

"Projeto MDL da Guanhães Energia, Minas Gerais, Brasil" (JUN1123)

> no Brasil

RELATÓRIO Nº 2009-BQ-ME-24 REVISÃO Nº 00



	IODE VI	Libiiçiio			
Nome do Projeto: "Projeto MDL Brasil (JUN11		Energia, Minas Gerais,	País: Brasil	RCEs Est 440.64	timadas (tCO ₂ e): 6
Cliente:		Contato do Cliente:	I		
Carbotrader Lt	:da		Sr. Arthur Moraes		
Título do Relatório: "Projeto MDL da Guanhães Energia, Minas Gerais, Brasil (JUN1123)" no Brasil		Relatório Nº: 2009-BQ-ME-24	Rev. N°.	Data deste relatório: 14/12/2009	
Aprovado por: (Fina	ıl Report – DCI Direct	or approval)	Unidade Organizacional:	-1	Data:
Roberto Cavar	ına		DCI		07/01/2010
		Metodologi	a		
Referência: ACM0002	Versão: Versão 10 de 11/06/2009	Título: "Metodologia de linh geração de eletricidade renováveis"		-	Escopo Setorial:
Energia, Mina assim como o documentação modalidades e Executiva do MO projeto apa ACM0002, ou de fontes rencorretamente e A metodologi especifica suficem nossa opin 2009, satisfaz relevantes par (JUN1123)" se projeto MDL. Antes da subn Conselho Exevoluntária da Adesenvolvimento.	s Gerais, Bras s critérios dado. Os critérios dado. Os critérios dado. Os critérios dica corretame seja, "Metodo ováveis", Verse as suposições a de monitora cientemente os nião, o projeto todos os rega o país anfitrerá, por esta ramissão do Docucutivo do MEAND do Brasil nto sustentável.	o da atividade de projeto il (JUN1123)" com basos para prover operaçõo da CQNUMC referems do MDL, as modalidas do país Anfitrião. Inte a linha base aprologia consolidada para a são 10 de 11/06/2009. feitas a partir de cenári amento foi aplicada o requisitos de monitorar, como descrito no DC quisitos relevantes de são. O "Projeto MDL zão, recomendado pela amento de Concepção do DL, o Projeto deverá r, incluindo a confirmação	se nos critérios da Ces do projeto consiste ao Artigo 12 do des, as decisões substitutes a metodolo de geração de eletricida A metodologia de os de referência sele orretamente e o planento. P versão 3 com data UNFCCC para MD da Guanhães Energia RINA para registro de Projeto e o Relató eceber a aprovação	eqNUM tentes, reprotocol equiente ogia de ade ligado referêncionado ano de de 03 de de 03 de a, Mina como unio de V escrita	C para o MDL, nonitoramento e lo de Quioto, as s pela Secretaria monitoramento da à rede a partir cia foi aplicada s são confiáveis. monitoramento de novembro de dos os critérios as Gerais, Brasil ma atividade de Validação para o de participação
Trabalho executado Américo Vark San Valero, As	ulya Jr, Thaís (Carvalho, Vicente	Nenhuma distribuiç ou unidade organiza Estritamente confide Distribuição irrestri	cional res	



Trabalho verificado por: (CRT responsável por aprovação)	Palavras-chave:
Paolo Teramo	



Abreviações/ Acrônimos

Explicação de qualquer abreviação/ acrônimo que foi usada aqui neste relatório

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica AND Autoridade Nacional Designada

AOD Assistência Oficial ao Desenvolvimento

CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CIMGC Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima

CO₂ Dióxido de Carbono

CO2e Dióxido de Carbono Equivalente

CQNUMC Convenção Quadro das Nações Unidas para Mudanças do Clima

DCP Documento de Concepção de Projeto

EPC Engineering, Procurement and Construction FEAM Fundação Estadual do Meio Ambiente

GEE Gases de Efeito Estufa

MDL Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

ONS Operador Nacional do Sistema
PAC Pedido de Ação Corretiva
PAF Pedido de Ação Futura

PCH Pequena Central Hidroelétrica PE Pedido de Esclarecimento PP Participantes do Projeto

PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RCEs Reduções Certificadas de Emissão

RINA Registro Italiano Navale

SELIC Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

SIN Sistema Interconectado Nacional



Cont	Conteúdo		
1	INTRODUÇÃO	6	
1.1	Objetivo	6	
1.2	Escopo	6	
1.3	Descrição do Projeto de GEE	7	
2	METODOLOGIA	8	
2.1	Revisão de Documentos	10	
2.2	Entrevistas de Acompanhamento	10	
2.3	Resolução dos Pedidos de Esclarecimentos e Ações corretivas	10	
3	CONSTATAÇÕES DA VALIDAÇÃO	12	
3.1	Concepção de Projeto	12	
3.2	Linha de base	14	
3.3	Plano de Monitoramento	19	
3.4	Cálculo das emissões de GEE	20	
3.5	Impactos Ambientais	21	
3.6	Comentários das Partes interessadas locais	22	
4	COMENTÁRIO PELAS PARTES, PARTES INTERESSADAS E ONGS.	24	
5	OPNIÃO DE VALIDAÇÃO	24	
6	REFERÊNCIAS	26	

Apêndice A: Protocolo de Validação



1 INTRODUÇÃO

O Cliente contratou a RINA para executar a validação de "Projeto de MDL Guanhães Energia, Minas Gerais, Brasil (JUN1123)". Este relatório resume os levantamentos da validação do projeto, executado com base nos critérios da CQNUMC para o MDL, assim como os critérios dados 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 subseqüentes pelo Conselho Executivo do MDL.

A equipe de validação para esta fase do projeto consiste no seguinte pessoal:

Responsabilidade/qualificação	Sobrenome	Primeiro Nome	País
Validador de MDL	Varkulya, Jr	Américo	Brasil
	Carvalho	Thaís	Brasil
Técnico de MDL	Kumar	Ashok	Índia
Líder de equipe	San Valero	Vicente	Brasil
Revisor técnico	Teramo	Paolo	Itália

O relatório de validação preliminar, incluindo os levantamentos iniciais de validação, passou por revisão técnica antes de ser submetido para os participantes de projeto. A revisão técnica foi executada por um revisor técnico qualificado de acordo com o sistema de qualificação da RINA para validação e verificação de MDL.

1.1 Objetivo

O objetivo dessa validação é ter uma avaliação da concepção de projeto de uma terceira parte independente. Em particular, a linha de base do projeto, plano de monitoramento, e o cumprimento do projeto com os critérios da CQNUMC e Parte anfitriã foram validados com vista a confirmar que a concepção do projeto, como documentada, é razoável e atende os critérios identificados. A validação é o requerimento para todos os projetos de MDL e é visto como necessário para assegurar os atores envolvidos da qualidade do projeto e sua intenção de gerar as Reduções Certificadas de Emissão (RCEs).

1.2 Escopo

O escopo da validação é definido como uma revisão independente e objetiva do Documento de Concepção do Projeto (DCP). O DCP é revisado usando os critérios definidos no Artigo 12 do Protocolo de Quioto, os procedimentos e modalidades do MDL como aceito no Acordo de Marraqueche e decisões relevantes pela Secretaria Executiva do MDL, incluindo a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento (ACM0002 - "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade conectada à rede de fontes renováveis", Versão 10 de 11/06/2009) /10/. A equipe de validação, baseada nas recomendações do Manual de Validação e Verificação do MDL /9/ (doravante referido por MVV), empregou uma forma baseada em risco, focando na identificação de riscos significantes para a implementação do projeto e geração de RCEs.

A validação não teve a intenção de prover nenhuma consultoria para os participantes de projeto. Entretanto declarou pedidos de esclarecimentos e/ou ações corretivas que podem ter provido dados para o melhoramento da concepção do projeto.



1.3 Descrição do Projeto de GEE

A atividade de projeto consiste na geração e entrega de energia por fonte renovável à rede interconectada Brasileira, através das seguintes Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), as quais serão instaladas no estado de Minas Gerais:

- PCH Dores de Guanhães 14 MW;
- PCH Fortuna II 9 MW;
- PCH Jacaré 9 MW:
- PCH Senhora do Porto 12 MW.

As reduções de emissões são solicitadas pelo deslocamento da eletricidade da rede com a eletricidade estimada que será gerada pelas plantas hidrelétricas e fornecida à rede.

A capacidade total instalada da atividade de projeto é 44 MW (14+9+9+12) com uma geração estimada de 219.263 MWh/ano (energia assegurada), atingindo um valor de reduces de emissões de GEE correspondente a 440.646 tCO2e durante a primeira fase do periodo de créditos (com o potencial de ser renovado por mais 2 vezes), resultando em uma média anual de reduções de emissões de 62.949 tCO2e/ano.



2 METODOLOGIA

A validação pode consistir nas três fases seguintes:

- I a revisão da documentação da concepção do projeto;
- II acompanhamento por entrevistas com os envolvidos no projeto;
- III a resolução dos assuntos levantados e emissão do relatório final de validação e opinião.

Explicar os diferentes modos de verificação usados, e qualquer consideração relacionada com os ajustes feitos para o uso do protocolo de validação. Existe uma referência para o protocolo completo no Apêndice A. Deve existir também a referência para o Manual de Validação e Verificação para metodologia e protocolo.

Levantamentos estabelecidos durante a validação podem ser vistos como um não-preenchimento dos critérios do protocolo de validação ou onde um risco para o cumprimento dos objetivos do projeto é identificado.

