e durante o primeiro período de creditação renovável de 7 anos, resultando em uma média anual de reduções de emissões de 27.552 tCO<sub>2</sub>e / ano.

Dado que o projeto está implementado como concebido, o projeto irá provavelmente atingir o volume estimado de reduções de emissões durante os primeiros 7 anos selecionados do período de creditação.

O plano de monitoramento especifica suficientemente os requisitos para o monitoramento das reduções de emissões do projeto. Os arranjos do monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis dentro da concepção do projeto e a opinião do RINA é que os participantes do projeto são capazes de implementá-lo.

Concluindo, a opinião do RINA é que a atividade de “Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)” no Brasil, como descrito no DCP versão 3 de 07 de Julho de 2010, atinge todos os requisitos relevantes da CQNUMC para o MDL e todos os requisitos da Parte Anfitriã, e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede”, Versão 11 de 26/02/2010.

Sendo assim, o RINA solicita o registro do projeto como uma atividade de projeto MDL.

Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o Projeto deverá receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o Projeto auxilia ao país em atingir o desenvolvimento sustentável.

## APÊNDICE A

---

### PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO MDL

**Tabela 1 Requisitos Obrigatórios**

Requisitos	Referência	Conclusão	Referência Cruzada / Comentário
1. O projeto auxiliará os Países incluídos no Anexo I em alcançar o cumprimento da parte de seu compromisso de reduções de emissões previsto no Artigo 3	Protocolo de Kyoto Art.12.2		Nenhuma parte do Anexo I foi identificada. Tabela 2, Seções B.6.3, B.6.4
2. O projeto auxiliará Países não incluídos no Anexo I a atingir o desenvolvimento sustentável e terá obtido confirmação disso pela parte anfitriã.	Protocolo de Kyoto Art. 12.2, Acordos de Marrakesh, Modalidades de MDL §40a	-	Tabela 2, Seção A.2.3 Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o Projeto deverá receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o Projeto auxilia ao país em atingir o desenvolvimento sustentável.
3. O projeto auxiliará Países não incluídos no Anexo I a contribuir para o maior objetivo da CQNUMC.	Protocolo de Kyoto Art.12.2.	<b>OK</b>	Nenhuma parte do Anexo I foi identificada.
4. O projeto terá a aprovação escrita da participação voluntária das autoridades nacionais designadas de cada país envolvido.	Protocolo de Kyoto Art.12.5a, Acordos de Marrakesh, Modalidades de MDL §40a, § 28	-	Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o Projeto deverá receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o Projeto auxilia ao país em atingir o desenvolvimento sustentável.
5. As reduções de emissões devem ser reais, mensuráveis e propiciarem benefícios de longo prazo referentes à mitigação das mudanças climáticas.	Protocolo de Kyoto Art. 12.5b	<b>OK</b>	Tabela 2, Seção B.6.1.1 e B.6.3.1
6. Reduções nas emissões de GEE serão adicionais a qualquer uma que possa ocorrer na ausência da atividade do projeto, i.e. uma atividade do projeto de MDL é adicional se as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fontes forem reduzidas abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade do projeto de MDL registrada.	Protocolo de Kyoto Art. 12.5c, Acordos de Marrakesh, Modalidades de MDL §43 e § 44	<b>OK</b>	Tabela 2, Seção B.5
7. Caso seja usado financiamento público de Países incluídos	Decisão 17/CP.7, CDM	<b>OK</b>	Tabela 2, Seção A.4.5

Requisitos	Referência	Conclusão	Referência Cruzada / Comentário
no Anexo I para a atividade do projeto, esses Países devem fornecer uma afirmação de que esse financiamento não resulta em um desvio da assistência oficial de desenvolvimento (ODA) e é separado e não contado para fins de obrigações financeiras desses Países.	Modalidades de MDL e Procedimentos - Apêndice B, § 2		
8. Partes participantes no MDL devem designar uma autoridade nacional para o MDL.	Acordos de Marrakech, Modalidades de MDL §29	<b>OK</b>	A Autoridade Nacional Designada no Brasil para o MDL é a “Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima” (CIMGC).
9. A parte anfitriã e o País participante do Anexo I serão uma parte do Protocolo de Kyoto.	Acordos de Marrakesh, Modalidades de MDL §30	<b>OK</b>	O Brasil ratificou o protocolo em 23 de Agosto de 2002.
10. A quantidade atribuída ao País participante do Anexo I deve ter sido calculada e registrada.	Modalidades de MDL e Procedimentos §31b	<b>OK</b>	Nenhuma parte do Anexo I foi identificada.
11. A parte participante do Anexo I deve ter um sistema nacional para estimar as emissões de GEE e um registro nacional de acordo com os Artigos 5 e 7 do Protocolo de Kyoto.	Modalidades de MDL e Procedimento §31b	<b>OK</b>	Nenhuma parte do Anexo I foi identificada.
12. Serão solicitados comentários pelas partes interessadas locais, um resumo destes comentários deve ser apresentado e como foram devidamente considerados os comentários recebidos.	Acordos de Marrakesh, Modalidades de MDL §37b	<b>OK</b>	Tabela 2, Seção E Conforme exigido pela Comissão Interministerial para a Mudança Global do Clima (CIMGC) e de acordo com a Resolução 7 da AND (05 de março de 2008), os participantes enviaram cartas, solicitando comentários, às partes interessadas/autoridades municipais locais.
13. A documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade do projeto, inclusive impactos transfronteiriços, serão apresentados, e, se esses impactos forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte Anfitriã, será realizado um estudo de impacto ambiental de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte Anfitriã.	Acordos de Marrakesh, Modalidades de MDL §37c	<b>OK</b>	Tabela 2, Seção D
14. A metodologia de linha de base e monitoramento será previamente aprovada pelo Painel de Metodologia do MDL.	Acordos de Marrakesh, Modalidades de MDL §37e	<b>OK</b>	Tabela 2, Seção B.2
15. As provisões para monitoramento, verificação e relatório	Acordos de Marrakesh,	<b>OK</b>	Tabela 2, Seção A.4.5

Requisitos	Referência	Conclusão	Referência Cruzada / Comentário
serão de acordo com as modalidades descritas nos Acordos de Marrakesh e as respectivas decisões do COP/MOP.	Modalidades de MDL §37f		
16. As ONGs reconhecidas pelos Países, partes interessadas e pela CQNUMC serão convidados a comentar sobre os requisitos de validação para um mínimo de 30 dias, e o documento de concepção de projeto e os comentários foram colocados à disposição do público.	Acordos de Marrakesh, Modalidades de MDL §40	<b>OK</b>	O DCP de 8 de Julho de 2009 foi colocado a disposição do público no website da CQNUMC e os Países, partes interessadas e ONGs foram convidados a fazer comentários durante um período de 30 dias que estendeu-se de 10 de Dezembro de 2009 a 08 de Janeiro de 2010. <a href="http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/6HX/NSSNH17UCTOB9UJ7HU5T63UTHFZ/view.html">http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/6HX/NSSNH17UCTOB9UJ7HU5T63UTHFZ/view.html</a> Nenhum comentário foi recebido.
17. Uma linha de base deve ser estabelecida especificamente para cada projeto, de forma transparente e levando em consideração as respectivas políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais.	Acordos de Marrakesh, Modalidades de MDL §45 b, c, d, e	<b>OK</b>	Tabela 2, Seção B.4
18. A metodologia de linha de base excluirá o recebimento de RCEs referentes a reduções nos níveis de atividade fora da atividade do projeto ou devido a força maior.	Acordos de Marrakesh, Modalidades de MDL §47	<b>OK</b>	Tabela 2, Seção B.4
19. O documento de concepção do projeto deve estar de acordo com o formato CQNUMC MDL-DCP.	Acordos de Marrakesh, Modalidades de MDL, Apêndice B, Decisões do EB	<b>OK</b>	O DCP está de acordo com o MDL-DCP (versão 03 de 28 de julho de 2006).

**Tabela 2 Lista de Conferência dos Requisitos**

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
<b>A. Descrição Geral da Atividade de Projeto.</b> <i>A apresentação do projeto é avaliada.</i>					
<b>A.1. Título da atividade de projeto.</b>					
A.1.1. Título da atividade de projeto, número da versão e data do documento (DCP).	/1/ /21/	DR	O título da Atividade de projeto é “Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)”, conforme o DCP Versão 1 de 08 de Julho de 2009.	OK	OK
<b>A.2. Descrição da atividade de projeto.</b>					
A.2.1. O propósito da atividade está incluído?	/1/ /4/ /9/ /10/ /21/	DR	Sim. A atividade de projeto contém uma descrição clara da atividade de projeto proposta. A seção A.2 do DCP (versão 1) está de acordo com o último modelo padrão de DCP e “Orientações do Conselho Executivo do MDL para preenchimento do documento de concepção do projeto (MDL-DCP) e proposta de metodologia de nova linha de base e monitoramento (CDM-NM)”, versão 7 - EB 41, anexo 12. A atividade de projeto consiste na instalação de uma nova pequena central hidrelétrica com capacidade instalada de 19 MW, localizada no rio Uberabinha, município de Uberlândia, Estado de Minas Gerais, Brasil. A área do reservatório de (1,27 Km <sup>2</sup> ) e a capacidade instalada de (19 MW) foram confirmadas através do Despacho da ANEEL de número 2.860 e da Resolução da ANEEL de número 1.809 respectivamente. Os equipamentos foram verificados durante a visita ao local do empreendimento (Vide a seção A.4.3.1).	OK	OK
A.2.2. É explicado como a atividade de projeto reduz as emissões dos gases de efeito estufa, i.e.	/1/ /4/	DR	A atividade de projeto reduz as emissões de GEE evitando a necessidade de operação de usinas	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
tecnologia, medições?	/21/		termelétricas as quais utilizam combustível fóssil para gerar energia. Na ausência da atividade de projeto, a energia seria gerada por usinas termelétricas conectadas à rede. Reduções de emissões são requeridas devido ao deslocamento da eletricidade da rede com a estimativa de eletricidade que será gerada pela Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e fornecida à rede.		
<b>A.2.3. Contribuição para o Desenvolvimento Sustentável. Tabela 1 - 2</b>					
A.2.3.1. O projeto está alinhado com a legislação vigente e com os planos do país anfitrião?	/1/ /4/ /9/ /10/ /11/ /12/ /13/ /21/	DR	A atividade de projeto proposta está alinhada com a legislação em âmbito local e federal. O projeto obteve as seguintes licenças ambientais verificadas pela RINA: - Licença de Instalação (LI), nº 005/2008 emitida pelo COPAM em 15/02/2008 válida até 15/02/2012. Os seguintes documentos emitidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) foram verificados: - Resolução ANEEL número 1.111, datada de 13 de Novembro de 2007 – autoriza a Wanerg Energética Ltda a implementar e explorar a PCH Malagone (emendada pela resolução Autorizativa de número 1.809) e menciona sua capacidade instalada e posição geográfica; - Resolução ANEEL número 1.809, datada de 10 Fevereiro de 2009 – transferindo a autorização para implamentar e explorar a PCH Malagone (19 MW de capacidade instalada) da Wanerg Energética Ltda para a Hidrelétrica Malagone S.A.; - Portaria ANEEL de número 10, datada de 26 de Fevereiro de 2008 – define em 10,11 MW	<b>OK</b>	<b>OK</b>

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			(média) a garantia física de energia da PCH Malagone; - Despacho ANEEL de número 2.860, datado de 11 de Setembro de 2007 – menciona as coordenadas geográficas e a área do reservatório da PCH Malagone.		
A.2.3.2. O projeto está alinhado com os requisitos do MDL específicos do país anfitrião?	-	DR	Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o Projeto deverá receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o Projeto auxilia ao país em atingir o desenvolvimento sustentável.	-	
A.2.3.3. O projeto está alinhado com as políticas de desenvolvimento sustentável do país anfitrião?	-	DR	Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o Projeto deverá receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o Projeto auxilia ao país em atingir o desenvolvimento sustentável.	-	
A.2.3.4. O projeto criará outros benefícios ambientais ou sociais além da redução de emissões de GEE?	/1/ /4/ /14/ /21/	DR	O DCP versão 1 menciona que a atividade de projeto irá contribuir para melhorar as condições de trabalho e criar novos postos de emprego na região da atividade de projeto. Foi verificado que a contribuição social da atividade de projeto foi mencionada no RIMA (relatório de Impacto Ambiental).	OK	OK
<b>A.3. Participantes do projeto. Anexo 1</b>					
A.3.1. A(s) Parte(s) e entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) envolvida(s) na atividade de projeto foram listadas(s)?	/1/	DR	Os participantes do projeto (entidades privadas) são a Hidrelétrica Malagone S.A. e Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda.	OK	OK
A.3.2. As informações de contato foram fornecidas no	/1/	DR	As informações de contato estão fornecidas	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
Anexo 1 do DCP, usando (tabela própria) o formato tabular?	/21/		apropriadamente usando tabela própria (formato tabular).		
<b>A.4. Descrição técnica das atividades de projeto.</b>					
A.4.1. A localização da atividade de projeto é claramente definida, incluindo detalhes da localização física e informações que permitam a identificação única desta atividade(s) de projeto(s)?	/1/ /4/ /9/ /10/ /21/	DR	<p>A atividade de projeto está localizada em Uberlândia, estado de Minas Gerais, Brasil, nas seguintes coordenadas geográficas: 18° 40' 50'' S e 48° 29' 57'' W.</p> <p>As coordenadas foram confirmadas pelos seguintes documentos da ANEEL:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Resolução ANEEL número 1.111, datada de 13 de Novembro de 2007 – autoriza a Wanerg Energética Ltda a implementar e explorar a PCH Malagone (alterada pela Resolução Autorizativa ANEEL de número 1.809) e menciona sua capacidade instalada e posição geográfica;</li> <li>- Resolução ANEEL número 1.809, datada de 10 Fevereiro de 2009 – transferindo a autorização para implementar e explorar a PCH Malagone (19 MW de capacidade instalada) da Wanerg Energética Ltda para a Hidrelétrica Malagone S.A.;</li> <li>- Despacho ANEEL de número 2.860, datado de 11 de Setembro de 2007 – menciona as coordenadas geográficas e a área do reservatório da PCH Malagone.</li> </ul>	<b>OK</b>	<b>OK</b>
A.4.2. Existe(m) categoria(s), tipo(s) e escopo(s) setorial(ais) específico(s) para a atividade de projeto proposta?	/1/ /4/ /21/	DR	<p>A atividade de projeto proposta enquadra-se na categoria de projeto “Geração de energia elétrica por fontes renováveis conectadas a uma rede” e Escopo Setorial 1 – Indústrias de Energia (fontes renováveis/não renovável).</p> <p>Os PPs foram solicitados a incluir no DCP a</p>		<b>OK</b>

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final				
			categoria da atividade de projeto.	<b>CL1</b>					
<p><b>A.4.3. Tecnologia a ser empregada.</b>  <i>A validação da tecnologia do projeto foca-se no projeto de engenharia, escolha da tecnologia com as necessidades de competência/manutenção. O Validador deve assegurar que é ambientalmente segura e de boa tecnologia e sabe como será usada/transferida.</i></p>									
<p>A.4.3.1. A concepção do projeto de engenharia reflete as boas práticas?</p>	<p>/1/ /4/ /21/</p>	<p>DR SV</p>	<p>A concepção do projeto de engenharia reflete as boas práticas no Brasil.                      Assim como proposto pelo EB 41, anexo 12:                      - (a) O cenário existente previamente ao início da implementação da atividade de projeto, com uma lista de equipamento(s) e sistemas em operação naquele momento.                      O cenário anterior é a geração de energia sendo realizada por um conjunto de usinas, principalmente (com grande participação) usinas térmicas.                      - (b) O escopo das atividades/medidas que estão sendo implementadas dentro de uma atividade de projeto, com uma lista de equipamento(s) e sistemas que serão instalados e/ou modificados dentro da atividade de projeto,                      Os seguintes equipamentos estão instalados na PCH:</p> <table border="1" data-bbox="1227 1145 1839 1412"> <tr> <td data-bbox="1227 1145 1529 1257">Equipamentos listados no DCP</td> <td data-bbox="1529 1145 1839 1257">Lista de equipamentos checados na inspeção local</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1227 1257 1529 1412">2 turbinas Francis: Potência 9.800 kW cada Vazão (m<sup>3</sup>/s) 26,36 /</td> <td data-bbox="1529 1257 1839 1412">2 turbinas Francis, Voith Siemens, número de série 19602 e 19603, Potência</td> </tr> </table>	Equipamentos listados no DCP	Lista de equipamentos checados na inspeção local	2 turbinas Francis: Potência 9.800 kW cada Vazão (m <sup>3</sup> /s) 26,36 /	2 turbinas Francis, Voith Siemens, número de série 19602 e 19603, Potência		<b>OK</b>
Equipamentos listados no DCP	Lista de equipamentos checados na inspeção local								
2 turbinas Francis: Potência 9.800 kW cada Vazão (m <sup>3</sup> /s) 26,36 /	2 turbinas Francis, Voith Siemens, número de série 19602 e 19603, Potência								

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final				
			<table border="1" data-bbox="1227 245 1839 887"> <tr> <td data-bbox="1227 245 1529 432">400 rpm</td> <td data-bbox="1529 245 1839 432">9.800kW cada Vazão (m<sup>3</sup>/s) 26,36 / 400 rpm Fabricadas em 2009 em São Paulo, Brasil.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1227 432 1529 887">2 Geradores: Potência Nominal (kVA) 10.560 cada Potência Efetiva (MW): 9,5 cada Tensão (kV): 6,9 Fator de Potência: 0,9 Frequência (Hz): 60</td> <td data-bbox="1529 432 1839 887">2 GE Motors, número de série nº 227001612 e 227001613. Potência Nominal (kVA) 10.560 cada Potência Efetiva (MW): 9,5 cada Tensão (kV): 6,9 Fator de Potência: 0,9 Frequência (Hz): 60 Fabricado em 2009, Brasil.</td> </tr> </table> <p data-bbox="1227 935 1839 1098"><u>Os seguintes medidores de energia foram verificados durante a visita ao local do projeto:</u> Schneider Electric, power logic ION 8600, números de série PT-0902A505-01 (Principal) e PT-0902A177-01 (Backup/Retaguarda).</p> <p data-bbox="1227 1150 1839 1382"><i>(c) O cenário de linha de base, como o identificado na seção “B.4 Descrição de como o cenário de linha de base é identificado e a descrição do cenário de linha de base identificado”, com uma lista indicativa de equipamentos e sistemas que estariam sendo utilizados na ausência da atividade de projeto.</i></p>	400 rpm	9.800kW cada Vazão (m <sup>3</sup> /s) 26,36 / 400 rpm Fabricadas em 2009 em São Paulo, Brasil.	2 Geradores: Potência Nominal (kVA) 10.560 cada Potência Efetiva (MW): 9,5 cada Tensão (kV): 6,9 Fator de Potência: 0,9 Frequência (Hz): 60	2 GE Motors, número de série nº 227001612 e 227001613. Potência Nominal (kVA) 10.560 cada Potência Efetiva (MW): 9,5 cada Tensão (kV): 6,9 Fator de Potência: 0,9 Frequência (Hz): 60 Fabricado em 2009, Brasil.		
400 rpm	9.800kW cada Vazão (m <sup>3</sup> /s) 26,36 / 400 rpm Fabricadas em 2009 em São Paulo, Brasil.								
2 Geradores: Potência Nominal (kVA) 10.560 cada Potência Efetiva (MW): 9,5 cada Tensão (kV): 6,9 Fator de Potência: 0,9 Frequência (Hz): 60	2 GE Motors, número de série nº 227001612 e 227001613. Potência Nominal (kVA) 10.560 cada Potência Efetiva (MW): 9,5 cada Tensão (kV): 6,9 Fator de Potência: 0,9 Frequência (Hz): 60 Fabricado em 2009, Brasil.								

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			O cenário de linha de base é o mesmo que o existente anteriormente a implementação do projeto.  Os PPs devem fornecer evidências em relação à vida útil dos equipamentos (turbinas e geradores).	<b>CL-2</b>	
A.4.3.2. O projeto utiliza tecnologia de ponta ou poderia a tecnologia resultar em um desempenho significativamente melhor que quaisquer outras tecnologias comumente usadas no país anfitrião?	/1/ /4/ /21/	DR	Neste momento em particular, a tecnologia empregada é considerada o “estado da arte”.	<b>OK</b>	<b>OK</b>
A.4.3.3. A tecnologia do projeto possivelmente poderá ser substituída por outra ou por tecnologias mais eficientes durante o período do projeto?	/1/ /4/ /9/ /21/	DR	A expectativa de vida operacional do projeto é de 30 anos e está alinhada com a validade da Resolução Autorizativa número 1.111, emitida em 13 de novembro de 2007.  Os PPs devem fornecer evidências em relação à vida útil dos equipamentos (turbinas e geradores).  A tecnologia do projeto não é susceptível a ser substituída por outra ou por tecnologias mais eficientes durante o período do projeto. Vide C.1.2.1.	<b>CL-2</b>	<b>OK</b>
A.4.3.4. O projeto exige intenso treinamento inicial e manutenção de esforços a fim de trabalhar como presumível durante o período do projeto?	/4/ /15/	DR I	Uma companhia terceirizada será contratada para operar da PCH. Esta companhia será responsável pelo treinamento da equipe operacional como consta na proposta técnica PRT 0027/08 R4.	<b>OK</b>	<b>OK</b>
A.4.3.5. O projeto faz disposições para as reuniões de treinamento e necessidades de manutenção?	/4/ /15/	DR I	Vide A.4.3.4.	<b>OK</b>	<b>OK</b>
<b>A.4.4. Quantidade estimada de redução de emissões durante o período de creditação escolhido.</b> Tabela 1 - 5					
A.4.4.1. O período de creditação escolhido, as estimativas	/1/	DR	As informações foram fornecidas na tabela	<b>OK</b>	<b>OK</b>

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
de redução total e anual foram definidos e apresentados em um formato tabular (própria Tabela)? <i>(checar essas tabelas com as tabelas do item B.6.4)</i>	/2/ /4/ /21/		apropriada. É esperado que o projeto reduza as emissões CO <sub>2</sub> em 192.864 tCO <sub>2</sub> e (27.552 tCO <sub>2</sub> e / ano média) ao longo dos 7 anos renováveis do período de creditação.		
<b>A.4.5. Financiamento público da Atividade de projeto.</b> Tabelas 1 - 7 & Anexo 2					
A.4.5.1. É indicado se financiamento público de Partes incluídas no Anexo 1 está envolvido na atividade de projeto proposta?	/1/ /21/	DR	Nenhum financiamento público é destinado para o “Projeto MDL da PCH Malagone, Minas Gerais, Brasil (JUN1122)”.	OK	OK
A.4.5.2. Se estiver envolvido financiamento público, as informações das fontes de financiamento público para a atividade de projeto são fornecidas no Anexo 2, incluindo a afirmação que tal financiamento não resulta em um desvio da Assistência Oficial de Desenvolvimento (AOD) e é separado e não é contabilizado com uma obrigação destas Partes?	/1/ /21/	DR	Vide A.4.5.1.	OK	OK
<b>B. Aplicação da Linha de Base do projeto (metodologias).</b> <i>A validação da linha de base do projeto estabelece se a metodologia da linha de base selecionada é apropriada e se a linha de base representa um cenário de linha de base provável.</i> Tabela 1 - 14 & Anexo 3					
<b>B.1. Metodologia da Linha de Base.</b> <i>É avaliada se o projeto utilizar uma metodologia de linha de base apropriada.</i>					
B.1.1. A metodologia de linha de base foi previamente aprovada pelo Painel Metodologia MDL? <i>(corretamente citada e interpretada?)</i>	/1/ /4/ /5/ /21/	DR	O projeto aplica a metodologia ACM0002 versão 10 de 11/06/2009, a qual está em linha com a categoria do projeto relevante. Entretanto, considerando o período de carência (25/10/2010) para submissão de atividades de projeto para registro, quando utilizada uma metodologia	<del>CL3</del>	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			aprovada revisada, e o presente cronograma de validação para submeter projetos para registro, é recomendado revisar o DCP para a ACM0002 versão 11, válida de 26 de Fevereiro de 2010 em diante.		
B.1.2. Existem outras metodologias ou ferramentas elaboradas pela metodologia aprovada mencionada? ( <i>corretamente citada e interpretada?</i> )	/1/ /4/ /6/ /7/ /21/	DR	<p>ACM0002 se refere as últimas versões das seguintes ferramentas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico;</li> <li>• Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade;</li> <li>• Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade;</li> <li>• Ferramenta para o cálculo de emissões de CO<sub>2</sub> por fugas através da combustão de combustíveis fósseis.</li> </ul> <p>A atividade de projeto está aplicando as seguintes ferramentas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- "Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico" (versão 2);</li> <li>- "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade" (versão 5.2).</li> </ul> <p>Ambas as ferramentas tratam-se de suas mais recentes versões.</p>	<b>OK</b>	<b>OK</b>
<b>B.2. Descrição de como a metodologia é aplicada no contexto da atividade de projeto.</b>					
B.2.1. A metodologia de linha de base é a mais aplicável para este projeto e sua adequação é justificada?	/1/ /4/ /5/ /9/	DR	O projeto trata de geração de energia renovável por uma unidade de geração conectada à rede que está instalando uma nova usina geradora em uma localidade onde nenhuma usina de energia renovável jamais foi operada anteriormente a		<b>OK</b>

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
	/21/		<p>implementação do projeto. Ademais, a atividade de projeto resultará em um novo reservatório com densidade de potência (14,96 W/m<sup>2</sup>) maior que 4 W/m<sup>2</sup>. Portanto, a ACM0002 é aplicável para a atividade de projeto.</p> <p>A área do reservatório (1,27 Km<sup>2</sup>) e a capacidade instalada (19 MW) foram confirmadas através do despacho ANEEL de número 2.860 e da Resolução ANEEL número 1.809 respectivamente.</p> <p>O DCP menciona no início da seção B.2 “A metodologia ACM0002 é aplicável para atividades de projeto de geração de energia renovável conectadas à rede que envolvam adição de capacidade elétrica sob as seguintes condições:”. <u>Esta declaração deve ser corrigida de acordo com as definições de aplicabilidade da ACM0002 (nova usina de energia).</u></p>	<b>CL-6</b>	
B.2.2. As informações ou documentações antecedentes, incluindo tabelas com dados de séries temporais, documentos dos resultados de medição e fontes de dados foram devidamente abordados? ( <i>checar Anexo 3</i> )	/1/ /5/	DR	Sim. Informações adicionais sobre o Sistema Interligado Nacional são apresentadas no Anexo 3.	<b>OK</b>	<b>OK</b>
B.2.3. Se informações comparáveis estiverem disponíveis de outras fontes diferentes das usadas no DCP, será checado o DCP contra as outras fontes para confirmar que a atividade de projeto satisfaz as condições aplicáveis.	/1/ /4/ /5/ /9/ /10/ /11/ /13/	DR CC	<p>Sim.</p> <p>A área do reservatório (1,27 Km<sup>2</sup>) e a capacidade instalada (19 MW) foram confirmadas por meio do Descacho da ANEEL de número 2.860 e da Resolução da ANEEL de número 1.809, respectivamente.</p> <p>A PCH Malagone é uma nova usina e foram verificadas na inspeção local do empreendimento as licenças ambientais e os documentos emitidos pela</p>	<b>OK</b>	<b>OK</b>