Pedidos de Ações Corretivas (PAC) devem ser levantados se ocorre um dos seguintes eventos:

- (a) Os participantes de projeto cometem erros que irão influenciar na habilidade do projeto de atingir reduções de emissão reais, mensuráveis e adicionais;
- (b) Os requerimentos do MDL não foram atendidos;
- (c) Existe um risco das reduções de emissões não possam ser monitoradas ou calculadas.

A equipe de validação deve levantar um Pedido de Esclarecimento (PE) se:

Informação é insuficiente ou não é suficientemente clara para determinar se os requerimentos do MDL aplicáveis foram atingidos.

O Pedido de Ação Futura (PAF) deve ser levantado durante a validação para realçar pontos relacionados com a implementação do projeto que requer revisão durante a primeira verificação da atividade de projeto. PAFs não devem ser relacionadas com requerimentos do MDL para registro.



Protocolo de validação Tabela 1: Requerimentos obrigatórios				
Requerimentos	Referência	Conclusão	Referência cruzada	
Os requerimentos que o projeto deve atingir	Dá referência para a legislação ou acordo onde o requerimento é encontrado.	Este é aceitável baseado na evidência fornecida (OK) ou um Pedido de Ação Corretiva (PAC) do risco ou não cumprimento com os requerimentos declarados. Os pedidos de ação corretiva são numerados e apresentados para o cliente no relatório de validação.	Usado para referenciar as questões da listagem na Tabela 2 para mostrar como os requerimentos específicos são validados. Este é para garantir um processo transparente de validação.	

Questões de listagem	Referência	Modos de Verificação (MdV)	Comentários	Conclusão preliminar ou 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. Cada seção é então subdividida. O menor nível constitui a listagem de questões.	Fornece referência para documentos onde as respostas para a listagem das questões ou item é encontrado.	Explica como a conformidade com a listagem de questões é investigada. Exemplos dos modos de verificação são revisões documentais (RD) ou entrevistas(E). N/A significa não aplicável.	A seção é usada para elaborar e discutir a listagem de questões e/ou a conformidade com a questão. É então usada para explicar as conclusões alcançadas.	Este é aceitável baseado em evidência fornecida (OK), ou o Pedido de Ação Corretiva (PAC) devido a não conformidade com a listagem de questão (veja abaixo). Esclarecimento (PE) é usado quando o time de validação identificou necessidade de esclarecimento. O Pedido de Ação Futura (PAF) deve ser levantado durante a validação para realçar pontos relacionados com a implementação do projeto que requer revisão durante a primeira verificação da atividade de projeto.

Protocolo de Validação Tabela 3: Resolução das Ações Corretivas e Pedidos de Esclarecimentos				
Relatório de esclarecimentos preliminares e pedidos de ação corretiva	Ref. Para listagem das questões na tabela 2	Sumário da resposta do dono do projeto	Conclusão da Validação	
Se as conclusões do relatório preliminar de validação são um Pedido de Ação Corretiva ou um Pedido de Esclarecimento, estes devem estar listados nesta seção.	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 cliente ou outro participante de projeto durante as comunicações com o time de validação deve ser sumarizada nesta seção	Esta seção deve sumarizar as respostas do time de validação e conclusões finais. As conclusões devem também ser incluídas na tabela 2, dentro de "Conclusão final".	

Figura 1 Tabelas do protocolo de validação



2.1 Revisão de Documentos

O Documento de Concepção do Projeto (DCP versão 1) de 28 de Novembro de 2008 /1/ e estimativas para as reduções de emissões /2/ e investimentos financeiros, submetido por Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda, foram avaliados por RINA. Após a validação inicial algumas constatações foram feitas e comunicadas ao cliente. Conseqüentemente as seguintes versões revisadas do DCP e respectivas planilhas dos cálculos de RCEs foram enviadas e validadas por RINA:

- DCP Versão 2 de 04 de Setembro de 2009 /4/ e SPE Guanhães_CERs_v2.xls- Emission reductions calculations spreadsheet /5/;
- DCP Versão 3 de 03 de Novembro de 2009 /7/ e SPE Guanhães_CERs_v3.xls- Emission reductions calculations spreadsheet /8/.

RINA também avaliou documentos adicionais de cenário (/9/ até /24/), relacionados com a concepção e/ou metodologias empregadas na concepção ou outros documentos de referência.

2.2 Entrevistas de Acompanhamento

Em 09/06/2009, RINA realizou a visita ao local do projeto e entrevistas com as partes interessadas do projeto para confirmer as informações selecionadas e resolver questões identificadas na revisão documental. Representantes da Carbotrader Ltda, , SPE Guanhães Energia S.A. e CEMIG Geração e Transmissão S.A. foram entrevistados (/13/ to /15/).

Os principais tópicos das entrevistas são comentados através do relatório e sumarizados na Tabela 1.

Tabela 1 Tópicos das entrevistas

Organização entrevistada	Tópicos da entrevista
Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda; SPE Guanhães Energia S.A.; CEMIG Geração e Transmissão S.A.	 Esclarecimentos no estabelecimento da linha de base, monitoramento e cálculos da redução de emissão; Recursos, necessidades de treinamento e procedimentos para operação e manutenção; Plano de monitoramento/ registros (backups); Programa de manutenção (calibração); Limites do projeto; Emissões de linha de base e projeto; Cálculos de redução de emissão; Licenças ambientais; Atores locais – convites e confirmações.

2.3 Resolução dos Pedidos de Esclarecimentos e Ações Corretivas

O objetivo desta fase de validação era para resolver as questões pendentes, que precisassem ser esclarecidas para a conclusão positiva do RINA na concepção do projeto.



Os Pedidos de Ação Corretiva (07) e Pedidos de Esclarecimento (15) levantados pelo RINA foram resolvidos durante as comunicações entre o cliente e RINA. Um (01) Pedido de Ação Futura (PAF) foi levantado e deve ser verificado na primeira verificação. Para garantir a transparência do processo de validação, as referências estão resumidas no capítulo 3 abaixo e documentadas em maior detalhadas no protocolo de validação no Apêndice A.



3 CONSTATAÇÕES DA VALIDAÇÃO

Onde RINA identificou esclarecimentos necessários ou que poderiam representar riscos para o atendimento dos objetivos do projeto, Pedidos de Esclarecimentos ou de Ações Corretivas, respectivamente, foram emitidos. Os requerimentos para ser validados, modos de validação e requerimentos de documentação são documentados em mais detalhes no Protocolo de Validação no Apêndice A.

As constatações da validação finais relativas à concepção do projeto como documentado e descrito no MDL-DCP para "Projeto de MDL Guanhães Energia, Minas Gerais, Brasil (JUN1123)", Versão 3, de 03 de novembro de 2009.

3.1 Concepção de Projeto

O Projeto MDL da Guanhães Energia, Minas Gerais, Brazil (JUN1123) é composto de 4 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), que serão instaladas no estado de Minas Gerais. A localização das quatro PCHs estão indicadas na tabela abaixo:

PCH	Cidades	Coordenadas
Dores de Guanhães	Dores de Guanhães	19° 04'S / 42° 53'O
Fortuna II	Guanhães e Virginópolis	18° 54' S / 42° 41' O
Jacaré	Dores de Guanhães	19° 00' S / 42° 57' O
Senhora do Porto	Dores de Guanhães	19° 02' S / 42° 55' O

A seção A.4.1.3 dos DCPs versões 2 e 3 apresentam a cidade Dores de Guanhães para as PCH Dores de Guanhães e PCH Senhora do Porto, de acordo com a *Carta Nº 47-2009 SUPRAM CENTRAL.pdf.*, invés de Guanhães, que foi mencionadas no DCP publicado.

A atividade de projeto se enquadra na Categoria de Projeto "Grid-connected electricity generation from renewable sources" e Escopo Setorial 1- Indústrias de Energia (fonte renovável/não renovável).

O limite do projeto proposto (extensão espacial) abrange o físico, sítios geográficos de fontes de geração de energia renováveis e todas as usinas ligadas fisicamente à rede interligada brasileira.

O projeto é uma a atividade de projeto de geração de eletricidade renovável deslocando eletricidade da rede que é gerada em parte baseada em combustíveis fóssil, com a eletricidade gerada por fontes renováveis e, consequentemente, resultando na redução das emissões de gases de efeito de estufa no sector energético.

A PCH Dores de Guanhães apresenta uma capacidade instalada de 14 MW e uma área de reservatório de 0,11 km², confirmado por Despacho da ANEEL no. 2001/2007, emitida em 20/06/2007 /16/. Esta SHP irá utilizar uma turbina Kaplan de eixo vertical com uma potência nominal de 14.500 kW (caudal de 46,90 m³/s) e um gerador de 14.000 kW.

A PCH Fortuna II apresenta uma capacidade instalada de 9 MW e uma área de reservatório de 0,963 km², confirmado através do Despacho ANEEL no. 1865/2007 de 13/06/2007. Esta PCH usará 2 turbinas Francis horizontal com capacidade nominal de 4.660 KW cada (vazão de 10,37 m³/s) e 2 geradores de 4.500 KW cada.



A PCH Jacaré apresenta uma capacidade instalada de 9,0 MW, com uma área de reservatório igual a 0,77 km2, confirmado através do despacho da ANEEL nº. 2002/2007, emitido em 20/06/2007 /16/. Esta PCH usará uma turbina Kaplan de eixo vertical, com uma potência nominal de 9.320 kW (vazão de 42,20 m3/s) e um gerador de 9,000 kW.

A PCH de Senhora do Porto apresenta uma capacidade instalada de 12 MW e uma área de reservatório igual a 0,42 km2, confirmado através do despacho da ANEEL nº. 2003/2007, emitido em 20/06/2007 /16/. Esta PCH usará uma turbina vertical Kaplan, com uma potência nominal de 12.440 kW (vazão de 46,02 m3/s) e um gerador 12,000 kW.

Espera-se que o projeto (4 PCHs) substitua 219.263 de eletricidade por ano (energia assegurada) e a capacidade instalada total da atividade do projeto é prevista para ser de 44 MW(a capacidade instalada assegurada é de 25 MW).

A Energia Assegurada de uma usina hidrelétrica é emitida para cada usina pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e serve essencialmente a dois objetivos:

- (i) estabelecer um limite superior para contratos de fornecimento de energia (PPAs), e
- (ii) definir a parte de cada usina de geração na quantia total de energia gerada no sistema por usinas hidráulicas.

A Energia Assegurada do sistema elétrico brasileiro é definida como a produção máxima de energia que pode ser entregue quase continuamente pelas usinas hidrelétricas por todos os anos, simulando a ocorrência de cada uma das centenas de possibilidades de sequências de vazão criadas estatisticamente, admitindo certo risco de não atendimento à carga, ou seja, em determinado percentual dos anos simulados algum racionamento é permitido até ao limite considerado aceitável pelo sistema. A determinação da Energia Assegurada está associada às condições de longo prazo que cada usina pode fornecer ao sistema assumindo critérios de risco específico de não atendimento ao mercado (risco de déficit), considerando principalmente a variabilidade hidrológica à qual a usina é submetida.

A DCP publicada (versão 1) apresentou valores diferentes de energia assegurada daqueles apresentados em Portarias da ANEEL. A DCP revisada Versão 3 de 03 de novembro de 2009 apresenta o cálculo correto, com base na energia assegurada de acordo com as Portarias da ANEEL, apresentado abaixo.

PCH	Energia Assegurada MW (Portaria ANEEL)
Dores de Guanhães	8,00
Fortuna II	5,11
Jacaré	5,15
Senhora do Porto	6,77

A engenharia da concepção do projeto reflete as boas práticas atuais.

Os participantes do projeto são Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda e SPE Guanhães Energia S.A. O anfitrião, Brasil, satisfaz todas as exigências relevantes de participação. Nenhuma parte do Anexo I ainda foi identificada.

Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação para o conselho Executivo do MDL (CDM Executive Board), O projeto terá de receber a aprovação escrita da participação voluntária das autoridades nacionais designadas (DNA) do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia o país a alcançar o desenvolvimento sustentável.



A validação não revelou nenhuma informação que indique que o projeto pode ser visto como um desvio da Assistência Oficial para o Desenvolvimento (ODA).

Um período de crédito renovável de 7 anos (com o potencial de ser renovado duas vezes) foi selecionado no DCP publicado (versão 1), com uma previsão de início em 15/05/2010 e mais tarde, nas versões revisadas 2 e 3 dos DCPs, a data de início do período de crédito foi revisada para 01/02/2011 ou a data em que ocorrer o registro da UNFCCC, o que ocorrer mais tarde.

A data de início do projeto foi definida como 16/10/2008 no DCP publicado (versão 1) e mais tarde, com evidência apropriada, confirmada como 15/12/2009 no DCP revisado Versão 03 de 03 de novembro de 2009. Um e-mail /24/ da Guanhães Energia S.A (Sr. Hudson Maia Arantes) confirmando que a data prevista para assinar o contrato EPC é 15/12/2009 foi apresentado e considerado aceitável como evidência para a data de início do projeto como o compromisso previsto mais antigo a despesas relacionadas com a execução ou a construção da atividade de projeto.

O DCP foi publicado em 15/03/2009, antes da data de início do projeto (15/12/2009) definida pelos participantes do projeto no DCP revisado (versão 3). Assim, como afirmado em "Guidelines on the demonstration and assessment of prior consideration of the CDM", a notificação do início da atividade do projeto e a intenção de seguir o status MDL não é necessária visto que o DCP foi publicado para consulta dos interessados mundiais antes da data de início da atividade de projeto.

A expectativa de vida operacional do projeto é definido como 30 anos (0 meses) e considerado razoável. A expectativa de vida operacional de 30 anos é mencionada no documento "Comitê de Priorização de Investimento - CPO"/23/.

Como mencionado no DCP publicado (versão 1), o projeto era esperado para reduzir as emissões de CO2 a uma extensão de 222.994 tCO2e (31.856 tCO2e / média anual) durante o período de crédito renovável de 7 anos (com a possibilidade de ser renovado duas vezes). Mais tarde, devido à mudança da data de início do período de crédito e a atualização do fator de emissão da rede do sistema de rede brasileiro (de 0,1842 para 0,3112 tCO2/MWh), o total esperado de reduções de emissões de CO2 foi revisado e agora se espera que o projeto reduza as emissões de CO2 a uma extensão de 440.646 tCO2e (62.949tCO2e / média anual), como refletido no DCP Versão 03 de 03 de novembro de 2009.

A atividade de projeto irá criar outras prestações sociais, tais como melhores condições de trabalho, aumentar as oportunidades de trabalho e melhores condições na economia local. O documento dos participantes do projeto "Plano de Gestão Ambiental- PGA, Julho 2007" /21/ descreve os programas sociais e atividades que estão previstas para serem criados pela atividade de projeto.

3.2 Linha de base

O DCP publicado foi revisado a fim de apresentar a versão mais atualizada da metodologia.

O projeto aplica a metodologia de consolidação aprovada ACM-0002 - "Metodologia consolidada para a geração de eletricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis", Versão 10 de 11/06/2009 /4/.

A metodologia aprovada refere-se às versões mais recentes aprovadas das seguintes ferramentas:

* "Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico" - versão 01.1;



- * "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade " versão 05.2;
- * "Ferramenta para cálculo das emissões de CO2 do projeto ou fugas pela queima de combustível fóssil"- versão 02.

(Como a atividade do projeto não apresenta o consumo de combustível fóssil, a terceira ferramenta não foi considerada).

A metodologia ACM 0002 é aplicável ao Projeto de MDL da Guanhães Energia, Minas Gerais, Brasil (JUN1123) por que:

- a atividade do projeto resultará na instalação de quatro unidades/usinas hidráulicas (a fio d'água ou com reservatório);
- atividade do projeto resultará em novos reservatórios e a densidade de potência das usinas elétricas, de acordo com as definições dadas na seção de Emissões do Projeto, é superior a 4 W/m2;
- os limites geográficos e do sistema para o sistema de eletricidade relevante pode ser claramente identificado e as informações sobre as características do sistema estão disponíveis.
- a densidade de potência das usinas elétricas é superior a 4 W/m2 (consultar a tabela abaixo).

PCH	Potência Instalada (MW)	Reservatório (km²)	Densidade de Energia (W/m²)
Dores de Guanhães	14	0,11	127,27
Fortuna II	9	0,963	9,35
Jacaré	9	0,77	11,69
Senhora do Porto	12	0,42	28,57

As áreas dos reservatórios das PCHs de Fortuna e Jacaré, apresentados na tabela 3 do DCP - item A.4.3, foram trocadas (invertidas), corrija de acordo. (CL 14)

A PCH Fortuna II tem uma densidade de potência menor do que 10 W/m2 e assim as emissões do projeto de seu reservatório foram consideradas. As outras três usinas elétricas (Dores de Guanhães, Jacaré e Senhora do Porto) têm densidades de potência superiores a 10 W/m2 e assim as emissões do projeto do reservatório (ou reservatórios) delas são consideradas como iguais a zero.

Todas as quatro usinas elétricas são consideradas como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), de acordo com a Resolução Nº 652 (emitida em 09/12/2003) da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL /18/, que estabelece que pequenas hidrelétricas no Brasil precisam ter uma capacidade instalada superior a 1 MW mas não mais do que 30 MW e com a área do reservatório menor do que 3 km2.

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

Emissões de Linha de Base

Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa/ Explicação
Emissões de CO ₂ da geração	CO_2	Sim	Fonte principal de emissão.
de eletricidade em plantas de energia a combustíveis	CH ₄	Não	Fonte de emissão insignificante.
fósseis que são deslocadas pela atividade de projeto.	N ₂ O	Não	Fonte de emissão insignificante.

Emissões das Atividades de Projeto



Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa / Explicação
Para plantas de energia	CO_2	Não	Fonte de emissão insignificante.
hidroelétrica, emissões de	CH_4	Sim	Fonte principal de emissão.
CH4 do reservatório.	N ₂ O	Não	Fonte de emissão insignificante.

Os DCPs revisados versões 2 e 3 retiraram a declaração errada contida na DCP publicada (seção B.3) que estava mencionando que as emissões do projeto não seriam consideradas. Os cálculos de emissões do projeto para a PCH de Fortuna II foram explicados apropriadamente na seção B.6.1 dos DCPs versões 2 e 3.

O projeto não envolve a troca de combustíveis fósseis para energia renovável no local (ou locais) a atividade do projeto.

O cenário de referência é o seguinte: a eletricidade entregue à rede pela atividade do projeto teria de ser gerada de outra forma pela operação das usinas elétricas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos de margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico".

As reduções de emissão foram estimadas inicialmente (DCP publicada), usando o fator de emissão de rede mais recente (dados de 2007) do sistema de rede elétrica brasileiro (estimado exante), disponível no estudo básico de tempo e a metodologia de monitoramento foram concluídos (28/11/2008), e igual a 0,1842 tCO2/MWh.