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			ANEEL.		
<b>B.3. Descrição das fontes e dos gases incluídos no limite do projeto.</b> <i>(delineação física da atividade de projeto MDL proposta)</i>					
B.3.1. Os limites do sistema do projeto (componentes e facilidades para mitigar os GEEs) são claramente definidos?	/1/ /4/ /5/ /21/	DR	Os limites do projeto (extensão espacial) compreendem a unidade geradora do projeto e todas as unidades geradoras fisicamente conectadas ao Sistema Nacional Interligado (SIN) ao qual a atividade de projeto proposta também está ligada.  A seção B.3 do DCP não está de acordo com os requisitos aplicáveis do MDL para preenchimento de DCPs (EB 41, Anexo 12), pois o diagrama do limite do projeto no DCP (versão 1) não considera o Sistema Interligado Nacional. O diagrama deve apresentar as fontes de emissões e os gases incluídos no limite do projeto e as variáveis monitoradas.	<b>CAR-1</b>	<b>OK</b>
B.3.2. Todas as fontes de emissão e GEEs significantes incluídos no limite do projeto foram claramente identificadas e descritas na Tabela apropriada? As demonstrações/justificativas (também para exclusões) são adequadas e suficientes?	/1/ /4/ /5/ /9/	DR	Na linha de base, a principal fonte é a emissão de CO <sub>2</sub> pela queima de combustível fóssil para a geração de eletricidade que é deslocada pela atividade de projeto.  A metodologia ACM0002 estabelece que se a densidade de potência (DP) da atividade de projeto é maior que 10 W/m <sup>2</sup> , as emissões do projeto a partir do reservatório de água (tCO <sub>2</sub> e/ano) é zero (PE = 0). No entanto, a tabela 3 do DCP versão 1 inclui as emissões de CH <sub>4</sub> como emissão principal na atividade de projeto e a seção B.6.2 menciona também o fator de emissão do reservatório. O DCP deve ser revisado adequadamente..	<b>CAR-2</b>	<b>OK</b>

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
B.3.3. Se emissões de GEE ocorrerem no limite da atividade de projeto MDL proposta (não abordadas pela metodologia aplicada), como resultado da implementação do projeto, com expectativa de contribuir com mais de 1% da média anual total das reduções de emissões, é informado no DCP?	/1/	DR	Não aplicável.	OK	OK
<b>B.4. Descrição de como o cenário de linha de base é identificado. Determinação da linha de base.</b> Tabela 1 - 17, 18 <i>A escolha da linha de base será validada com foco se a linha de base é um provável cenário, se o projeto em si não é um cenário de linha de base provável e se a linha de base é completa e transparente.</i>					
B.4.1. A aplicação da metodologia e a discussão e determinação do cenário de linha de base escolhido é transparente?	/1/ /4/ /5/ /6/ /8/ /21/	DR	A aplicação da metodologia de linha de base é transparente e conservadora. A atividade de projeto proposta consiste na instalação de uma nova unidade de geração de energia renovável conectada a uma rede e o cenário de linha de base está de acordo com a metodologia. A eletricidade entregue a rede pelo projeto teria sido de outra forma gerada pela operação de outras usinas conectadas a rede (em maior parte grandes hidrelétricas e termelétricas) e pela adição de novas unidades geradoras como o refletido no cálculo da margem combinada (CM) segundo a “Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”. As reduções nas emissões foram estimadas <i>ex-ante</i> usando a mais recente versão (DCP publicado em 10/12/2009) do fator de emissão do sistema interligado brasileiro para o ano de 2008 (= 0,3111 tCO <sub>2</sub> /MWh conservadoramente arredondado para		OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>baixo de 0,311189 – média entre <math>OM=0.4766</math> tCO<sub>2</sub>/MWh e <math>BM=0,1458</math> tCO<sub>2</sub>/MWh) fornecidos pela AND brasileira e considerando todas as quatro regiões conectadas (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste-centro oeste). O fator de emissão será atualizado <i>ex-post</i> durante o processo de verificação.</p> <p>O cálculo do fator de emissão apresentado na planilha “<i>CERs JUN1122_v1.xls</i>” é igual a 0,3112 tCO<sub>2</sub>/MWh, entretanto, as reduções de emissões estão calculadas utilizando um fator de emissão de 0,3111 tCO<sub>2</sub>/MWh. Os PPs devem revisar o DCP e a planilha de RCEs adequadamente.</p>	<b>CAR-3</b>	
B.4.2. A linha de base foi determinada utilizando premissas conservadoras sempre que possível? <i>(confirmar que quaisquer procedimentos contidos na metodologia para identificar o cenário de linha de base mais razoável, foi corretamente aplicado).</i>	/1/ /4/ /8/	DR	Sim, dados sobre o fator de emissão são disponibilizados publicamente pela AND brasileira.	<b>OK</b>	<b>OK</b>
B.4.3. A linha de base foi estabelecida com base nas especificidades do projeto?	/1/ /4/ /5/ /6/ /8/	DR	O cenário de linha de base foi estabelecido com base nas especificações do projeto. Vide B.4.1.	<b>CAR-3</b>	<b>OK</b>
B.4.4. O cenário de linha de base leva em conta suficientemente políticas nacionais e/ou setoriais relevantes, evoluções macro-econômicas e aspirações políticas?	/4/ /8/	DR	Políticas nacionais e/ou setoriais implementadas durante a fase inicial foram consideradas.	<b>OK</b>	<b>OK</b>
B.4.5. A determinação da linha de base é compatível com os dados disponíveis?	/1/ /4/ /5/ /6/ /8/	DR	Sim. A determinação da linha de base é compatível com os dados disponíveis.	<b>OK</b>	<b>OK</b>

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
B.4.6. A linha de base selecionada representa o cenário mais provável dentre outros possíveis e/ou discutidos cenários?	/1/ /4/ /5/ /6/ /7/	DR	A linha de base selecionada representa o cenário mais provável entre as duas alternativas de cenários consideradas.  Os cenários de linha de base considerados foram: <b>Alternativa 1:</b> a atividade de projeto é promovida sem ser registrada como uma atividade de projeto do MDL; <b>Alternativa 2:</b> a continuação da situação atual: eletricidade sendo gerada pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). Vide B.4.1.	OK	OK
B.4.7. Os principais riscos da linha de base foram identificados? ( <i>As incertezas nas estimativas das emissões de GEE foram devidamente relacionadas na documentação?</i> )	/1/ /5/	DR	O maior risco do projeto é não estar apto a produzir a quantidade de eletricidade estimada para a rede.	OK	OK
B.4.8. Toda a literatura e fontes são claramente referenciadas?	/1/ /4/ /8/	DR	Sim. O <i>website</i> da AND brasileira foi verificado para confirmar os valores utilizados para calcular o fator de emissão.	OK	OK
<b>B.5. Descrição de como as emissões de fontes antropogênicas de GEE são reduzidas abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto MDL registrada (<i>Avaliação e demonstração da adicionalidade</i>). Tabela 1 - 6</b>					
B.5.1. O DCP seguiu todos os passos requisitados na metodologia para determinar a adicionalidade? ( <i>Uma ferramenta de adicionalidade foi requerida/usada?</i> ) - <i>Nota: o guia na metodologia deve substituir a ferramenta</i>	/1/ /4/ /7/ /21/	DR	Como a atividade do projeto não é a substituição ou reposição de uma unidade geradora de energia renovável conectada a uma rede, a adicionalidade é demonstrada e avaliada usando a versão mais recente da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, (Versão 5.2), como o indicado pela ACM0002, Versão 11 de 26/02/2010.	OK	OK
B.5.2. Para todos os passos a discussão da adicionalidade é clara e tem todos os pressupostos conservadores,	/1/ /4/	DR	A análise de investimento foi utilizada para demonstrar a adicionalidade da atividade de projeto		OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
e apoiados por evidências transparentes e documentadas?	/3/ /7/ /15/ /20/ /21/		<p>proposta. O fator de capacidade da usina foi levado em consideração na análise de investimento e a energia assegurada (10,11 MW) foi usada no cálculo da TIR (planilha “<i>IRR JUN1122 Malagone v1.xls</i>”).</p> <p>O DCP, versão 1, menciona que a análise do <i>benchmark</i> foi feita de acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” (Versão 5.2).</p> <p><b>Determinar o método de análise apropriado</b></p> <p>Entre as três opções disponíveis para análise de investimento como tratado na “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, os PP’s escolheram a análise de <i>benchmark</i> visto que as outras duas não são aplicáveis. A análise de custo simples não é aplicável porque o projeto irá gerar benefícios econômicos e financeiros (advindos da venda da eletricidade), outras receitas que não relacionadas ao MDL. A análise comparativa de investimento também não é aplicável porque a única alternativa para a atividade de projeto é o fornecimento de eletricidade a partir da rede, o que não é considerado um projeto de investimento semelhante.</p> <p><b>Aplicar a análise de benchmark.</b></p> <p>No Brasil não há um <i>benchmark</i> amplamente aceito para projetos de PCH’s e nem o governo exige uma rentabilidade mínima para projetos desse gênero. A TIR (taxa interna de retorno do projeto) foi comparada com a rentabilidade de títulos públicos do governo somados a um prêmio de risco do mercado. Os participantes do projeto escolheram</p>		

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>um título do governo brasileiro chamado “Notas do Tesouro Nacional”, Série C (NTN-C). Este é colocado no mercado pelo tesouro nacional brasileiro através de uma oferta pública e sua rentabilidade é indexada ao índice de inflação IGP-M. O Prêmio de Risco do Mercado escolhido para o benchmark foi baseado no estudo “<i>Uma Análise de Risco do Segmento de Energia Elétrica</i>”, o qual foi apresentado nos Seminários de Administração na Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo (USP).</p> <p>No que se refere ao benchmark, os PPs estão trabalhando com uma NTN-C com vencimento em 01 de Abril de 2021. A rentabilidade média de 2006 e 2007 foi calculada resultando em uma rentabilidade média de 20,24% ao ano.</p> <p>Levando-se em consideração que o Brasil não possui uma economia amplamente estabilizada e alguns índices de inflação como o IGP-M (que está relacionado à rentabilidade da NTN-C), existe um comportamento não-linear nos últimos dez anos. Os proponentes de projeto devem considerar um período longo para o cálculo da rentabilidade média.</p> <p>Em relação ao prêmio de risco, os proponentes de projeto estão considerando o valor de 1,27%, que é o retorno médio do investimento em papéis do Índice do Setor Elétrico versus o Índice IBOVSPA (principal índice da BOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo). Não é apropriado utilizar este prêmio de risco, pois o mesmo foi calculado em uma</p>	<p><b>CAR-4</b></p> <p><b>CAR-5</b></p>	

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>diferente base, já que os participantes do projeto estão considerando a NTN-C como o benchmark e não o IBOVESPA.</p> <p><b>Cálculo e comparação de indicadores financeiros.</b> Os participantes do projeto forneceram a planilha “IRR JUN1122 Malagone v1.xls” /3/ com todas as análises financeiras.</p> <p>De acordo com os participantes do projeto, A PCH Malagone está com o início das operações previstas para setembro de 2009, sua capacidade instalada é de 19,0 MW e a energia assegurada é de 10,11 MW/h, totalizando 88.564 MW/ano. O valor da energia foi confirmado no PPA firmado entre CEMIG e Hidrelétrica Malagone (assinado em 30/01/2009): R\$169,10/MWh. O PPA contratou 9,9 MWh médios e a energia excedente será vendida no mercado de curto prazo /20/ Conservadoramente, os PPs consideraram na planilha o valor de R\$169,10/MWH para toda a energia produzida (88.564MW).</p> <p>Informações adicionais sobre o preço da energia e sua evolução devem ser apresentadas. O preço estabelecido está relacionado em um contrato, assim, deve estar claro qual é a data de referência para o preço e qual índice será escolhido para ajustar este preço ao longo dos anos (Por exemplo:... o preço foi definido para Julho/200X como R\$ Y MW/h e deve ser ajustado cada ano pelo índice ZZ).</p> <p>O investimento apresentado na análise financeira foi</p>	<p>CL-4</p> <p>CAR-6</p>	





Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p><i>receitas totais do projeto, devem ser submetidas à variação razoável”. No entanto, os PPs deveriam considerar a aplicação na análise de sensibilidade neste parâmetro, considerando que esta é a principal saída de valor ao longo dos anos após o investimento.</i></p> <p><b><i>Etapa 3: Análises de Barreiras</i></b>            Não selecionada.</p> <p><b><i>Etapa 4: Análise da prática comum</i></b>  <b><i>Sub-step 4a: Analise outras atividades similares a atividade de projeto proposta.</i></b></p> <p>Comparando outras atividades que são operacionais e similares a atividade de projeto proposta, o RINA levou em consideração que é apropriado comparar a atividade de projeto proposta com projetos “similares” assumindo uma margem de variação de capacidade para mais ou menos 50%, i.e. 9,0 – 30 MW.</p> <p>A atividade de projeto proposta foi comparada com projetos similares que se tornaram operacionais entre 2005 (quando o protocolo de Quioto passou a vigorar) e 2008 (data de início do projeto).</p> <p>Outras atividades de projetos do MDL (registradas e publicadas no <i>website</i> da UNFCCC) não estão incluídas nesta análise, assim como PCH's similares que receberam outros tipos de incentivo, como PROINFA – <i>Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.</i></p> <p>Baseado nessa análise foram levantados os seguintes projetos similares entre os anos de 2005 e 2008:</p>		

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final																					
			<table border="1" data-bbox="1227 248 1839 523"> <thead> <tr> <th>Nº de PCHs com capacidade instalada entre 9 – 30 MW</th> <th>Nº de PCHs com incentivos do MDL</th> <th>Nº de PCHs com incentivos do Proinfa</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>60</td> <td>19</td> <td>39</td> </tr> <tr> <td></td> <td>31,66%</td> <td>65%</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="1227 568 1839 667">Do total, somente 3,33% das PCHs em operação no Brasil não receberam quaisquer incentivos para sua implementação. As PCHs são:</p> <table border="1" data-bbox="1227 675 1839 1054"> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Nome</th> <th>Capacidade Instalada MW</th> <th>Estado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2005</td> <td>Porto Góes</td> <td>14,3</td> <td>SP</td> </tr> <tr> <td>2008</td> <td>Graça Bernnand (Terra Santa )</td> <td>27,4</td> <td>MT</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="1227 1106 1839 1268">Em relação a análise da prática comum, como atividades similares foram encontradas distinções essenciais entre elas de acordo com os requisitos da Ferramenta de Adicionalidade (versão 5.2)/sub-etapa 4b devem ser abordadas/explicitadas.</p>	Nº de PCHs com capacidade instalada entre 9 – 30 MW	Nº de PCHs com incentivos do MDL	Nº de PCHs com incentivos do Proinfa	60	19	39		31,66%	65%	Ano	Nome	Capacidade Instalada MW	Estado	2005	Porto Góes	14,3	SP	2008	Graça Bernnand (Terra Santa )	27,4	MT	<b>CAR-12</b>	
Nº de PCHs com capacidade instalada entre 9 – 30 MW	Nº de PCHs com incentivos do MDL	Nº de PCHs com incentivos do Proinfa																								
60	19	39																								
	31,66%	65%																								
Ano	Nome	Capacidade Instalada MW	Estado																							
2005	Porto Góes	14,3	SP																							
2008	Graça Bernnand (Terra Santa )	27,4	MT																							
<p>B.5.3. É demonstrado/justificado que a própria atividade de projeto não é um cenário de linha de base provável? (e.g. através (a) um gráfico de fluxo ou séries de questões que levam a um</p>	<p>/1/ /3/ /7/</p>	<p>DR</p>	<p>Vide Seções B.4.6 e B.5.1</p>	<p><b>OK</b></p>	<p><b>OK</b></p>																					