No DCP versão 3, com data de 28 de novembro de 2008, este fator foi atualizado e as reduções de emissão foram estimadas ex-ante com base no fator de emissão disponível mais recente do sistema de rede brasileiro para 2008, (= 0,3112 tCO2/MWh - média OM (margem de operação=0.4766 tCO2/MWh e BM(margem de construção)= 0,1458 CO2/MWh). O fator de emissão fornecido pela DNA do Brasil ("Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima" – CIMGC) é calculado com a "Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico", Versão 01.1 e considerada para todas as quatro regiões conectadas (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste / Centro-Oeste). Os dados foram comparados com site da DNA do Brasil e considerados corretos.

Adicionalidade do projeto é demonstrada pelos participantes do projeto conforme a "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade" - Versão 05.2.

Passo 1: Identificação de alternativas para a atividade de projeto consistente com as leis e legislação atuais

Sub-Passo 1a: Definir alternativas para a atividade de projeto

Duas alternativas de cenário de linha de base foram consideradas pelos participantes do projeto:

Alternativa 1: Implementação do projeto sem ser registrada como uma atividade de projeto MDL;

Alternativa 2: A continuação da situação atual, com a eletricidade sendo provida pelo SIN o qual possui grande participação de plantas a combustíveis fósseis.

Sub-Passo 1b: Consistência com as leis e regulamentos obrigatórios

Ambas alternativas estão em conformidade com os requisitos legais e regulatórios aplicáveis.

Passo 2: Análise de investimento

Sub-passo 2a: Determinar método de análise apropriado

16



Os participantes do projeto identificaram Opção III, análise de benchmark, como a opção de método de análise a ser aplicada.

Entre as três opções disponíveis para análise de investimento como discutido na "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade", os participantes do projeto escolheram a análise de índice referencial visto que as outras duas não são aplicáveis. A análise simples de custo não é aplicável por que o projeto vai gerar benefícios financeiros e econômicos (a partir das vendas da eletricidade) além dos rendimentos relativos ao MDL. A análise de comparação de investimento não é aplicável por que 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.

Sub-passo 2b: Opção III. Aplicar análise de benchmark

A TIR (taxa interna de retorno) foi identificada como o indicador financeiro/ econômico do projeto e a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia) foi selecionada para a análise de índice referencial.

A taxa SELIC é definida e calculada pelo Banco Central do Brasil e é uma média ponderada das taxas negociadas em operações compromissadas (compromisso de recompra) apoiada por títulos do governo. Em outras palavras, é a taxa básica de juros do Banco Central do Brasil e é considerada a taxa livre de riscos do país. Os dados SELIC usados pelos participantes do projeto são oficiais e estão disponíveis na homepage do Banco Central do Brasil .

Ao contrário de outros países, no Brasil não há uma TIR específica que seja usada como um índice de referência para projetos PCH, que é o mesmo que dizer que o governo brasileiro não exige uma rentabilidade mínima em projetos deste tipo, nem há uma referência amplamente aceita e aplicada por vários jogadores diferentes no negócio de pequenas hidrelétricas brasileiras. A atratividade de qualquer projeto nessa área depende exclusivamente da taxa mínima de retorno exigida pelos participantes do projeto. Para ser economicamente atrativa, a TIR de um projeto de investimento implementado no Brasil deve ultrapassar a taxa SELIC visto que os projetos acarretam riscos (ou seja, riscos de execução, riscos financeiros, etc.) e, portanto, deverá incluir um prêmio sobre a taxa livre de risco.

No DCP publicado (versão 1), os participantes do projeto selecionaram um período de janeiro de 2003 a dezembro de 2008 para calcular a média SELIC, resultando em uma taxa Selic média de 16,99%. Com o objetivo de excluir os períodos em que a taxa prevista foi distorcida por eventos brasileiros específicos (2002-2003), os participantes do projeto revisaram o DCP (Versões 2 e 3) considerando um período mais curto e mais conservador de janeiro de 2004 a dezembro de 2008. A média SELIC para este período é de 15,48 %. O banco de dados contendo a taxa SELIC para o período sob consideração ("Histórico Selic_version 2.xls") /22/ foi fornecida para RINA e verificada.

Sub-passo 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Os participantes do projeto apresentaram no DCP publicado (versão 1), um fluxo de caixa (SPE Guanhães_Cash Flow_v1.xls) /3/ que foi elaborado para um período de 28 anos, obtendo uma TIR igual a 12,62%, sem vendas de RCEs e 13,35, com vendas de RCEs, ambas abaixo do índice de referência selecionado inicialmente de 16,99%.

Os DCPs revisados versões 2 e 3, apresentaram um fluxo de caixa revisado (SPE Guanhães Cash Flow v2_1.xls) /6/ considerando a vida útil do projeto (30 anos) e um índice de referência revisado de 15,48 %. As TIRs chegaram a 9,73 % sendas de RCEs e 10,80 % com vendas de RCEs, ambas ainda abaixo do índice de referência selecionado 15,48 %. As premissas do fluxo



de caixa revistas foram confirmadas através do documento "Comitê de Priorização de Investimento - CPO" /23/.

A quantia inicial de investimento de R\$ 251 milhões é razoável considerando a magnitude de tais investimentos. Na verdade, a média de R\$ 5.700/kW instalado está de acordo com a média de projetos similares, o que é reforçado pela tendência esperada nos preços de materiais de construção. Verificado no documento "Comitê de Priorização de Investimento - CPO" que os estudos de viabilidade para as PCHs consideraram as quatro PCHs como um grupo, por isso o fluxo de caixa da atividade do projeto foi elaborado considerando as quatro PCHs. Este documento também confirmou os investimentos, preço de energia e custos de operação e manutenção. O investimento de construção também foi verificado através de um artigo de jornal sobre as quatro PCHs.

Ao iniciar as operações em fevereiro de 2011, a SPE Guanhães deve alcançar a capacidade completa apenas em 2012 quando as receitas devem somar R\$30,2 milhões. Por isso, as receitas em 2011 devem ser de aproximadamente 80% de receitas brutas geradas a partir de 2012 em diante. Espera-se que o projeto entregue 219.263 MWh por ano, dos quais 97% deve ser negociado a R\$140 / MWh sob contratos de compra e venda entre SPE Guanhães e os seus clientes industriais, enquanto os 3% restantes devem ser negociadas no mercado de curto prazo a um preço spot médio de R\$76,44 / MWh.

De acordo com a ferramenta para adicionalidade, deve ser determinado se a atividade do projeto proposto não é: (a) A mais econômica ou financeiramente atraente; ou (b) Economicamente ou financeiramente viável, sem a receita da venda de Reduções Certificadas de Emissões (RCEs). A TIR anual da SPE Guanhães, de acordo com a planilha fornecida pelos participantes do projeto, foi de 9,73 % sem renda de RCEs e 10,80 % com renda de RCEs, muito inferior ao valor de referência (taxa SELIC = 15,48 % por ano), por isso satisfazendo a condição "a" acima.

Tabela 3 – Comparação finaceira de indicadores com e sem as receitas do MDL

	Sem receitas das RCEs	Com a receita das RCEs	Benchmark (SELIC)*
TIR (anual)	9.73 %	10.80 %	15.48 %

^{*} Média de período de 4 anos de Janeiro 2004 a Dezembro de 2008.

Sub-passo 2d: Análise de sensibilidade

Para a análise de sensibilidade, as variações de custo de +10 % e - 10% foram aplicadas no preço da eletricidade, investimento e valores de operação anual foram realizadas e explicadas na subetapa 2c. A planilha "SPE Guanhaes Cash Flow v2_1.xls" /6/ apresenta o cálculo da análise do ponto crítico de vendas (break even point) e as discussões das possibilidades de cenários alcançam o índice de referência. Além dos parâmetros incluídos na análise apresentada no DCP versão 1, os participantes do projeto também incluíram nos DCPs versões 2 e 3 a análise do parâmetro do fator de utilização da capacidade produtiva da usina. Os pontos críticos de venda são: 27% de aumento do preço da energia, 23% de redução do investimento e 29% de aumento no fator de utilização da capacidade produtiva da usina. A conclusão da análise de sensibilidade é que essas variações não são susceptíveis de ocorrer.



Na opinião da RINA, a análise do investimento foi feita corretamente e demonstra que é improvável que a atividade do projeto seja financeiramente / economicamente atraente.

Etapa 3: Análise de barreiras

Não utilizada.

Etapa 4: Análise da prática comum

Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares ao projeto proposto

A análise da prática comum foi revisada nos DCPs versões 2 e 3 a fim de apresentar o cenário do Brasil, não apenas do estado de Minas Gerais, como apresentado no DCP publicado (versão 1). Os participantes do projeto incluíram na análise PCHs com capacidade instalada acima de 5 MW e abaixo de 15 MW. A partir de 2005 (apenas após o início do mercado de MDL formal) até maio de 2009, 41 PCHs foram implementadas no Brasil com capacidades instaladas entre 5 MW e 15 MW. Destas 41 PCHs, 11 foram implementadas com incentivo PROINFA e 28 foram implementadas com o incentivo MDL. Esses números foram verificados e confirmados nos sites da ANEEL e da UNFCCC. Assim, pode ser confirmado que a implementação de projetos similares é feita utilizando alguns tipos de benefícios (benefícios da PROINFA e MDL).

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

De acordo com a ANEEL, apenas 2,12% da capacidade instalada das usinas brasileiras operacionais gerais são representados pelas PCHs, enquanto Grandes Centrais Hidrelétricas representam 73,92% e usinas termoelétricas representam 21,62% (site da ANEEL).Por isso, o a atividade do projeto não é o cenário de prática usual de negócios no Brasil, onde grandes centrais hidroelétricas e termoelétricas de gás natural representam a maioria (95,5%) da presente capacidade instalada.Com base em todas as considerações acima, é opinião da RINA que as reduções de emissão de GHG alcançadas pela atividade do projeto são adicionais àquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade do projeto.

3.3 Plano de Monitoramento

O projeto aplica-se a metodologia de monitoramento consolidada e aprovada ACM0002 - "Metodologia consolidada para a geração de eletricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis", Versão 10 de 11/06/2009.

O projeto é uma geração de energia renovável conectado à rede, com densidade de potência superior a 4W/m2, o que é aplicável para ACM0002.

Os parâmetros que estão disponíveis no momento da validação (não controlados) são corretamente descritos na Seção B.6.2, de acordo com os requisitos da metodologia ACM0002 versão 10:

GWPCH4 - Potencial de aquecimento global do metano válido para o período de compromisso relevante

*EF*_{Res} - fator de emissão padrão para emissões do reservatório

CapBL - Capacidade instalada da usina hidroelétrica antes da implementação da atividade de projeto. Para novas centrais hidrelétricas este valor é zero

19



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

Os seguintes parâmetros são mencionados de ser monitorados:

EGDoresdeGuanhães, y

- Eletricidade líquida fornecida à rede pela PCH no ano y;
EGFortunaII, y

- Eletricidade líquida fornecida à rede pela PCH no ano y;
EGJacaré, y

- Eletricidade líquida fornecida à rede pela PCH no ano y;
EGSenhoradoPorto, y

- Eletricidade líquida fornecida à rede pela PCH no ano y;

EF_{grid,CM,y} - Fator de emissão da rede brasileira;

EF_{grid,OM-DD,y} - Fator de emissão de CO2 da Margem de Operação, no ano y;
EF_{grid,BM,y} - Fator de emissão de CO2 da Margem de Construção, no ano y;

TEGy - Total de eletricidade produzida pela PCH Fortuna II, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y;

CapıP - Capcidade instalada da pequena central hidrelétrica após a implemnetação da atividade de projeto ;

Apj - Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio.

A eletricidade líquida gerada do projeto será medida e registrada continuamente (leitura horária e registro mensal). Estas medidas serão checadas contra recibos de venda da eletricidade entregues à rede e/ou dados medidos da CCEE.

Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados e mantidos pelo menos durante 2 anos após o fim do período de crédito ou da última emissão de RCEs para este projeto, o que ocorrer mais tarde.

O fator de emissão será atualizado ex-post usando dados publicados pela DNA do Brasil.

As emissões do projeto são calculadas para a PCH de Fortuna II e a contabilidade de vazamentos não é exigida sob ACM0002 e assim não foi considerada para o projeto.

O DCP revisado (versão 3) incluiu informações sobre o treinamento do pessoal de monitoramento, necessidades de treinamento, procedimentos e pessoal responsável. Também menciona que o pessoal será treinado durante a construção da usina e durante a operação comercial da usina. Os procedimentos de operação, manutenção e calibração seguirão as diretrizes do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Os procedimentos de emergência serão incluídos nos cursos de treinamento.

Está estabelecido que a SPE Guanhães Energia deve ser responsável pela estrutura operacional da atividade do projeto e que as reduções de emissão deve ser controladas/ calculadas pela Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda.

3.4 Cálculo das emissões de GEE

As fórmulas e fatores usados nos cálculos de emissão de projeto estão em acordo com a metodologia de monitoramento consolidada aprovada ACM0002 – "Metodologia de linha de



base consolidada para geração de eletricidade conectada à rede de fontes renováveis", Versão 10 de 11/06/2009.

Cálculo ex-ante de reduções de emissão

As reduções de emissão foram estimadas inicialmente (DCP publicado), usando o fator de emissão do sistema mais recente do sistema de rede elétrica brasileiro (estimado ex-ante), disponível no estudo básico de tempo e a metodologia de monitoramento foram concluídos (28/11/2008), e igual a 0,1842 tCO2/MWh (dados de 2007).

No DCP versão 3, com data de 28 de novembro de 2008, este fator foi atualizado e as reduções de emissão foram estimadas ex-ante com base no fator de emissão disponível mais recente do sistema de rede brasileiro para 2008, (= 0,3112 tCO2/MWh - média OM=0,4766 tCO2/MWh e BM= 0,1458 CO2/MWh). O fator de emissão fornecido pela DNA do Brasil ("Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima"— CIMGC) é calculado com a "Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico", Versão 01.1 e considerada para todas as quatro regiões conectadas (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste / Centro-Oeste). Os dados foram comparados com site da DNA do Brasil e considerados corretos.

Cálculos ex-post de reduções de emissão

Os fatores de emissões de margem combinada (EFgrid,CM,y) serão calculados ex-post usando os fatores de emissão CO2 para a margem de construção e a margem operacional que são fornecidas pela DNA do Brasil. Os fatores de emissão de CO2 para a margem construída e a margem operacional para a geração de eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A PCH de Fortuna II tem uma densidade de potência superior a 4 W/m2 e inferior a 10 W/m2 e assim as emissões do projeto de seu reservatório são consideradas.

Como mencionado no DCP publicado (versão 1), era esperado que o projeto reduzisse as emissões de CO2 a uma extensão de 222.994 tCO2e (31.856 tCO2e / média anual) durante o primeiro período de crédito de 7 anos renovável (com potencial para ser renovado duas vezes). Posteriormente, devido à mudança da data de início do período de crédito e a atualização do fator de emissão do sistema do sistema elétrico brasileiro (de 0,1842 a 0,3112 tCO2/MWh), o total esperado de reduções das emissões de CO2 foi revisado e agora se espera que o projeto reduza as emissões de CO2 a uma extensão de 440.646 tCO2e (62.949 tCO2e / média anual) durante o primeiro período de crédito de 7 anos renovável (com potencial para ser renovado duas vezes), como refletido no DCP Versão 3 de 03 de novembro de 2009.

O cálculo das reduções de emissões foi fornecido na planilha "SPE Guanhães_CERs_v3.xls" /8/ e verificado pela RINA.

De acordo com a metodologia de linha de base aplicada, as emissões de fugas não foram consideradas.

3.5 Impactos Ambientais

Todas as atividades de projeto obtiveram Licenças de Instalação (LI) /14/ emitidas pela Fundação Estadual do Meio Ambiente do Estado de Minas Gerais (FEAM):

* Dores de Guanhães – Licença de Instalação FEAM No. 029/2007, de 22/08/007 e válida até 10/04/2013;



- * Fortuna II Licença de Instalação FEAM No. 031/2007, de 23/07/2007 e válida até 10/04/2013;
- * Jacaré Licença de Instalação FEAM No. 027/2007, de 22/08/2007 e válida até 30/03/2013;
- * Senhora do Porto Licença de Instalação FEAM No. 030/2007, de 23/07/2007 e válida até 10/04/2013.

Além disso, a seguinte documentação da ANEEL foi verificada:

AUTORIZAÇÕES /15/

- * Dores de Guanhães Autorização ANEEL Resolução 931, transferindo autorizações anteriores de Construtora Barbosa Mello S.A. **para SPE Guanhães Energia S.A.**, de 29/05/2007;
- * Fortuna II Autorização ANEEL Resolução 932, transferindo autorizações anteriores de Construtora Barbosa Mello S.A. para **SPE Guanhães Energia S.A.**, de 29/05/2007;
- * Jacaré Autorização ANEEL Resolução 934, transferindo autorizações anteriores de Construtora Barbosa Mello S.A. para **SPE Guanhães Energia S.A.**, de 29/05/2007;
- * Senhora do Porto Autorização ANEEL Resolução 933, transferindo autorizações anteriores de Construtora Barbosa Mello S.A. para **SPE Guanhães Energia S.A.**, de 29/05/2007.

Despachos da ANEEL /16/:

- * Dores de Guanhães Dispacho ANEEL no. 2001/2007, emitido em 20/06/2007;
- * SHP Fortuna II Dispacho ANEEL no. 1865/2007 emitido em 13/06/2007;
- * SHP Jacaré Dispacho ANEEL no. 2002/2007, emitido em 20/06/2007;
- * SHP Senhora do Porto Dispacho ANEEL no. 2003/2007, emitido em 20/06/2007 PORTARIAS/17/
- * Dores de Guanhães Portaria No. 2 (energia assegurada = 8 MW), de 04/01/2008;
- * Fortuna II Portaria No. 1 (energia assegurada = 5,11 MW), de 04/01/2008;
- * Jacaré Portaria No. 3 (energia assegurada = 5,15 MW), de 04/01/2008;
- * Senhora do Porto Portaria No. 4 (energia assegurada = 6,77 MW), de 04/01/2008. Vide D.1.6.