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
<p><i>afunilamento das opções potencias da linha de base, (b) uma avaliação qualitativa ou quantitativa de diferentes opções potenciais e uma indicação da razão pela qual o projeto não é a opção mais provável, (c) uma avaliação qualitativa ou quantitativa de uma ou mais barreias voltada pra a atividade de projeto ou (d) uma indicação que o tipo do projeto não é uma prática comum na área proposta da implementação, e não é exigido por legislação/regulamentações da Parte)</i></p>	<p>/15/ /20/</p>				
<p>B.5.4. Se a data de início do projeto é antes de 2 de Agosto de 2008, para o qual a data de início é anterior à data de publicação do DCP para a consulta global às partes interessadas, evidências que demonstrem que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade de projeto, foi fornecida, adequadamente e suficientemente para justificar isso? (Se a data de início é em ou depois de 2 de Agosto de 2008, veja C.1.1.2)</p>	<p>/1/ /4/ /16/ /17/ /19/ /21/ /23/</p>	<p>DR</p>	<p>A data de início da atividade de projeto é 27/02/2008.</p> <p>Um contrato (datado de 27/02/2008) para a compra dos principais equipamentos, assinado entre Wanerg Energética Ltda. e as seguintes companhias: Voith Siemens Geração Hidrelétrica Ltda.; Gevisa S.A.; Voith Siemens Serviços em Geração Hidrelétrica Ltda foi fornecido e verificado. Ademais, uma emenda ao contrato (datada de 27/02/2008) entre Wanerg Energética Ltda e as seguintes companhias: Voith Siemens Geração Hidrelétrica Ltda, Gevisa S.A.; Voith Siemens Serviços em Geração de Energia Hidrelétrica Ltda, datada de 13/08/2008 a qual nomeia e transfere todos os direitos e obrigações da Wanerg para a Hidrelétrica Malagone e confirma que a Wanerg detém 99,7% das participações da Hidrelétrica Malagone, foi fornecida e avaliada.</p> <p>A luz das evidências acima, a data mais antiga a qual os participantes do projeto se comprometeram com gastos relacionados a implementação ou relacionadas a construção da atividade de projeto é</p>		<p><b>OK</b></p>

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>confirmada como sendo 27/02/2008.</p> <p>A data de início do projeto foi corretamente definida nos termos do glossário para o MDL, versão 5. Os seguintes documentos relacionados a consideração do MDL foram avaliados /19/:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* 31/08/2006: Minutas de reuniões da Wanerg – ao longo das Atas consta a descrição dos estudos preliminares dos créditos de carbono para o projeto por uma empresa terceirizada;</li> <li>* 20/11/2007: e-mail do Sr Ronaldo (Wanerg) para a Carbotrader;</li> <li>* 28/07/2008: e-mail entre PPs e Carbotrader;</li> <li>* 29/07/2008: proposta da Carbotrader assinada;</li> <li>* 08/09/2008: carta para a AND brasileira informando sobre a atividade de projeto;</li> <li>* 05/12/2008: resposta da AND brasileira;</li> <li>* 21/04/2009: proposta para a validação da atividade de projeto.</li> </ul> <p>Considerando os documentos listados acima, pode ser concluído que o MDL foi seriamente considerado na decisão de se implementar a atividade de projeto e que as ações reais e contínuas foram tomadas para assegurar o status MDL do projeto conforme o Anexo 22 do EB 49.</p> <p>Durante a visita ao local, foi verificado que os eventos descritos em Novembro e Dezembro de 2009 da tabela 11 do DCP versão 1, não estão corretos. O comissionamento e operação comercial não ocorreram nestes meses. Os PPs devem revisar/corrigir a tabela adequadamente.</p>	<del>CAR 10</del>	
B.5.5. A evidência acima é baseada em provas oficiais,	/1/	DR	Vide B.5.4.	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
legais e/ou outros documentos corporativos que estavam disponíveis no, ou antes, do início da atividade de projeto?	/16/ /19/				
B.5.6. Se foi usada análise de investimento para demonstrar a adicionalidade da atividade do projeto de MDL proposto, as evidências de que as atividades do projeto de MDL propostas não seriam: (a) A alternativa mais econômica ou financeiramente atrativa, ou (b) Econômica ou financeiramente viável, sem a receita proveniente da venda de reduções certificadas de emissões (RCEs); foram fornecidas?  ("Orientações sobre a avaliação da análise de investimento")	/1/ /4/ /3/ /7/ /15/ /20/ /21/	DR	Vide Seção B.5.2	<del>CAR-12</del> <del>CAR-4</del> <del>CAR-5</del> <del>CAR-6</del> <del>CAR-7</del> <del>CAR-8</del> <del>CAR-9</del> <del>CL-4</del> <del>CL-5</del>	OK
<b>B.6. Reduções de Emissão.</b> <i>A validação de emissões de GEE de linha de base focará na transparência e completude metodológica nas estimativas de emissão.</i>					
<b>B.6.1. Explicação da metodologia escolhida.</b>					
B.6.1.1. As emissões do projeto, linha de base e fugas e as reduções de emissões foram explicadas de foram apropriadas e determinadas usando-se a metodologia adequada e premissas conservadoras?	/1/ /2/ /4/ /5/ /6/ /8/ /21/	DR	Sim. A metodologia ACM0002, Versão 11 de 26/02/2010 foi corretamente aplicada. - Emissões por fuga não são aplicáveis para esta atividade de projeto, assim como os equipamentos de geração de energia não foram transferidos de outra atividade. - Emissões do projeto não são aplicáveis para a atividade de projeto porque a densidade de potência é maior que 10 W/m <sup>2</sup> . - Emissões de linha de base foram estimadas usando dados fornecidos pela AND brasileira (disponíveis publicamente no <i>website</i> da AND brasileira). As emissões de linha de base foram calculadas de		OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>acordo com a metodologia ACM0002 usando a seguinte fórmula:  <math>BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO2}</math>.</p> <p>Assim como refletido na margem combinada (CM), cujos cálculos são descritos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, as reduções de emissões foram estimadas <i>ex-ante</i> usando a mais recente versão (DCP publicado em 10/12/2009) do fator de emissão do sistema interligado brasileiro para o ano de 2008 (= 0,3111 tCO<sub>2</sub>/MWh, cautelosamente arredondado para baixo de 0,3111899 – média entre OM=0,4766 tCO<sub>2</sub>/MWh e BM=0,1458 tCO<sub>2</sub>/MWh) fornecido pela AND brasileira, considerando as quatro regiões conectadas a esta rede (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste – Centro Oeste).</p> <p>O cálculo do fator de emissão apresentado na planilha “<i>CERs JUN1122_v1.xls</i>” é igual a 0,3112 tCO<sub>2</sub>/MWh, entretanto, as reduções de emissões estão calculadas utilizando um fator de emissão de 0,3111 tCO<sub>2</sub>/MWh. Os PPs devem revisar o DCP e a planilha de RCEs adequadamente.</p>	<b>CAR 3</b>	
B.6.1.2. O projeto proposto apresenta de forma clara quais equações para o cálculo de reduções de emissão foram usadas, conforme fornecido pela metodologia aprovada / aplicada?	/1/ /2/ /4/ /5/ /6/ /21/	DR	As equações aplicadas estão alinhadas com a metodologia de linha de base aplicada.	<b>OK</b>	<b>OK</b>
B.6.1.3. A demonstração / justificativa para a escolha do	/1/	<b>DR</b>	O cenário de linha de base é o seguinte: a	<b>OK</b>	<b>OK</b>

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
cenário (por exemplo, em ACM0006) ou caso, opção / método (por exemplo, em ACM0002) são adequadas ou suficientes?	/4/ /5/ /21/		eletricidade entregue a rede pela atividade de projeto teria sido, de outra forma, gerada pela operação de unidades geradoras conectadas a rede (sobretudo grandes hidrelétricas e termoelétricas) e pela adição de novas fontes geradoras, como o expresso pelo cálculo da margem combinada (CM) descrito na "Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico".		
B.6.1.4. As demonstrações / justificativas para os valores padrão escolhidos são adequadas e suficientes?	/1/ /5/	DR	Sim. Conforme a ACM0002 $A_{BL}$ and $Cap_{BL}$ para novas hidrelétricas são considerados 0.	<b>OK</b>	<b>OK</b>
<b>B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação.</b> <i>Dados que forem calculados com equações fornecidas na metodologia ou valores padrão especificados na metodologia não devem ser incluídos na compilação.</i>					
B.6.2.1. A lista dos dados e parâmetros ex-ante usados pelo projeto – incluindo dados provenientes de outras fontes – é completa, transparente, documentada e disponível? (medições após a implementação da atividade do projeto não precisariam ser incluídas aqui, e sim nas tabelas na seção B.7.1)	/1/ /4/ /5/ /21/	DR	A metodologia ACM0002 estabelece que se a densidade de potência (DP) da atividade de projeto é maior que $10 \text{ W/m}^2$ , as emissões do projeto a partir do reservatório de água ( $t\text{CO}_2\text{e/ano}$ ) é zero ( $PE = 0$ ). No entanto, a tabela 3 do DCP versão 1 inclui as emissões de $\text{CH}_4$ como emissão principal na atividade de projeto e a seção B.6.2 menciona também o fator de emissão do reservatório. O DCP deve ser revisado adequadamente..	<del>CAR-2</del>	<b>OK</b>
B.6.2.2. O valor escolhido ou, se relevante, as informações qualitativas para cada dado de apoio ou parâmetro fornecido em formato de tabela (tabela apropriada) e a opção pela fonte dos dados estão explicados / justificados com referências claras e transparentes ou documentação adicional? (verifique o Anexo 3)	/1/ /4/ /5/ /21/	DR	Sim. Conforme a ACM0002 $A_{BL}$ e $Cap_{BL}$ para novas hidrelétricas são considerados 0.	<b>OK</b>	<b>OK</b>
B.6.2.3. Se valores foram mensurados, foi fornecida uma descrição de métodos e procedimentos de	/1/ /4/	DR	Vide Seção B.6.2.2	<b>OK</b>	<b>OK</b>

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
medição (padrões), indicando o responsável por realizar as medições, datas e resultados das medições? (verifique o Anexo 3)	/5/ /21/				
<b>B.6.3. Cálculo Ex-ante da redução de emissão.</b> Tabela 1 - 1, 3, 5					
B.6.3.1. O cálculo <i>ex-ante</i> das emissões do projeto estimado, linha de base e fuga é transparente, conservador, preciso e documentado, conforme a metodologia aprovada / aplicada (equações) da atividade do projeto?	/1/ /2/ /4/ /5/ /8/ /11/ /21/	DR	<p>Sim. Nenhuma fuga ou emissão do projeto é aplicável para a atividade de projeto.</p> <p>Os cálculos estão de acordo com os requerimentos da metodologia ACM0002, Versão 11 de 26/02/2010. A estimativa da energia gerada e fornecida pela usina do projeto à rede foi calculada com base no valor de energia assegurada (10,11MW) fornecida pela ANEEL (Portaria da ANEEL Nº 10 de Fevereiro de 2008) e o cálculo do fator de emissão estimado foi baseado nos dados publicados pela AND brasileira para o ano de 2008 (DCP publicado em 10/12/2009).</p> <p>A energia entregue a rede e o fator de emissão serão atualizados <i>ex-post</i> durante o processo de verificação.</p> <p>O cálculo do fator de emissão apresentado na planilha “<i>CERs JUN1122_v1.xls</i>” é igual a 0,3112 tCO<sub>2</sub>/MWh, entretanto, as reduções de emissões estão calculadas utilizando um fator de emissão de 0,3111 tCO<sub>2</sub>/MWh. Os PPs devem revisar o DCP e a planilha de RCEs adequadamente.</p>	<b>CAR-3</b>	<b>OK</b>
B.6.3.2. Foram fornecidas informações e / ou dados de apoio suficientes para avaliar os cálculos e permitir sua reprodução, incluindo arquivos eletrônicos (ou seja, planilhas)? (verifique o Anexo 3)	/1/ /8/	DR	Sim. Dados sobre o fator de emissão foram apresentados no Anexo 3.	<b>OK</b>	<b>OK</b>

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
<b>B.6.4. Resumo da estimativa ex-ante de reduções de emissão . Tabela 1 - 1, 3, 5</b>					
B.6.4.1. A estimativa ex-ante completa de reduções de emissão está resumida em formato de tabela (tabela apropriada) para todos os anos do período de obtenção de créditos? (Confira com os números de A.4.4.1)	/1/ /2/ /4/ /21/	DR	<p>Sim. As reduções de emissões são apresentadas em uma tabela própria, nos itens A.4.4 a B.6.4 do DCP, versão 1, totalizando 192.864 tCO<sub>2</sub>e para os primeiros 7 anos do período de creditação.</p> <p>O cálculo do fator de emissão apresentado na planilha “<i>CERs JUN1122_v1.xls</i>” é igual a 0,3112 tCO<sub>2</sub>/MWh, entretanto, as reduções de emissões estão calculadas utilizando um fator de emissão de 0,3111 tCO<sub>2</sub>/MWh. Os PPs devem revisar o DCP e a planilha de RCEs adequadamente.</p>	<b>CAR-3</b>	<b>OK</b>
<b>B.7. Aplicação de metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento. Conformidade do plano de monitoramento com a metodologia aprovada e Implementação do plano Tabela 1 - 15 &amp; Annex 4</b>					
<b>B.7.1. Dados e parâmetros monitorados. (documentação de apoio no Annex 4)</b>					
B.7.1.1. São fornecidas informações específicas sobre como os dados e parâmetros que precisam ser monitorados seriam, de fato, seriam coletados durante o monitoramento da atividade do projeto? (medições após a implementação da atividade do projeto devem ser incluídas aqui)	/1/ /4/ /5/ /21/	DR	<p>Os seguintes parâmetros são mencionados para serem monitorados:</p> <p><math>EG_{facility,y}</math> – Eletricidade líquida fornecida à rede pela PCH na hora <math>h</math>;</p> <p><math>EF_{grid,CM,y}</math> - Fator de emissão da rede brasileira;</p> <p><math>EF_{grid,OM-DD,y}</math> - Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da Margem de Operação da rede, no ano <math>y</math>;</p> <p><math>EF_{grid,BM,y}</math> - Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da Margem de Construção da rede no ano <math>y</math>;</p> <p><math>Cap_{PJ}</math> - Capacidade instalada da Central Hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto;</p>	<b>OK</b>	<b>OK</b>