3.6 Comentários das Partes interessadas locais

Como requerido pela Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC) e de acordodo com a Resolução 7 (05 de Março de 2008) da AND Brasileira, os participantes do projeto enviaram cartas, convidando para comentários, as seguintes partes interessadas:

City Hall of Municipality Dores de Guanhães;	Prefeitura Municipal de Dores de Guanhães	Rua Castro Alves, 29 Centro Dores de Guanhães – MG CEP 35894-000
City Council of Dores de Guanhães;	Camara dos Vereadores de dores de Gunhães	Rua Castro Alves, 29 Centro Dores de Guanhães – MG CEP 35894-000
City Hall of Guanhães;	Prefeitura Municipal de Guanhães	Praça Neira Coelho Guimarães, 100 Centro CEP 39740-000 Gunhães - MG



City Council of Guanhães;	Camara de Vereadores de Guanhães	Rua Odilon Behrens, 193 Centro CEP 39740-000
City Hall of Virginópolis	Prefeitura Municipal de Virginópolis	Rua Félix Gomes, 290 Centro CEP 39730-000 Virginópolis - MG
City Council of Virginópolis	Camara dos Vereadores de Virginópolis	Travessa nove de Março s/n Centro CEP 39730-000 Virginópolis - MG
Environment Secretary of Guanhães	Secretaria de Meio Ambiente do Município de Guanhães	Praça Neira Coelho Guimarães 100 Centro CEP 39740-000 Guanhães - MG
Bacia do Suaçui Association	Municípios da Micro Região da Bacia do Suaçui Association - AMBAS de Guanhães	Rua Benjamin Constant, 60 Centro CEP 39740-000 Gunhães - MG
State Environment Foundation – FEAM;	Fundação Estadual do Meio Ambiente	Rua Espírito Santo, 495 Centro CEP 30160-030 Belo Horizonte - MG
Brazilian Forum of NGOs and Environmental and Development Social Movements – FBOMS	Fórum Brasileiro de ONG's e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento.	SCS Quadra 08, Bloco B 50, Venâncio 2000 salas 133/135 CEP 70333-900 Brasília-DF
Minas Gerais State Attorney Office	Ministério Público do Estado de Minas Gerais	Avenida Álvares Cabral, 1690 Santo Agostinho CEP 30170-001 Belo Horizonte - MG
Federal Attorney Office	Ministério Público Federal	Avenida Brasil, 1877 Funcionários CEP 30140-002 Belo Horizonte - MG
Union of rural producer of Guanhães	Sindicato dos Produtores Rurais de Guanhães	Av. Gov. Milton Campos, 2709 CEP 39740-000 Guanhães- MG
Comercial and Industrial o Association of Guanhães	Associação Comercial e Industrial of Guanhães	Rua Cap. Bernardo, 220, sala 8 CEP 39740-000 Guanhães- MG
Union of the industry workers in the wood and firewood extraction of Guanhães	Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Extração de Madeira e Lenha of Guanhães	Rua Odilson Behrens, 205 CEP 39740-000 Guanhães- MG



As cartas às Partes Interessadas foram enviadas em 19/12/2008 e 02/04/2009 e seus AR's (Aviso de Recebimentos) foram apresentados pelos participantes do projeto durante a visita de validação.

4 COMENTÁRIO PELAS PARTES, PARTES INTERESSADAS E ONGS

O DCP de 28 de Novembro de 2008 esteve publicamente disponível no sítio do CQNUMC MDL e as Partes, partes interessadas e ONGS foram convidadas a fornecer comentários durante um período de 30 dias de 17 de Março de 2009 até 15 de Abril de 2009. Nenhum comentário foi recebido.

5 OPNIÃO DE VALIDAÇÃO

A certificadora RINA efetuou uma validação do "Projeto de MDL da Guanhães Energia, Minas Gerais, Brasil (JUN1123) no Brasil. A validação for executada com base nos critérios de UNFCCC e os critérios do anfitrião, assim como os critérios dados para fornecer operações, monitoramento e prestação de contas consistentes com o projeto.

A revisão do Documento de Concepção do Projeto (DCP Versão 1 com data de 28 de novembro de 2008, do DCP Versão 2 com data de 04 de setembro de 2009, subsequentemente revisado pra a versão 3 com data de 03 de novembro de 2009) e as entrevistas subsequentes de acompanhamento foram fornecidas pela RINA com evidência suficiente para determinar o preenchimento dos critérios declarados.

Os participantes do projeto são SPE Guanhães Energia S.A. e Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda. O anfitrião, Brasil, satisfaz todos os requisitos relevantes de participação. Nenhuma parte do Anexo 1 ainda foi identificada.

A atividade do projeto proposto se insere na categoria Projeto "Geração de eletricidade conectada a sistema de fontes renováveis" e Escopo Setorial 1: Indústrias Energéticas (Fontes Renováveis/ não renováveis) e o limite do projeto (extensão espacial) abrange os locais físicos e geográficos das fontes de geração de energia renováveis e todas as usinas de energia ligadas fisicamente ao sistema elétrico interligado brasileiro. O projeto é uma atividade de projeto de geração de eletricidade renovável substituindo a eletricidade do sistema que seja gerada parcialmente com base em combustíveis fósseis, com eletricidade gerada de fontes renováveis, assim resultando na redução de emissões de gases de efeito estufa no setor de energia.

O "Projeto MDL da Guanhães Energia, Minas Gerais, Brasil (JUN1123)" é composto por quatro Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), localizadas no estado de Minas Gerais.

A capacidade instalada total da atividade do projeto é de 44 MW com um geração estimada de 219.263 MWh/ano (energia assegurada), alcançando um valor de reduções de emissão de GHG correspondente a 440,646 tCO2e durante o primeiro período de crédito de 7 anos renovável (com o potencial de ser renovado duas vezes), resultando em redução de emissão média anual de 62.949 tCO2e / ano.

Foi demonstrado que o projeto não é um cenário de referência provável. As reduções de emissões atribuíveis ao projeto são, por esta razão, adicionais às que ocorreriam na ausência da



atividade do projeto. Dado que o projeto é implementado como concebido, o projeto é susceptível de atingir a quantidade estimada de reduções de emissões.

As reduções de emissão são estimadas ex-ante usando o fator de emissão de CO2 de margem combinada disponível mais recente de 0,3112 tCO2/MWh (2008) para o sistema elétrico brasileiro, fornecido pela DNA do Brasil, "Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima" – CIMGC e considerando as quatro regiões conectadas (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste / Centro-Oeste).

A validação tem como base as informações disponibilizadas a nós e as condições de compromisso detalhadas neste relatório. O único objetivo deste relatório é o seu uso durante o processo de registro como parte do ciclo do projeto MDL.

O projeto aplica corretamente a linha base aprovada e a metodologia de monitoramento ACM0002, ou seja, "Metodologia consolidada para a geração de eletricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis", Versão 10 de 11/06/2009. A metodologia de referência foi aplicada corretamente e as suposições feitas a partir de cenários de referência selecionados são confiáveis. A metodologia de monitoramento foi aplicada corretamente e o plano de monitoramento especifica suficientemente os requisitos de monitoramento.

Em nossa opinião, o projeto, como descrito no DCP versão 3 com data de 03 de novembro de 2009, satisfaz todos os requisitos relevantes de UNFCCC para MDL e todos os critérios relevantes para o país anfitrião. O "Projeto MDL da Guanhães Energia, Minas Gerais, Brasil (JUN1123)" será, por esta razão, recomendado pela RINA para registro como uma atividade de projeto MDL.

Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação para o Conselho Executivo do MDL, o projeto terá de receber a aprovação por escrito de participação voluntária da DNA do Brasil, incluindo a confirmação que o Projeto auxilia o país a alcançar o desenvolvimento sustentável.



6 REFERÊNCIAS

Categoria 1 Documentos:

Listagem de documentos fornecidos pelo cliente que se relaciona diretamente com os componentes de GEE do projeto (i.e. o DCP – Documento de concepção do projeto, confirmação que a parte anfitriã que a contribuição para o desenvolvimento sustentável e aprovação escrita da participação voluntária para a autoridade nacional designada). Estes devem ser usados diretamente como fontes de evidências para a conclusão da validação, e são usualmente depois conferidos através de entrevistas com pessoas chave.

- /1/ MDL-DCP para o projeto "Projeto MDL da Guanhães Energia, Minas Gerais, Brasil (JUN1123)", Versão 1 de 28 de Novembro de 2008.
- /2/ SPE Guanhães CERs v1.xls Planilhas de cálculo de redução de emissões
- /3/ SPE Guanhaes Cash Flow v1.xls.
- /4/ MDL-DCP para o projeto "Projeto MDL da Guanhães Energia, Minas Gerais, Brasil (JUN1123)", Versão 2 de 04 de Setembro de 2009.
- /5/ SPE Guanhães_CERs_v2.xls- Planilhas de cálculo de redução de emissões.
- /6/ SPE Guanhaes Cash Flow v2 1.xls.
- /7/ MDL-DCP para o projeto "Projeto MDL da Guanhães Energia, Minas Gerais, Brasil (JUN1123)", Versão 3 de 03 de Novembro de 2009.
- /8/ SPE Guanhães_CERs_v3.xls- Planilhas de cálculo de redução de emissões.

Categoria 2 Documentos:

Lista documentos de base relacionados com a concepção e/ou metodologias empregadas na concepção ou outro documento de referência. Onde aplicável, documentos da Categoria 2 devem ser usados para checar as premissas do projeto e confirmar a validade das informações dadas nos documentos da Categoria 1 e entrevistas de validação.