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p><math>A_{PJ}</math> - Área do reservatório medido na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio.</p> <p>Métodos e procedimentos de medição/monitoramento são especificados.</p> <p><b>Cálculo <i>ex-post</i> das reduções de emissões</b></p> <p>O fator de emissão da margem combinada (<math>EF_{grid,CM,y}</math>) será calculado <i>ex-post</i> usando o fator de emissão para a margem de construção e o fator de emissão para margem de operação que são fornecidos pela AND brasileira. Os fatores de emissão de CO<sub>2</sub> para margem de construção e margem de operação da geração de eletricidade no Sistema Interligado Nacional do Brasil (SIN) são calculados, de acordo com o método da análise do despacho dos registros de geração das usinas, de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).</p>		
B.7.1.2. Todos os parâmetros e suas fontes de dados são confiáveis, especificados e documentados em formato de tabela (tabela apropriada)?	/1/ /21/	DR	Sim, uma tabela apropriada foi usada.	OK	OK
B.7.1.3. Quando dados ou parâmetros devem ser medidos, os métodos e procedimentos de medição, inclusive uma especificação de quais padrões industriais ou padrões nacionais ou internacionais aceitos, serão aplicados, especificados?	/1/	DR	Sim. A energia entregue a rede será mensurada por meio de medidores de energia eletrônicos que atendem aos padrões nacionais. O Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são as entidades responsáveis pela definição dos requisitos técnicos para as medições de energia para faturamento.	OK	OK
B.7.1.4. Estão especificados os instrumentos / equipamentos de medição, métodos de medição, precisão e intervalo, responsável pela medição e	/1/	DR	Sim. PPs seguirão os procedimentos da ONS (Módulo 12, sub-módulo 12.2) disponíveis em: <a href="http://www.ons.org.br/download/procedimentos/mo">http://www.ons.org.br/download/procedimentos/mo</a>	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
procedimentos de calibração?			<a href="#">dulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf</a>		
B.7.1.5. Os procedimentos de QA / QC aplicados estão descritos e em observância à boa prática existente? <i>(Os parâmetros relacionados ao desempenho do projeto serão monitorados usando-se medidores e equipamentos de teste padrão, que serão calibrados regularmente seguindo as práticas industriais padrão)</i>	/1/ /4/	DR	Os procedimentos QA/QC indicados estão alinhados com a metodologia aplicada. A eletricidade fornecida à rede será monitorada por medidores calibrados e invioláveis (lacrados). Os dados dos medidores de energia serão cruzados com as faturas das vendas de energia ou com o banco de dados da CCEE.	OK	OK
<b>B.7.2. Descrição do plano de monitoramento.</b> <i>O plano de monitoramento visa a estabelecer se todos os aspectos relevantes do projeto são considerados necessários para monitorar e informar se as reduções de emissão confiáveis são tratados apropriadamente.</i>					
B.7.2.1. A metodologia de monitoramento foi aprovada anteriormente pelo Painel de Metodologia do MDL?	/1/ /2/ /4/ /21/	DR	O projeto aplica a metodologia aprovada consolidada ACM0002 - "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede", Versão 11 de 26/02/2010.	OK	OK
B.7.2.2. A metodologia de monitoramento é a metodologia considerada como a mais aplicável para este projeto e a adequação é justificada?	/1/	DR	A metodologia de monitoramento aplicada é a considerada mais adequada para o projeto. O projeto é uma usina geradora de energia renovável conectada a uma rede, com densidade de potência acima de 4 W/m <sup>2</sup> , a qual é aplicável para a ACM0002. Vide B.2.1.	OK	OK
B.7.2.3. O plano de monitoramento fornece a coleta e obtenção de todos os dados relevantes necessários para estimar ou mensurar emissões de gases de efeito estufa (GEEs) dentro do limite do	/1/	DR	Sim. O plano de monitoramento estabelece que todos os dados serão arquivados durante todo o período de creditação, mais dois anos.	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
projeto durante o período de obtenção de créditos?					
B.7.2.4. O plano de monitoramento fornece a coleta e a obtenção de todos os dados relevantes necessários para determinar fugas?	/1/ /5/	DR	Fugas não são aplicáveis a atividade de projeto.	OK	OK
B.7.2.5. A autoridade e responsabilidade da administração do projeto estão claramente descritas?	/1/	DR	Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda é a responsável pelos cálculos da redução de emissões. Hidrelétrica Malagone S.A. é responsável por todos os assuntos relacionados às atividades do projeto que dizem respeito a construção da PCH.	OK	OK
B.7.2.6. A autoridade e responsabilidade quanto a registro, monitoramento, medição e relatório estão claramente descrita?	/1/	DR	O plano de monitoramento deve declarar claramente a autoridade e responsabilidade pelo registro, monitoramento e documentação.	<del>OK</del>	OK
B.7.2.7. Existem procedimentos identificados para treinamento de pessoal de monitoramento?	/15/	DR I	Uma empresa terceirizada será contratada para operar a PCH. Esta companhia será responsável por treinar a equipe operacional como consta na proposta técnica PRT 0027/08 R4 /15/.	OK	OK
B.7.2.8. Existem procedimentos identificados para preparação de emergência para casos em que emergências possam causar emissões não intencionais?	/1/	DR I	Os procedimentos de emergência relacionados a operações da atividade de projeto (por exemplo: segurança e saúde dos trabalhadores, exercícios de segurança relacionados a barragens, etc), de acordo com a legislação brasileira, devem ser incluídos nos treinamentos que a empresa terceirizada especializada irá promover (se aplicável).	OK	OK
B.7.2.9. O plano de monitoramento reflete as boas práticas de monitoramento e reporte?	/1/	DR	Sim. A eletricidade fornecida à rede será monitorada por medidores invioláveis (lacrados) calibrados eletronicamente.	OK	OK
B.7.2.10. A discussão e escolha de todos os parâmetros de monitoramento e / ou variáveis de dados exigidos (por exemplo, emissões do projeto,	/1/	DR	O plano de monitoramento (DCP-seção B.7.2) e p Anexo 4 não mencionam o monitoramento dos parâmetros Cap <sub>PJ</sub> (capacidade instalada da usina de	<del>CAR-11</del>	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
geração de eletricidade do projeto, linha de base / fator de emissão de energia cativa) do plano de monitoramento de acordo com a metodologia aplicada estão transparentes?			energia após a implementação da atividade de projeto) e A <sub>PJ</sub> (Área do reservatório medido na superfície da área, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio).		
<b>B.8. Data de conclusão da aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento e nome das pessoas/entidades responsáveis.</b>					
B.8.1. A data de conclusão da aplicação da metodologia para a atividade do projeto está fornecida e mencionada no formato DD / MM / AAAA?	/1/ /21/	DR	A data do preenchimento do formulário da metodologia para a atividade de projeto fornecida e mencionada na versão 1 do DCP é 08/07/2009. Como a seção foi revisada na versão 2 do DCP, a data foi atualizada para 10/05/2010.	OK	OK
B.8.2. Is As informações de contato das pessoas / entidades responsáveis pela metodologia de linha de base e monitoramento para a atividade do projeto estão fornecidas? Se aplicável, elas estão indicadas como participantes do projeto no Anexo 1?	/1/ /21/	DR	O responsável pelas metodologias de linha de base e monitoramento é o Sr. Arthur Moraes da empresa Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda. A Carbotrader é identificada como uma das participantes do projeto no Anexo 1.	OK	OK
<b>C. Duração da Atividade do projeto / Período de obtenção de créditos.</b> <i>Está avaliado se os limites temporários do projeto estão claramente definidos</i>					
<b>C.1. Duração da atividade do projeto.</b>					
<b>C.1.1. Data de início da atividade do projeto.</b>					
C.1.1.1. A data de início da atividade do projeto (a data mais antiga em que a implementação, construção ou ação real que inicia a implementação da atividade de projeto – <i>os participantes do projeto comprometeram-se aos gastos relacionados à implementação ou relacionados à construção da atividade do projeto</i> ) está claramente definida e	/1/ /4/ /16/ /21/ /24/	DR	A data de início do projeto é 27/02/2008. Um contrato (datado de 27/02/2008) para a compra dos principais equipamentos assinado entre Wanerg Energética Ltda. e as seguintes companhias: Voith Siemens Geração Hidrelétrica Ltda.; Gevisa S.A.; Voith Siemens Serviços em Geração Hidrelétrica Ltda foi fornecido e verificado. Ademais, uma	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
razoável?			<p>emenda ao contrato (datada de 27/02/2008) entre Wanerg Energética Ltda e as seguintes companhias: Voith Siemens Geração Hidrelétrica Ltda, Gevisa S.A.; Voith Siemens Serviços em Geração de Energia Hidrelétrica Ltda, datada de 13/08/2008 a qual nomeia e transfere todos os direitos e obrigações da Wanerg para a Hidrelétrica Malagone e confirma que a Wanerg detém 99,7% das participações da Hidrelétrica Malagone, foi prestada e avaliada.</p> <p>À luz das evidências acima descritas, a data mais antiga na qual os participantes do projeto se comprometeram com os maiores gastos relacionados a implementação ou a construção da atividade de projeto foi confirmada em 27/02/2008.</p> <p>A data de início do projeto foi corretamente definida conforme o Glossário de Termos do MDL, versão 5.</p>		
C.1.1.2. Se a atividade de projeto teve início em 2 de agosto de 2008 ou em data subsequente, a AND da Parte Anfitriã e a secretaria da CQNUMC foram informadas por escrito sobre o início da atividade do projeto e a intenção de se buscar o status de MDL? (Se a data de início for antes de 2 de agosto de 2008, vide B.5.4)	/1/	DR	Vide Seção B.5.4	OK	OK
<b>C.1.2. Tempo de vida operacional estimado do projeto.</b>					
C.1.2.1. A vida operacional do projeto (mencionada em anos e meses) está claramente definida e razoável? ( <i>compare com a vida do período de obtenção de créditos e de equipamento</i> )	/1/ /4/ /9/ /21/	DR	<p>O tempo de vida operacional do projeto (estimado) é de 30 anos (0 mês), o mesmo período de validade da Resolução Autorizativa da ANEEL de número 1.111, emitida em 13 de Novembro de 2007 /9/.</p> <p>Os PPs devem fornecer evidências em relação à</p>	CL2	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			vida útil dos equipamentos (turbinas e geradores).		
<b>C.2. Escolha do período de obtenção de créditos</b> <i>O período de obtenção de créditos somente pode ter início após a data de registro da atividade proposta como uma atividade do projeto de MDL.</i>					
C.2.1. O período de obtenção de créditos escolhido está claramente definido (mencionado em anos e meses) e sua data de início está mencionada no formato DD /MM / AAAA? ( <i>período de obtenção de créditos renovável de sete anos com duas possíveis renovações ou período de obtenção de créditos fixado em 10 anos sem renovação</i> ).	/1/ /4/ /21/	DR	Um período de creditação renovável de 7 anos foi selecionado (com potencial de renovação por mais dois períodos), começando em 01/01/2011 (versão 2 do DCP) ou na data que ocorrerá o registro, a qual ocorrer mais tarde.	OK	OK
<b>D. Impactos ambientais.</b> <i>Será avaliada documentação sobre a análise dos impactos ambientais, e se considerado significativo, deve ser fornecido um EIA ao Validador. Tabela 1 - 13</i>					
<b>D.1. Documentos sobre impactos ambientais, inclusive impactos transfronteiriços.</b>					
D.1.1. Uma análise dos impactos ambientais da atividade do projeto foi suficientemente descrita?	/1/ /4/ /9/ /10/ /11/ /21/	DR	Os aspectos ambientais da atividade de projeto foram analisados pelo Conselho de Política Ambiental do Estado de Minas Gerais (COPAM). O projeto obteve a seguinte licença ambiental avaliada pela RINA: - Licença de instalação (LI), nº 005/2008 emitida pelo COPAM em 15/02/2008 válida até 15/02/2012.	OK	OK
D.1.2. Existe algum requisito da Parte Anfitriã quanto a um Estudo de Impacto Ambiental (EIA), e, em caso positivo, é um EIA aprovado?	/9/ /10/ /11/ /14/	DR	Um Estudo de Impacto Ambiental – EIA (o qual resulta em um Relatório de Impacto Ambiental – RIMA) é solicitado pelo COPAM para emitir as licenças. O RIMA para a PCH Malagone, elaborado pela Limiar Engenharia datado de Outubro de 2005, foi fornecido e avaliado pela RINA.	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
D.1.3. O projeto provocará algum efeito ambiental adverso?	/9/ /10/ /11/	DR	Vide D.1.1.	OK	OK
D.1.4. Existem impactos ambientais transfronteiriços considerados na análise?	/9/ /10/ /11/	DR	Vide D.1.1.	OK	OK
D.1.5. Os impactos ambientais identificados foram tratados na concepção do projeto?	/9/ /10/ /11/	DR	Vide D.1.1.	OK	OK
D.1.6. O projeto observa a legislação ambiental na parte anfitriã?	/9/ /10/ /11/	DR	Vide D.1.1.	OK	OK
<b>E. Comentários das Partes Interessadas.</b>					
<i>O Validador deve garantir que os comentários das partes interessadas tenham sido solicitados e que os comentários recebidos tenham sido devidamente considerados. Tabela 1 - 12</i>					
<b>E.1. Descrição de como os comentários pelas partes interessadas locais foram solicitados e compilados.</b>					
<i>O processo de consulta às partes interessadas deve ser <u>concluído antes da apresentação da atividade do projeto proposto a um EOD para validação.</u></i>					
E.1.1. Partes interessadas relevantes foram adequadamente consultadas / solicitadas para comentários?	/1/ /18/ /21/	DR	Foi verificado que a consulta às partes interessadas locais seguiram os requisitos da Resolução nº 7 da AND brasileira e cartas foram enviadas para as seguintes partes: - Prefeitura de Uberlândia; - Câmara de Vereadores de Uberlândia; - Conselho de Políticas Ambientais do Estado de Minas Gerais - COPAM; - Secretaria de Meio Ambiente de Uberlândia; - Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			Sociais - FBOMS; - Ministério Público do Estado de Minas Gerais; - Procuradoria da República no Estado de Minas Gerais; - Instituição Cristã de Assistência Social de Uberlândia - ICASU (Associação comunitária local do município de Uberlândia); - Associação Comunitária da Martinésia (Associação comunitária local do município de Uberlândia). Com exceção do FBOMS cujo aviso de recebimento consta do dia 09/09/2009, todas as outras partes interessadas receberam as cartas em 08/09/2009.		
E.1.2. Se for exigido um processo de consulta às partes interessadas por regulamentos / leis na parte anfitriã, o processo de consulta às partes interessadas foi realizado de acordo com esses regulamentos / leis?	/1/ /18/ /21/	DR	Foi verificado que que as cartas enviadas às partes interessadas seguiram a resolução nº 7 da AND brasileira. As cartas foram enviadas em português e o DCP disponibilizado publicamente no seguinte <i>web link</i> : <a href="http://www.carbotrader.com/jun1122dcp.pdf">http://www.carbotrader.com/jun1122dcp.pdf</a> . As cartas estão datadas de 02/09/2009 e os ARs estão datados de 08/09/2009 e 09/09/2009.	OK	OK
E.1.3. O processo de consulta das partes interessadas foi conduzido dentro de um tempo razoável para envio de comentários, de modo aberto e transparente para facilitar comentários e descrito apropriadamente?	/1/ /18/	DR	Vide seção E.1.2.	OK	OK
<b>E.2. Resumo dos comentários recebidos.</b>					
E.2.1. As partes interessadas que fizeram comentários estão identificadas (endereços fornecidos / disponíveis)?	/1/ /21/	DR	Não foram recebidos comentários.	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
E.2.2. O resumo dos comentários das partes interessadas está fornecido / disponível?	/1/	DR	Não foram recebidos comentários.	OK	OK
<b>E.3. Relatório sobre como foram devidamente considerados quaisquer comentários recebidos.</b>					
E.3.1. Foram devidamente considerados quaisquer comentários recebidos das partes interessadas?	/1/	DR	Não foram recebidos comentários.	OK	OK
<b>Anexo 1. Informações de contato sobre os participantes do projeto</b>					
• Estão fornecidos os Nomes de todas as organizações? (conforme listado na seção A.3)	/1/ /21/	DR	Informações de contato estão corretamente fornecidas no Anexo 1.	OK	OK
A Estão preenchidos os campos obrigatórios de nome da pessoa de contato, Cidade, CEP, País, Telefone, Fax ou e-mail?	/1/	DR	Todos os campos obrigatórios foram corretamente preenchidos.	OK	OK
<b>Anexo 2. Informações referentes a financiamento público</b> Tabela 1 – 7 & Tabela 2, A.4.5					
• Estão fornecidas as informações das Partes inclusas no Anexo 1 sobre fontes de financiamento público para a atividade do projeto?	/1/ /21/	DR	Nenhuma parte do Anexo I foi identificada.	OK	OK
• As informações fornecidas acima incluem uma afirmação de que tal financiamento não resulta em um desvio da ADO e está separado e não está contado em relação à obrigação financeira dessas Partes?	/1/	DR	A validação não revelou nenhuma informação que indique que o projeto possa ser visto como um desvio de financiamento de Assistência Oficial de Desenvolvimento (AOD) em relação ao Brasil.	OK	OK
<b>Anexo 3. Informações de linha de base</b> Tabela 1 - 14, 17, 18 & Tabela 2, B					
• Há fornecida alguma informação de apoio adicional necessária usada na aplicação da metodologia de linha de base, ou seja, tabelas com dados de sequências de tempo, documentação de resultados de medição e fontes de dados?	/1/ /21/	DR	Vide seção B.	OK	OK
<b>Annex 4. Monitoring information</b> Table 1 - 15 & Table 2, B.7					
• É fornecida alguma informação de apoio adicional necessária utilizada na aplicação da metodologia de monitoramento, ou	/1/ /21/	DR	Informações de monitoramento são fornecidas na seção B.7 e Anexo 4 do DCP.	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
seja, tabelas com dados de sequências de tempo, documentação de resultados de medição e fontes de dados?					

**Tabela 3 Resolução dos Pedidos de Ações Corretivas e Esclarecimentos**

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
<p><b>CAR1</b></p> <p>A seção B.3 do DCP não está de acordo com os requisitos aplicáveis do MDL para preenchimento de DCPs (EB 41, Anexo 12), pois o diagrama do limite do projeto no DCP (versão 1) não considera o Sistema Interligado Nacional. O diagrama deve apresentar as fontes de emissões e os gases incluídos no limite do projeto e as variáveis monitoradas.</p>	B.3.1	<p>As correções foram realizadas no diagrama contido na seção B.3 do DCP.</p> <p>Após as correções, o diagrama passou a considerar o Sistema Interligado Nacional – SIN. Ademais, as fontes de emissão, gases e variáveis monitoradas foram incluídos no limite do projeto.</p> <p>Veja o documento “PDD JUN 1122 Malagone_v2”.</p>	<p>O DCP versão 2 de 10/05/2010 incluiu o Sistema Interligado Nacional do limite da atividade de projeto. Além disso, os gases e variáveis monitoradas também foram incluídos no diagrama.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p><b>CAR2</b></p> <p>A metodologia ACM0002 estabelece que se a densidade de potência (DP) da atividade de projeto é maior que <math>10 \text{ W/m}^2</math>, as emissões do projeto a partir do reservatório de água (<math>\text{tCO}_2\text{/ano}</math>) é zero (<math>\text{PE} = 0</math>). No entanto, a tabela 3 do DCP versão 1 inclui as emissões de <math>\text{CH}_4</math> como emissão principal na atividade de projeto e a seção B.6.2 menciona também o fator de emissão do reservatório. O DCP deve ser revisado adequadamente..</p>	B.3.2 B.6.2.1	<p>As correções solicitadas foram providenciadas na Tabela 3, contida na seção B.3.</p> <p>A Tabela 3 do DCP versão 2 ( nome da referência: “PDD JUN 1122 Malagone_v2) não mais considera as emissões de <math>\text{CH}_4</math> no cenário da atividade de projeto, já que sua densidade de potência é maior que <math>10 \text{ W/m}^2</math> (Os cálculos da Densidade de Potência podem ser vistos no DCP). A seção B.6.2 do DCP foi revisada com o intuito de refletir o cenário da atividade de projeto, o qual não considera as emissões do reservatório.</p>	<p>A versão 2 do DCP de 10/05/2010 foi revisada adequadamente.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p><b>CAR3</b></p> <p>O cálculo do fator de emissão apresentado na planilha “<i>CERs JUN1122_v1.xls</i>” é igual a 0,3112 <math>\text{tCO}_2\text{/MWh}</math>, entretanto, as reduções de emissões estão calculadas utilizando um fator de emissão de 0,3111 <math>\text{tCO}_2\text{/MWh}</math>. Os PPs devem revisar o DCP e a planilha de RCEs</p>	B.4.1 B.4.3 B.4.4 B.6.1.1 B.6.3.2	<p>As correções foram realizadas na planilha de cálculos das Reduções de Emissões.</p> <p>Considerando que o início do primeiro período de creditação previsto na versão 1 do DCP será difícil de ocorrer (01/07/2010 – dd/mm/yyyy), os participantes do projeto revisam a planilha de Reduções de Emissões, atualizando esta data, assim, foirevisada para</p>	<p>A planilha “<i>CERs JUN1122_v2.xls</i>” está considerando o fator de emissão de 2008 como 0,3111 <math>\text{tCO}_2\text{/MWh}</math> (= 0,3111899, conservadoramente arredondado para baixo / cálculo realizado com base nos dados publicados pela AND brasileira de 2008, dados do fator de emissão da margem de operação e margem de construção) e este fator de emissão será</p>

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
adequadamente.		01/01/2010.  Devido às correções, a planilha “ <i>CERs JUN1122_v2.xls</i> ” foi submetida à EOD.	atualizado <i>ex post</i> . Além disso, como mencionado na resposta desta CAR a data de início do período de creditação foi alterada de 01/07/2010 para 01/01/2011 e assim as reduções de emissões estão estimadas considerando o período de 01/01/2011 a 31/21/2017.  Esta CAR está encerrada.
<p><b>CAR4</b></p> <p>No que se refere ao benchmark, os PPs estão trabalhando com uma NTN-C com vencimento em 01 de Abril de 2021. A rentabilidade média de 2006 e 2007 foi calculada resultando em uma rentabilidade média de 20,24% ao ano.</p> <p>Levando-se em consideração que o Brasil não possui uma economia amplamente estabilizada e alguns índices de inflação como o IGP-M (que está relacionado à rentabilidade da NTN-C), existe um comportamento não-linear nos últimos dez anos. Os proponentes de projeto devem considerar um período longo para o cálculo da rentabilidade média.</p>	B.5.2	<p>Um período mais longo no cálculo da rentabilidade média da NTN-C foi utilizado na determinação do benchmark.</p> <p>A média da rentabilidade de cinco anos foi utilizada no cálculo do benchmar (a partir de Janeiro de 2003 a Dezembro de 2007), desta maneira desde o início da comercialização do título público NTN-C, com vencimento em 01 de Abril de 2021. O cálculo realizado resultou em uma média de rentabilidade de 22,22% ao ano.</p> <p>O resultado mencionado acima foi apresentado no DCP versão 2 bem como no documento de suporte “<i>Government bond rates_benchmark_v2</i>”.</p>	<p>Um período mais longo foi considerado pelos Participantes do Projeto e todas as evidências foram fornecidas na planilha “<i>Government bond rates_benchmark_v2.xls</i>”. O benchmark aplicado no DCP versão 2 é 22,22% (ante 21,51% do DCP versão 1), considerando uma média da rentabilidade de cinco anos antes do início da atividade de projeto (a partir de Janeiro de 2003 a Dezembro de 2007).</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p><b>CAR5</b></p> <p>Em relação ao prêmio de risco, os proponentes de projeto estão considerando o valor de 1,27%, que é o retorno médio do investimento em papéis do Índice do Setor Elétrico versus o Índice IBOVESPA (principal índice da BOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo). Não é apropriado utilizar este prêmio de risco, pois o mesmo foi calculado em uma diferente base, já que os participantes do projeto estão</p>	B.5.2	<p>Considerando que a atividade de projeto consiste em um projeto de investimento inserido no setor elétrico brasileiro, o qual possui um risco associado maior se comparado a outras alternativas de investimento de risco praticamente zero, é apropriado utilizar um prêmio de risco para refletir os riscos que o Participante do Projeto está propenso a incorrer. Este é um fator relevante que faz com que os investidores</p>	<p>De acordo com o Anexo 58 do EB 51 (CE 51) (Orientação sobre a Avaliação da Análise de Investimento, versão 3), “<i>Prêmios de risco aplicados na determinação dos retornos requeridos sobre o capital devem refletir o perfil de risco que a atividade de projeto que está sendo avaliada, estabelecido de acordo com princípios os princípios nacionais/internacionais de contabilidade</i>”.</p>

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
considerando a NTN-C como o benchmark e não o IBOVESPA.		<p>requisitem por rendimentos superiores aos quais uma alternativa de investimento livre de risco pode prover.</p> <p>O prêmio de risco escolhido se originou do artigo “<i>O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance</i>”, de Março de 2009. O sintetiza as operações do BNDES no setor elétrico, define os riscos associados relevantes e apresenta um spread de risco de 1,3% para as operações financeiras. Este é um valor razoável e conservador para um prêmio de risco, pois o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), encontra-se em uma situação muito confortável se comparada ao proponente de projeto, onde o risco mensurado por eles possui maiores possibilidades de mitigação, o que propicia maior capacidade de gerenciamento de risco sob o ponto de visto de um credor.</p> <p>O Prêmio de Risco adotado reflete o prêmio de risco do BNDES para operações no Brasil de <i>project finance</i> para projetos de eletricidade, o qual está relacionado ao risco setorial da atividade de projeto e não com o índice base do benchmark.</p> <p>* (O BNDES tem financiado projetos de energia no Brasil há mais de dez anos).</p> <p>O artigo mencionado pode ser visualizado em:  <a href="http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Publicacoes/Consulta_">http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Publicacoes/Consulta_</a></p>	<p>Não está no artigo do BNDES, fornecido pelos pelos Participantes do Projeto, a metodologia e as premissas do cálculo do Prêmio de Risco, além disso, o documento fornecido é mais recente que a data de decisão de investimento do projeto.</p> <p>Os PPs devem fornecer evidências (metodologia e premissas do cálculo do Prêmio de Risco) baseadas em informações disponíveis no momento da tomada de decisão e não em informações disponíveis em períodos anteriores ou posteriores e este evento.</p> <p>Esta CAR permanece aberta.</p> <p><u>Segunda Resposta</u></p> <p>A versão 3 do DCP e os documentos revisados relacionado estão refletindo a exclusão do Prêmio de Risco.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
		<p>Expressa/Setor/Energia_Eletrica/200903_01.html#</p> <p><u>Segunda resposta:</u></p> <p>Levando-se em consideração que o BNDES é o maior ator do mercado financeiro no fornecimento de capital, e considerando que este banco é um banco do governo federal para o desenvolvimento da infra-estrutura, o prêmio de risco adotado deveria ser considerado um prêmio de risco conservador. Um motivo para o suporte da evidência fornecida é que o artigo lista todos os tipos de riscos envolvidos no setor elétrico e apresenta a fonte de dados da análise realizada, por exemplo o volume de projetos avaliados entre 2003 e 2008 dos quais resultaram o prêmio de risco utilizado: 1,3%. No passado, o prêmio de risco era de 2,5% e foi ajustado recentemente, o que demonstra ainda que o valor utilizado é adequado e ainda mais conservador.</p> <p>O valor de 1,3% de prêmio de risco foi também confirmado pelo gerente responsável pelo Departamento de Energia Elétrica do BNDES. Veja a evidência: “<i>Re: Artigo publicado - O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico e o Mecanismo de Project Finance</i>”, o qual é calculado pela Área de Crédito através da atribuição de um <i>rating</i> para a empresa/projeto de acordo com sua classificação de risco – e prêmios de risco associados.</p> <p>Além disso, algo que deveria ser considerado</p>	