- /9/ CDM Validation and Verification Manual Versão 01, de 28 de Novembro de 2008.
- /10/ ACM0002, "Metodologia consolidada para a geração de eletricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis" Versão 10 de 11/06/2009.
- /11/ Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade Version 5.2.
- /12/ Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico Version 01.1.
- 'Fatores de Emissão de CO2 pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil Ano Base 2008' (CO2 emission factors from electric energy generation in Brazil's National Interconnected System Baseline year 2008).

 http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303077.html ancora (acessada em 26 de Outubro de 2009).
- /14/ Licencas Ambientais da FEAM
 - * Dores de Guanhães Licença de Instalação FEAM No. 029/2007, de 22/08/007 e válida até 10/04/2013;
 - * Fortuna II Licença de Instalação FEAM No. 031/2007, de 23/07/2007 e válida até 10/04/2013;



- * Jacaré Licença de Instalação FEAM No. 027/2007, de 22/08/2007 e válida até 30/03/2013:
- * Senhora do Porto Licença de Instalação FEAM No. 030/2007, de 23/07/2007 e válida até 10/04/2013.
- /15/ Resoluções de Autorização ANEEL:
 - * Dores de Guanhães Autorização ANEEL Resolução 931, transferindo autorizações anteriores de Construtora Barbosa Mello S.A. para SPE Guanhães Energia S.A., de 29/05/2007;
 - * Fortuna II Autorização ANEEL Resolução 932, transferindo autorizações anteriores de Construtora Barbosa Mello S.A. para SPE Guanhães Energia S.A., de 29/05/2007;
 - * Jacaré Autorização ANEEL Resolução 934, transferindo autorizações anteriores de Construtora Barbosa Mello S.A. para SPE Guanhães Energia S.A., de 29/05/2007;
 - * Senhora do Porto Autorização ANEEL Resolução 933, transferindo autorizações anteriores de Construtora Barbosa Mello S.A. para SPE Guanhães Energia S.A., de 29/05/2007.
- /16/ Despachos da ANEEL:
 - * Dores de Guanhães Dispacho ANEEL no. 2001/2007, emitido em 20/06/2007;
 - * SHP Fortuna II Dispacho ANEEL no. 1865/2007 emitido em 13/06/2007:
 - * SHP Jacaré Dispacho ANEEL no. 2002/2007, emitido em 20/06/2007;
 - * SHP Senhora do Porto Dispacho ANEEL no. 2003/2007, emitido em 20/06/2007.
- /17/ Portarias ANELL:
 - * Dores de Guanhães Portaria No. 2 (energia assegurada = 8 MW), de 04/01/2008;
 - * Fortuna II Portaria No. 1 (energia assegurada = 5,11 MW), de 04/01/2008;
 - * Jacaré Portaria No. 3 (energia assegurada = 5,15 MW), de 04/01/2008;
 - * Senhora do Porto Portaria No. 4 (energia assegurada = 6,77 MW), de 04/01/2008.
- /18/ Resolutção nº 652 da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, de 09/12/2003.
- /19/ Minutes of meeting Committee of Budget Priority, dated 16/10/2008.
- /20/ Carta N° 47-2009 SUPRAM CENTRAL.pdf. (Carta para a Superintendência Regional do Estado de Minas Gerais).
- /21/ Plano de Gestão Ambiental PGA, Julho 2007 (Environmental Management Plan).
- /22/ Histórico Selic version 2.xls (Selic historic data).
- /23/ Comitê de Priorização de Investimento CPO Parecer de Projecto de Investimento Projeto n°1714/07 SPE Guanhães (Meeting report discussing the investment of the SPE Guanhães projects, conducted on 16/10/2008).
- /24/ Email da Guanhães Energia S.A (Sr. Hudson Maia Arantes) de 23/11/2009 evidência da data de começo da atividade de projeto.

Pessoas entrevistadas:

Lista de pessoas entrevistadas durante a validação, ou pessoas que contribuiram para outras informações que não estão incluídas na documentação acima.

- /25/ Ezequiel Teodoro Elorde CEMIG Geração e Transmissão S.A.
- /16/ Arthur Moraes Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda



127/ Hudson Maia Arantes - SPE Guanhães Energia S.A.

- o0o -

APÊNDICE A

PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO DO MDL

Este documento contém um Protocolo genérico de Validação para projetos MDL, que deverá ser visto em conjunção com o Manual de Validação e Verificação e o Modelo de Relatório de Validação. As entradas no protocolo devem ser ajustadas e alteradas de forma adequada para preparar um projeto específico para a validação.

Este protocolo de validação serve para os seguintes propósitos:

Ele organiza, detalha e esclarece os requerimentos que um projeto MDL deve encontrar; e

Ele garante um processo de validação transparente, por induzir o Validador a documentar como os requisitos básicos foram validados e quais conclusões foram alcançadas;

Este protocolo contém duas tabelas com requisitos genéricos para validação de projetos. Tabela 1 mostra as exigências que um projeto de redução das emissões de GEE será validado contra. Tabela 2 consiste numa checagem através de perguntas de validação relacionadas com uma ou mais exigências da Tabela 1. As questões de checagem poderão não ser aplicáveis a todos os investidores, e não devem ser vistas como obrigatórias para todos os projetos. Sempre que uma dúvida é levantada, um pedido de ação corretiva ou um pedido de esclarecimento é declarado. A resolução e as conclusões finais dessas perguntas devem ser descritas na Tabela 3 deste protocolo.

Antes deste protocolo de validação genérico ser aplicado para a validação de um projeto específico, o Validador deve revisar e ajustar/alterar o protocolo para torná-lo aplicável às características de um projeto específico e em também em circunstâncias como critérios individuais do investidor. A aplicação do julgamento pessoal do Validador e o conhecimento técnico devem assegurar que a checagem das alterações cobrem todos os requisitos específicos necessários que tem impacto sobre o desempenho na aceitação do projeto. Dado o exposto acima, a parte de checagem do protocolo não é nem exaustiva nem prescritiva.

Tabela 1 Requisitos obrigatórios para Projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

	Tabela 1 Requisitos obrigatorios para Projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)									
	quisito	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 previstos no Artigo 3.	Artigo 12.2 do Protocolo de Kyoto	OK	Não foi identificada ainda nenhuma parte do Anexo I. Seção, 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.	Art. 12.2 do Protocolo de Kyoto, Acordos de Marrakesh, Modalidades de MDL §40a		Tabela 2, Seção, A.2.3 Antes da apresentação do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o Projeto terá que receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o Projeto auxilia o país na obtenção do desenvolvimento sustentável e que também está de acordo com os requisitos de MDL.						
3.	O projeto auxiliará Países não incluídos no Anexo I a contribuir para o maior objetivo da CQNUMC.	Artigo 12.2 do Protocolo de Kyoto.	OK	Não foi identificada ainda nenhuma parte do Anexo I.						
	O projeto terá a aprovação escrita da participação voluntária das autoridades nacionais designadas de cada país envolvido.	Art. 12.5a do Protocolo de Kyoto, Acordos de Marrakesh, Modalidades de MDL §40a, § 28		Antes da apresentação do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o Projeto terá que receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o Projeto auxilia o país na obtenção do desenvolvimento sustentável e que também está de acordo com os requisitos de MDL.						
5.	As reduções de emissões devem ser reais, mensuráveis e propiciarem benefícios de longo prazo referentes à mitigação das mudanças climáticas.	Artigo 12.5b do Protocolo	OK	Tabela 2, Seção A.4.4, B.6.3, B.6.4						
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	Art. 12.5c do Protocolo de Kyoto, Acordos de Marrakesh, Modalidades de MDL §43 e §44	OK	Tabela 2, Seção, B.5						

Requisito	Referência	Conclusão	Referência cruzada / Comentário
gases de feito estufa por fontes forem reduzidas abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade do projeto de MDL registrada.			
7. Caso seja usado financiamento público de Países incluídos 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.	Decisão 17/CP.7, Modalidades de MDL e Procedimentos Apêndice B, § 2	OK	Tabela 2, Seção A.4.5
8. Partes participantes no MDL devem designar uma autoridade nacional para o MDL.	Acordos de Marrakech, Modalidades de MDL §29	OK	A autoridade nacional designada brasileira para o MDL é a "Comissão Interministerial de Mudança Global no Clima" (CIMGC).
9. A parte anfitriã e o País participante do Anexo I serão uma parte do Protocolo de Kyoto.	Acordos de Marrakech, Modalidades de MDL §30	OK	O Brasil ratificou o protocolo no dia 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	OK	Não foi identificada ainda nenhuma parte do Anexo I.
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 Procedimentos §31b	OK	Não foi identificada ainda nenhuma parte do Anexo I.
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 Marrakech, Modalidades de MDL §37b	OK	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	Acordos de Marrakech, Modalidades de MDL §37c	OK	Tabela 2, Seção, D,

Requisito	Referência	Conclusão	Referência cruzada / Comentário
esses impactos forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte Anfitriã, será realizada um estudo de impacto ambiental de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte Anfitriã.			
14. A metodologia de linha de base e monitoramento será previamente aprovada pelo Painel de Metodologia do MDL	Acordos de Marrakech, Modalidades de MDL §37e	OK	Tabela 2, Seção, B,
15. As provisões para monitoramento, verificação e relatório serão de acordo com as modalidades descritas nos Acordos de Marrackech e as respectivas decisões do COP/MOP.	Acordos de Marrakech, Modalidades de MDL §37f	OK	Tabela 2, Seção, B.7,
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 didas, e o documento de concepção de projeto e os comentários foram colocados à disposição do público.	Acordos de Marrakech, Modalidades de MDL §40	OK	O DCP de 31 de março de 2009 foi colocado à disposição do público no siste da CQNUMC MDL e os Países, partes interessadas e ONGs foram convidados a fazer comentários durante um período de 30 dias de 08 de maio de 2009 a 06 de junho de 2009. 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.	,	OK	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 Marrakech, Modalidades de MDL §47	OK	Tabela 2, Seção, B.4,
19. O documento de concepção do projeto deve estar de acordo com o formato CQNUMC MDL-DCP.	Acordos de Marrakech, Modalidades de MDL, Apêndice B, Decisões da SE	OK	O DCP está de acordo com o MDL-DCP (versão 03 de 28 de julho de 2006).