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
		<p>é que todos os dados utilizados como fonte do artigo, isto é, dados do perfil de risco de cada projeto avaliado são confidenciais e envolvem dados dos projetos cobertos pelo mecanismo de <i>project finance</i> do BNDES.</p> <p>No entanto, os participantes do projeto decidiram excluir o prêmio de risco da análise de adicionalidade, já que isto não afeta a adicionalidade do projeto.</p> <p>Por favor, checar os documentos do projeto anexos, refletindo a exclusão do prêmio de risco:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- “PDD JUN 1122 Malagone_v3”;</li> <li>- “IRR JUN1122 Malagone v2_1”;</li> <li>- “Government bond rates_benchmark_v2_1”.</li> </ul>	
<p><b>CAR 6</b></p> <p>O investimento apresentado na análise financeira foi baseado no estudo apresentado à ANEEL: R\$ 92.137.019. No entanto, na planilha financeira “<i>IRR JUN1122 Malagone v1.xls</i>”, 100% do investimento está considerado no primeiro ano da análise de investimento. Os participantes do projeto devem fornecer detalhes (componentes) deste investimento e a distribuição deste investimento ao longo dos anos.</p>	B.5.2	<p>Os cálculos financeiros apresentados na planilha de cálculo da TIR foram revisados levando-se em consideração as sugestões da EOD.</p> <p>Detalhes do investimento (uma descrição de seus componentes e a distribuição dos valores ao longo dos anos foram inseridos na planilha “<i>IRR JUN1122 Malagone v2</i>”.</p> <p>Para evidenciar os componentes do investimento o seguinte documento foi apresentado à EOD: “<i>Details Investment_OPE</i>” e contém os itens abaixo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- “Terrenos, realocações e outras ações sócio-ambientais”;</li> <li>- “Estruturas e outras benfeitorias”;</li> <li>- “Barragens e adutoras”;</li> </ul>	<p>Todas as informações solicitadas foram apresentadas na noa Análise Financeira na planilha “<i>IRR JUN1122 Malagone v2.xls</i>”. O investimento foi detalhado no documento “<i>Details Investment_OPE.pdf</i>” e sua distribuição ao longo dos anos foi baseada no documento “<i>PCH_Malagone_Cron_Desemb.pdf</i>”.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- “Turbinas e geradores”;</li> <li>- “Equipamentos elétricos acessórios”;</li> <li>- “Diversos equipamentos da usina”;</li> <li>- “Estradas de rodagem, de ferro e pontes”;</li> <li>- “Custos indiretos”;</li> <li>- “Juros durante a construção”;</li> <li>- “Bay de Conexão - Interligação CEMIG”;</li> <li>- “Linha de Transmissão de 138 kV”.</li> </ul> <p>Os itens descritos acima representam a estrutura formal de apresentação do orçamento à ANEEL. Este orçamento é baseado no “Orçamento Padrão Eetrobrás”.</p> <p>No que diz respeito a distribuição do investimento ao longo dos anos na planilha financeira, o desembolso de 43% do investimento em 2008 (R\$39,3555 milhões) e de 57% em 2009 (R\$52,7825 milhões) foram inseridos na planilha “<i>IRR JUN1122 Malagone v2</i>”, totalizando R\$92.137.019, considerando que os proponentes de projeto dividiram estes valores previamente no cronograma de desembolso financeiro (evidence: “<i>PCH_Malagone_Cron_Desemb</i>”).</p>	
<p><b>CAR7</b></p> <p>Em relação a evolução dos preços e custos ao longo dos anos apresentados na planilha da TIR. Os Participantes do projeto apresetaram os valores “flat” para todos os anos. É necessário demonstrar nos lucros e saídas (P&amp;L) e fluxo de caixa sua evolução para todas as linhas, de acordo com contratos ou outros índices mais</p>	B.5.2	<p>No DCP versão 1 os participantes do projeto utilizaram o valor flat do preço da energia para todos os anos dos lucros e saídas (P&amp;L) e fluxo de caixa, pois esta é uma abordagem considerada conservadora na análise da Taxa Interna de Retorno de PCHs, além disso esta é uma prática usual no setor elétrico considerando que alguns projetos costumam</p>	<p>Os participantes do projeto atualizaram a Análise Financeira com a inflação para os Preços de energia, O&amp;M e Seguros e garantias.</p> <p>Os PPs devem verificar a correção pela inflação até o primeiro ano da Análise Financeira (ano pontual: 2010), já que alguns itens foram definidos em 2009 (Preço da Energia) ou 2008 (O&amp;M), portanto estes valores devem ser</p>

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
<p>apropriados de inflação. Esta evolução representa um impacto significativo na evolução do EBITDA. A inflação sobre os preços e custos deve ser considerada, pois o benchmark estabelecido inclui a inflação no retorno do investimento. Também relacionado aos índices, inflação e taxas de juros, os PPs deveriam priorizar as fontes de informação do governo brasileiro ou de outras grandes instituições financeiras (normalmente, estas instituições fornecem previsões para os próximos anos). Após isto, os PPs devem repetir o último dado previsto para todo o período do projeto. Os PPs devem revisar a planilha financeira e DCP adequadamente.</p>		<p>ser implementados utilizando o mecanismo de <i>project finance</i>.</p> <p>Considerando que o benchmark estabelecido permanece nesta análise, os Proponentes consideraram as sugestões da EOD na inclusão de um índice de inflação apropriado para o fluxo de caixa, entradas e saídas, pois o retorno sobre o investimento fornecido pelo benchmark inclui a inflação. Os resultados destas modificações podem ser vistas na planilha “<i>IRR JUN1122 Malagone v2</i>”.</p> <p>Os itens que foram ajustados pela inflação na planilha da TIR são:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Preço da energia;</li> <li>- Custos de O&amp;M;</li> <li>- Seguros / garantias.</li> </ul> <p>O preço da energia foi ajustado pelo índice de inflação IGP-M, considerando que este índice é citado no Contrato de Compra de Energia (Power Purchase Agreement) apresentado a EOD.</p> <p>Os custos de O&amp;M devem ser ajustados pelo IGP-M conforme a proposta da Energisa (apresentada a EOD) identifica este parâmetro para corrigir os preços anualmente. Portanto, como uma medida conservadora, considerando que o IGP-M é um índice largamente observado no mercado como sendo utilizado no ajuste de Acordos/Contratos no Brasil e o índice de inflação proposto é reconhecido como um índice confiável, o mesmo pode ser utilizado no ajuste dos outros componentes dos custos</p>	<p>corrigidos para 2010.</p> <p>Os PPs utilizaram a previsão de inflação fornecida pelo Boletim Focus do Banco Central do Brasil. Este relatório foi emitido em 08 de Janeiro de 2010 e esta é uma data posterior à data da tomada de decisão de investimento. Os participantes do projeto devem utilizar somente informações geradas no momento da tomada de decisão de investimento.</p> <p>Esta CAR permanece aberta.</p> <p><u>Segunda Resposta</u></p> <p>Os participantes do projeto forneceram uma nova planilha “<i>IRR JUN1122 Malagone v2_1</i>” com as mudanças solicitadas acima. Uma nova fonte de informação foi encaminhada com a previsão de inflação.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
		<p>de O&amp;M, bem como nos custos com seguros, sendo neste, devido aos severos aumentos no mercado de seguros principalmente causados pelas componentes de riscos ambientais e técnicos de projetos. Apesar da evolução dos valores de gastos com salários, etc, contidos em “Custos administrativos” e “Custos com segurança” serem usualmente ajustados pelo índice INPC, pois este é geralmente utilizado nestes ajustes anuais e, levando-se em consideração que as expectativas do mercado para o INPC e seu comportamento costumam ser maiores do que o IGP-M, utilizar este para ajustar os custos administrativos, salários, etc, é uma medida conservadora.</p> <p>A fonte utilizado para a expectativa de inflação medida pelo IGP-M utilizada na planilha de cálculo da TIR provêm de dados oficiais do Banco Central do Brasil, disponível no relatório “Boletim Focus” que fornece expectativas do mercado para este índice. Veja o documento “Boletim Focus BCB_R20100108”, no qual é possível verificar o valor utilizado na planilha do cálculo da TIR.</p> <p>Após revisão da planilha financeira, o DCP foi modificado adequadamente (DCP versão 2).</p> <p><u>Segunda resposta:</u></p> <p>As correções na planilha financeira foram</p>	

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
		<p>realizadas levando-se em conta as sugestões da EOD.</p> <p>A fonte da previsão da inflação utilizado é o “Relatório de Inflação” do Banco CENTral do Brasil, emitido em março de 2008, disponível em:  <a href="http://www.bcb.gov.br/htms/reinf/port/2008/03/ri200803P.pdf">http://www.bcb.gov.br/htms/reinf/port/2008/03/ri200803P.pdf</a>. Evidência encaminhada para embasar o dado utilizado: “<i>Inflation Report_2008</i>”.</p> <p>Neste relatório estão apresentadas previsões de inflação para os anos de 2008 e 2009. Considerando que os participantes de projeto não encontraram outras fontes confiáveis de previsão da inflação para 2010, o valor previsto de inflação de 2009 foi replicado em 2010. Além disso, o mesmo Relatório de Inflação não apresenta previsão de inflação (tal como o índice IGP-M) para 2010.</p> <p>As correções solicitadas foram realizadas nos documentos do projeto e encaminhados a EOD.</p>	
<p><b>CAR 8</b></p> <p>A explicação sobre o benchmark (referencial) deve ser movida da seção “<i>Sub-etapa 2.c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros</i>” para a “<i>Sub-etapa 2 b: Opção III. Análise do referencial aplicada</i>”.”.</p>	B.5.2	<p>A explicação sobre o benchmark estabelecido foi movida da seção “<i>Sub-etapa 2 b: Opção III. Análise do referencial aplicada</i>”.</p> <p>Veja o documento “PDD JUN 1122 Malagone_v2”.</p>	<p>O DCP foi revisado adequadamente e a explicação sobre o benchmark foi movida para a seção “<i>Sub-etapa 2 b: Opção III. Análise do referencial aplicada</i>”.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p><b>CAR 9</b></p> <p>A análise de sensibilidade não inclui os Custos operacionais e de acordo com as “Orientações sobre a avaliação da análise de investimento”</p>	B.5.2	<p>Apesar de a análise de sensibilidade realizada no DCP versão 1 estar baseada nas “Orientações sobre a avaliação da análise de investimento” (Version 02) Artigo 17, “<i>Somente as variáveis, incluindo os custos de</i></p>	<p>Os Custos de O&amp;M foram incluídos na análise de sensibilidade na planilha revisada: “<i>IRR JUN1122 Malagone v2.xls</i>” e está apresentado no DCP versão 2.</p>

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
(Version 02) Artigo 17, “Somente as variáveis, incluindo os custos de investimento inicial, que constitua mais do que 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto, devem ser submetidas à variação razoável”. No entanto, os PPs deveriam considerar a aplicação na análise de sensibilidade neste parâmetro, considerando que esta é a principal saída de valor ao longo dos anos após o investimento.		<p><i>investimento inicial, que constitua mais do que 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto, devem ser submetidas à variação razoável”, os PPs estenderam a análise de sensibilidade ao parâmetro de custos de “O&amp;M”, mesmo este não constituindo mais do que 20% dos custos ou receitas totais do projeto.</i></p> <p>Os resultados da análise de sensibilidade foram apresetadas no DCP versão 2 e na planilha de cálculo da TIR (ref. “IRR JUN1122 Malagone v2”).</p>	Esta CAR está encerrada.
<p><b>CAR-10</b></p> <p>Durante a visita ao local, foi verificado que os eventos descritos em Novembro e Dezembro de 2009 da tabela 11 do DCP versão 1, não estão corretos. O comissionamento e operação comercial não ocorreram nestes meses. Os PPs devem revisar/corrigir a tabela adequadamente.</p>	B.5.4	<p>A correção foi realizada na tabela 11 do DCP, considerando que as operações em teste e comercial da PCH foram autorizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica em 26 de Março de 2010 e 31 de março de 2010, respectivamente. Assim, a operação comercial iniciou-se em 01 de Abril de 2010. Evidências para estes eventos inseridos na tabela 11, são:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Despacho ANEEL N° 783, emitido em 26 de Março de 2010, disponível em: <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2010783.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2010783.pdf</a></li> <li>- Despacho ANEEL N° 837, emitido em 31 de Março de 2010, disponível em: <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2010837.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2010837.pdf</a></li> </ul> <p>A Tabela 11 pode ser vista na versão 2 do DCP.</p>	<p>O DCP foi revisado adequadamente. O comissionamento e os eventos (datas) foram corrigidos no DCP versão 2, de acordo com os Despachos # 783 e # 837, de 26/03/2010 e 31/03/2010, respectivamente.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p><b>CAR-11</b></p>	B.7.2.10	O plano de monitoramento (seção B.7.2 e Anexo 4 do DCP) foi revissado com o intuito	O DCP versão 2 incluiu o monitoramento dos parâmetros Cap <sub>PJ</sub> (capacidade instalada da usina

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
<p>O plano de monitoramento (DCP-seção B.7.2) e p Anexo 4 não mencionam o monitoramento dos parâmetros <math>Cap_{PJ}</math> (capacidade instalada da usina de energia após a implementação da atividade de projeto) e <math>A_{PJ}</math> (Área do reservatório medido na superfície da área, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio).</p>		<p>de incluir os parâmetros <math>Cap_{PJ}</math> (capacidade instalada da usina de energia após a implementação da atividade de projeto) e <math>A_{PJ}</math> (Área do reservatório medido na superfície da área, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio). Tais modificações podem ser vistas o DCP versão 2.</p>	<p>de energia após a implementação da atividade de projeto) e <math>A_{PJ}</math> (Área do reservatório medido na superfície da área, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio).</p> <p>O <math>Cap_{PJ}</math> será monitorado através das especificações técnicas dos equipamentos instalados, placas instaladas nos equipamentos e fichas técnicas. Além disso, as autorizações da agência regulatória serão checadas.</p> <p>O <math>A_{PJ}</math> será determinado através de levantamentos topográficos, mapas, imagens de satélites, etc. Além disso, como a PCH Malagone deve monitorar o nível do reservatório devido aos requisitos nacionais, os dados utilizados para este propósito podem ser utilizados para determinar a área do reservatório e será, também, um procedimento de medição a ser considerado pela atividade de projeto.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p><b>CAR-12</b></p> <p>Em relação a análise da prática comum, como atividades similares foram encontradas distinções essenciais entre elas de acordo com os requisitos da Ferramenta de Adicionalidade (versão 5.2)/sub-etapa 4b devem ser abordadas/explicitadas.</p>	B.5.2	<p>A análise da prática comum foi revisada para o intervalo de potência sugerido pela EOD, assim, considerando atividades similares aquelas que têm capacidade instalada entre 9 e 30 MW (+ou - 50% em relação a capacidade instalada da PCH Malagone - 19MW, mas estendendo para 30MW) para o período aplicado para a atividade de projeto (desde 2005 até Maio de 2009, data na qual os dados da ANEEL estavam disponíveis para os PPs). Atividades similares foram incluídas no DCP versão 2 e as distinções</p>	<p>Confirmado na Resolução da ANEEL n° 255, de 06/05/2003 que a PCH Porto Góes é uma expansão e a PCH Graça Brennan é uma atividade de projeto MDL, portanto, elas não podem ser comparadas à atividade de projeto.</p> <p>A conclusão da análise da prática comum é que não existem PCHs similares à atividade de projeto. Todas as PCHs consideraram incentivos do MDL e/ou Proinfa.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
		<p>essenciais entre a atividade de projeto e elas foram abordadas.</p> <p>Sintetizando os resultados, temos que todas as atividades similares ao projeto foram implementadas através de incentivos. Mais detalhes podem ser encontrados no DCP versão 2. Além disso, no documento: “<i>Prática Comum_PCHs de 2005 a 2009_evidenced_v2</i>”.</p> <p>No que diz respeito às PCHs encontradas pela EOD em sua própria análise, a PCH Graça Brennand – Terra Santa, e a PCH Porto Góes, tais atividades foram excluídas da análise considerando que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>PCH Graça Brennand</b> é um projeto MDL, de acordo com a publicação do DCO no website da CQNUMC <a href="http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/N68XFRKNR58M29GRSJGR81NCMFT7K/J/view.html">http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/N68XFRKNR58M29GRSJGR81NCMFT7K/J/view.html</a>, e;</li> <li>- <b>PCH Porto Góes SHP</b> é uma usina que passou por uma expansão (a planta passou por uma adição de capacidade) de 14,3 MW, totalizando 24,8 MW de potência instalada. Esta expansão foi autorizada em 06 de Maio de 2003, através da Resolução ANEEL N° 255: <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003225.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003225.pdf</a> para a e Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. – EMAE. Antes desta expansão, a planta estava em operação deste 01 de Dezembro de 1982, onde a empresa ELETROPAULO - Eletricidade de São Paulo</li> </ul>	

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
		<p>S.A. foi autorizada a produzir eletricidade naquele potencial hidrelétrico através do Decreto N° 87.884, disponível em: <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec198287884.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec198287884.pdf</a>. Assim, esta não é uma atividade similar a atividade de projeto proposta, considerando suas diferentes concepções.</p> <p>Portanto, todas as atividades similares e suas distinções essenciais da atividade de projeto foram inseridas no DCP, Assim, a atividade de projeto não é uma prática comum no Brasil.</p>	
<p><b>CL1</b> Os PPs foram solicitados a incluir no DCP a categoria da atividade de projeto.</p>	A.4.2	<p>A categoria da atividade de projeto foi incluída no DCP versão 2. Veja o arquivo: “PDD JUN 1122 Malagone_v2”.</p>	<p>A categoria da atividade de projeto foi incluída no DCP versão 2.</p> <p>Esta CL está encerrada.</p>
<p><b>CL2</b> Os PPs devem fornecer evidências em relação à vida útil dos equipamentos (turbinas e geradores).</p>	<p>A.4.3.2 A.4.3.3 C.1.2.1</p>	<p>As evidências no que se refere à vida útil operacional das turbinas e geradores foram fornecidas a EOD.</p> <p>De acordo com o estudo desenvolvido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e pelo “<i>Centro de Estudos em Recursos Naturais e Energia – Escola Federal de Engenharia de Itajubá</i>”, cujo título: “Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação”, a vida útil conservadora para os equipamentos são de 40 anos para turbinas e 30 anos para os geradores. Este estudo foi desenvolvido para servir de base para o estabelecimento de regras de cálculo de depreciação, amortização e exaustão pela ANEEL, desta maneira, norteando o controle dos recursos/bens no</p>	<p>Foi verificado na carta datada de 24/05/2010 “<i>MALA-004-2010_Lifetime.pdf</i>” da empresa Voith Hydro Ltda. que as unidades geradores estão projetadas para operar por 30 anos para atender o período de concessão da PCH Malagone.</p> <p>Portanto, a vida útil operacional da atividade de projet de 30 anos está corretamente definida no DCP.</p> <p>Esta CL está encerrada.</p>

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
		<p>setor elétrico.</p> <p>Evidências objetivas de suporte podem ser encontradas nos seguintes links: <a href="http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/012/documento/relatorio_vida_util_volume_1.pdf">http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/012/documento/relatorio_vida_util_volume_1.pdf</a> e <a href="http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/012/documento/relatorio_vida_util_volume_2.pdf">http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/012/documento/relatorio_vida_util_volume_2.pdf</a>.</p> <p>Além disso, os fabricantes dos grupos-geradores (Voith) certificaram que os equipamentos foram projetados para operar por trinta anos. Veja o documento de suporte: “MALA-004-2010_Lifetime”.</p>	
<p><b>CL3</b></p> <p>O projeto aplica a metodologia ACM0002 versão 10 de 11/06/2009, a qual está em linha com a categoria do projeto relevante. Entretanto, considerando o período de carência (25/10/2010) para submissão de atividades de projeto para registro, quando utilizada uma metodologia aprovada revisada, e o presente cronograma de validação para submeter projetos para registro, é recomendado revisar o DCP para a ACM0002 versão 11, válida de 26 de Fevereiro de 2010 em diante.</p>	B.1.1	<p>O DCP foi revisado com o intuito de atender todos os requisitos da metodologia de linha de base ACM0002 versão 11, válida de 26 de Fevereiro de 2010 em diante.</p> <p>Veja o seguinte arquivo: “PDD JUN 1122 Malagone_v2”.</p>	<p>O DCP versão 2 aplica a metodologia ACM0002 versão 11.</p> <p>Esta CL está encerrada.</p>
<p><b>CL4</b></p> <p>Informações adicionais sobre o preço da energia e sua evolução devem ser apresentadas. O preço estabelecido está relacionado em um contrato, assim, deve estar claro qual é a data de referência para o preço e qual índice será escolhido para ajustar este preço ao longo dos</p>	B.5.2	<p>No que diz respeito ao preço de energia, a data na qual o mesmo foi fechado é 31 de Janeiro de 2009 como R\$169,1/MWh e deve ser ajustado pelo índice IGP-M de inflação.</p> <p>Evidência objetiva de suporte foi fornecida a</p>	<p>Foi confirmado que os ajustes foram aplicados corretamente como foi definido no contrato PPA.</p> <p>Esta CL está encerrada.</p>

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
anos (Por exemplo:... o preço foi definido para Julho/200X como R\$ Y MW/h e deve ser ajustado cada ano pelo índice ZZ).		EOD.	
<p><b>CL5</b></p> <p>Os participantes do projeto não detalharam os custos operacionais. Somente o grupo de seguros e outras taxas e encargos pagos para o governo e de outras agências foram apresentados e sua evolução está relacionada às receitas. Foi verificado que parte dos custos de O&amp;M estão baseados na proposta da Energia para operação da PCH, mas as evidências para a outra parte dos componentes do O&amp;M são necessárias. Além disso, não está claro como a tarifa será ajustada ao longo dos anos. Evidências e esclarecimentos em relação aos valores aplicados devem ser fornecidos.</p>	B.5.2	<p>Os custos de O&amp;M inseridos na planilha da TIR são compostos por três componentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Gerenciamento da usina e reposição de peças, onde o valor estimado é de R\$58.111,08/mês;</li> <li>- Custos de operação e manutenção, onde o valor médio é de R\$36.083,97/mês de acordo com a proposta técnica da Energisa;</li> <li>- Vigilância da usina, com um custo estimado de R\$3.206,55 por mês.</li> </ul> <p>Sintetizando os componentes acima, o valor aplicado é de R\$97.401,70/mês e, assim, R\$1.168.819,2/ano.</p> <p>Os custos de O&amp;M costs devem ser ajustados pelo índice IGP-M, conforme identificado na proposta técnica da Energisa para corrigir os preços anualmente. Portanto, como uma medida conservadora, considerando que o IGP-M é amplamente observado no mercado sendo utilizado para ajustar Acordos/Contratos no Brasil e o índice proposto é, também, bem reconhecido como um índice de inflação confiável, este deve ser utilizado para ajustar os outros componentes do O&amp;M. Embora a evolução de salários, encargos, etc, contidos em “Gerenciamento da usina” e “Vigilância da usina” devessem ser ajustados pelo índice INPC, pois este é principalmente utilizado para aqueles fins. Mas considerando-se que as expectativas do</p>	<p>Os custos detalhados de O&amp;M foram apresentados no document “<i>O&amp;M estimativas_2008.pdf</i>”. Os custos de O&amp;M foram aplicados na análise financeira e todos os ajustes foram aplicados corretamente na planilha de análise financeira versão 2.</p> <p>Esta CL está encerrada.</p>

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
		mercado para este índice e o seu comportamento usual serem usualmente valores superiores ao IGP-M, utilizar o segundo para ajustar os custos de “Gerenciamento da usina” e “Vigilância da usina” é uma medida mais conservadora. Evidências de suporte para estes dados podem ser vistos no seguinte documento: “O&M estimatives_2008”.	
<p><b>CL-6</b></p> <p>O DCP menciona no início da seção B.2 “A metodologia ACM0002 é aplicável para atividades de projeto de geração de energia renovável conectadas à rede que envolvam adição de capacidade elétrica sob as seguintes condições:”. Esta declaração deve ser corrigida de acordo com as definições de aplicabilidade da ACM0002 (nova usina de energia).</p>	B.2.1	<p>A justificativa da escolha da metodologia e o motivo de sua aplicabilidade à atividade de projeto foram corrigidos de modo a atender a metodologia ACM0002.</p> <p>Como a atividade de projeto envolve a instalação de uma usina hidrelétrica, a metodologia é aplicável sob a seguinte condição:</p> <p><i>“A atividade de projeto resulta em um novo reservatório e a densidade de potência da planta, de acordo com as definições dadas na seção de Emissões do Projeto, é maior do que 4 W/m<sup>2</sup>”.</i></p> <p>A PCH Malagone é uma construção conectada à rede a qual é considerada uma planta de geração de energia renovável com Densidade de Potência de 14,96 W/m<sup>2</sup>, sendo assim, maior que 4 W/m<sup>2</sup> e é resultante de um novo reservatório.</p> <p>Portanto, a metodologia é aplicável à presente atividade de projeto e está descrita de maneira mais adequada no DCP versão 2.</p>	<p>O DCP versão 2, revisado, descreve o critério de aplicabilidade conforme a metodologia ACM0002, versão 11.</p> <p>A atividade de projeto se enquadra no item a) da aplicabilidade da metodologia <i>“instalação de uma planta de energia em um local onde nenhuma planta de energia era operada antes da implementação da atividade de projeto (Greenfield plant)”</i>.</p> <p>A atividade de projeto é uma Pequena Central Hidrelétrica nova com 19MW de potência instalada. No local onde o projeto está instalado, não estavam operando plantas de energia renovável. Esta informação foi confirmada através de documentos da ANEEL, licenças ambientais e inspeção local.</p> <p>Além disso, a atividade de projeto se enquadra na seguinte condição:</p> <p><i>“A atividade de projeto resulta em um novo reservatório e a densidade de potência da planta, de acordo com as definições dadas na seção de Emissões do Projeto, é maior do que 4 W/m<sup>2</sup>”.</i></p> <p>A atividade de projeto resulta em um novo</p>

Relatório Preliminar dos pedidos de ação corretiva e esclarecimentos	Ref. tabela 2	Síntese das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
			reservatório com uma área de 1.270.000 m <sup>2</sup> , com uma densidade de potência de 14,96 W/m <sup>2</sup> .  Esta CL está encerrada.
<p><b>CL7</b> O plano de monitoramento deve declarar claramente a autoridade e responsabilidade pelo registro, monitoramento e documentação.</p>	B.7.2.6	<p>O plano de monitoramento foi ajustado com o intuito de declarar claramente a autoridade e responsabilidade pelo registro, monitoramento, medição e documentação.</p> <p>As modificações podem ser verificadas no DCP versão 2.</p>	<p>O DCP versão 2 incluiu que a Hidrelétrica Malagone S.A é a responsável pela manutenção e calibração dos equipamentos de monitoramento, atendimento aos requisitos operacionais e ações corretivas relacionadas à funcionalidade da atividade de projeto. Ademais, a empresa tem a autoridade e responsabilidade para registro, monitoramento e medição, bem como no gerenciamento do projeto, na organização de treinamento da equipe de apoio para o uso de técnicas apropriadas na aplicação dos procedimentos estabelecidos. A Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda é a entidade responsável pela elaboração dos relatórios de cálculos de linha de base, emissões do projeto (se aplicável) e reduções de emissões.</p> <p>Esta CL está encerrada.</p>