Tabela 2 Verificação dos Requisitos

Questão de verificação		MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
A. Descrição Geral da Atividade de Projeto. A apresentação do projeto é avaliada A.1. Título da atividade de projeto.					
A.1.1. Título da atividade de projeto, número da versão e a data do documento (DCP).	/1/	DR	O título da atividade de projeto é "Projeto MDL da Guanhães Energia, Minas Gerais, Brasil (JUN1123)", como por Versão 3 de 03 de Novembro de 2009.	OK	OK
A.2. Descrição da atividade de projeto.					
A.2.1. O propósito da atividade de projeto está incluído?	/1/	DR	A atividade do projeto consiste na geração e entrega de energia elétrica renovável para o Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil, através das seguintes Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), que serão instaladas no Estado de Minas Gerais: - PCH Dores de Guanhães - 14 MW; - PCH Fortuna II - 9 MW; - PCH Senhora do Porto - 12 MW Reduções de emissões são requeridas devido ao deslocamento da eletricidade da rede com a estimativa de eletricidade que será gerada pelas plantas hidroelétricas e fornecida à rede.	OK	ОК
A.2.2. É explicado como a atividade de projeto	/1/	DR	O projeto é de geração de eletricidade renovável		OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*		Coment	ários		Concl. Prelim.	Concl. Final
reduz as emissões dos gases de efeito estufa, i.e. tecnologia, medições?			fornecendo eletricidade a rede, em parte baseado em combustíveis fósseis, com a eletricidade gerada por fontes renováveis e, consequentemente, resultando na redução das emissões de gases com efeito de estufa no setor de energia. A potência instalada, a área do reservatório e a densidade de potência de cada PCH incluídas neste projeto são apresentados a seguir.					
			РСН	Potência Instalada (MW)	Reservatório (Km²)	Densidade de Potência (W/m²)	CL 14	
			Dores de Guanhães	14	0,11	127,27		
			Fortuna II	9	0,963	9,35		
			Jacaré	9	0,77	11,69		
			Senhora do Porto	12	0,42	28,57		
			Jacaré, apres	os reservatórios entadas na tabe rocadas (invert nte.	la 2 do DC	P - itemA.4.3		
A.2.3. Contribuição para o Desenvolvimento Sustentável. Tabela 1 - 2								
A.2.3.1. O projeto está de acordo com a legislação vigente e os planos do país anfitrião?	/1/ /14/ /15/ /17/	DR	Todas as atividades de projeto obtiveram Licenças de Instalação (LI) emitidas pela Fundação Estadual do Meio Ambiente do Estado de Minas Gerais (FEAM): * Dores de Guanhães – Licença de Instalação FEAM No. 029/2007, de 22/08/007 e válida até 10/04/2013; * Fortuna II - Licença de Instalação FEAM No. 031/2007, de 23/07/2007 e válida até 10/04/2013; * Jacaré - Licença de Instalação FEAM No. 027/2007,				OK	OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			de 22/08/2007 e válida até 30/03/2013;		
			* Senhora do Porto - Licença de Instalação FEAM No. 030/2007, de 23/07/2007 e válida até 10/04/2013.		
			Além disso, a seguinte documentação da ANEEL foi verificada:		
			AUTORIZAÇÔES		
			* Dores de Guanhães - Autorização ANEEL - Resolução 931, transferindo autorizações anteriores de Construtora Barbosa Mello S.A. para SPE Guanhães Energia S.A., de 29/05/2007; * Fortuna II – Autorização ANEEL - Resolução 932, transferindo autorizações anteriores de Construtora Barbosa Mello S.A. para SPE Guanhães Energia S.A., de 29/05/2007; * Jacaré – Autorização ANEEL - Resolução 934, transferindo autorizações anteriores de Construtora Barbosa Mello S.A. para SPE Guanhães Energia S.A., de 29/05/2007; * Senhora do Porto – Autorização ANEEL - Resolução 933, transferindo autorizações anteriores		
			de Construtora Barbosa Mello S.A. para SPE Guanhães Energia S.A. , de 29/05/2007.		
			PORTARIAS		
			* Dores de Guanhães – Portaria No. 2 (energia assegurada = 8 MW), de 04/01/2008; * Fortuna II. Portaria No. 1 (energia assegurada =		
			* Fortuna II – Portaria No. 1 (energia assegurada = 5,11 MW), de 04/01/2008;		
			* Jacaré – Portaria No. 3 (energia assegurada = 5,15 MW), de 04/01/2008;		
			* Senhora do Porto – Portaria No. 4 (energia		

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			assegurada = 6,77 MW), de 04/01/2008. Vide D.1.6.		
A.2.3.2. O projeto está de acordo com os requisitos específicos do MDL do país anfitrião?	/1/	DR	Antes da submissão do Documento de Concepção de Projeto e o Relatório de Validação para a Secretaria Executiva do MDL, o Projeto deverá receber a aprovação escrita de participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação que o Projeto auxilia o país em alcançar o desenvolvimento sustentável.		
A.2.3.3. O projeto está de acordo com as políticas de desenvolvimento sustentável do país anfitrião?	/1/	DR	Antes da submissão do Documento de Concepção de Projeto e o Relatório de Validação para a Secretaria Executiva do MDL, o Projeto deverá receber a aprovação escrita de participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação que o Projeto auxilia o país em alcançar o desenvolvimento sustentável.		
A.2.3.4. Os projetos irão criar outros benefícios ambientais ou sociais além da redução de emissões de GEE?	/1/	DR	É mencionado que a atividade de projeto vai criar outros benefícios sociais, tais como melhores condições de trabalho, aumentar as oportunidades de trabalho e melhores condições na economia local. Favor fornecer evidências (um aprofundamento) dos benefícios mencionados.	CL-1	OK
A.3. Participantes do projeto. Anexo 1					
A.3.1. A(s) parte(s) e entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) envolvida(s) na atividade de projeto foram listada(s)?	/1/	DR	Participantes do projeto são SPE Guanhães Energia S.A. e Carbotrader Ltda.	OK	OK
A.3.2. As informações para contato fornecidas no Anexo 1 do DCP, utilizando (própria Tabela) o formato tabular?	/1/	DR	As informações para contato estão devidamente providas e usando a tabela apropriada (formato tabular).	OK	OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
A.4. Descrição técnica da atividade de projeto. 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/	DR/I	A localização do projeto é claramente definida pelas coordenadas GPS de cada pequena central hidrelétrica incluídas no projeto: PCH Cidades Coordenadas		OK
			Os itens A.4.1.3 e A.4.1.4 do DCP citam cidades diferentes para as PCHs Dores de Guanhães e Senhora do Porto. Por favor, rever/corrigir em conformidade. Vide A.2.3.1	CL 5	
A.4.2. Existe(m) categoria(s), tipo(s) e escopo(s) setorial(ais) específico(s) para a atividade de projeto proposta?	/1/	DR	Escopo setorial do projecto é definido como Escopo 1 - Indústrias de energia (fontes renováveis) em PDD A.4.2 seção. A atividade do projeto proposto se insere na categoria "Projeto de geração de electricidade ligada à rede proveniente de fontes renováveis", e Escopo Setorial 1 - Indústrias de energia (renovável e não-renováveis). Por favor, rever/corrigir em conformidade.	CL 6	OK
A.4.3. Tecnologia a ser. A validação da tecnologia do projeto focase 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.					

Questão de verificação	Ref.	MoV*		Come	entários			Concl. Prelim.	Concl. Final
A.4.3.1. A concepção do projeto de engenharia reflete as boas práticas?	/1/	DR	Sim, a engenharia atuais. Equipamentos	a do pro descrito	,	te as boa tabela	abaixo:	OK	OK
			PCH Potência Instalada (MW) Área do Reservatório (Km²)	Dores de Guanhães 14,0 0,11	9,0 0,77	Jacaré 9,0 0,963	Senhora do Porto 12,0 0,42		
			Densidade de Potência (W/m²) Turbina Tipo	127,3 Kaplan - eixo vertical	9,3 Francis - simples horizontal	vertical	28,6 Kaplan - eixo vertical		
			Quantidade Potência (kW) Vazão (m³/s) Rotação (rpm)	1 14.500 46,90 720	2 4.660 10,37 400	1 9.320 42,20 790	1 12.440 46,02 740		
			Gerador Quantidade Potência Efetiva (kW) Fator de Potência	1 14.000 0,9	2 4.500 0,9	1 9.000 0,9	1 12.000 0,9		
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/	DR	A tecnologia emp	60 pregada é	consider	ada como	o o estado	OK	OK
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/	DR	A expectativa de anos. A tecnologia do substituída por eficientes durante Vide C.1.2.1.	projeto	não é ou por	susceptív tecnolog	vel a ser	OK	OK
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?	/1/	DR	DCP não ide acompanhamento treinamento, pro para emergências	pessoa ocedimen	al e/ou tos (incl	necessid uindo p	lades de reparação	CL-8	OK
			esclareça. Na primeira verif	ïcação, c	ursos de f	formação	previstos	FAR 1	

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			para a equipe operacional e procedimentos relacionados devem ser verificados. Além disso, o manual de operação da planta e sua implementação devem ser verificadas. Vide B.7.2.7		
A.4.3.5. O projeto faz disposições para as reuniões de treinamento e necessidades de manutenção?	/1/	DR	Vide A.4.3.4.	CL 8 FAR 1	OK
A.4.4. Quantidade estimada de redução de emissões durante o período de creditação escolhido. Tabela 1 - 5					
A.4.4.1. O período de creditação escolhido, as estimativas de redução total e anual foram definidos e apresentados em um formato tabular (própria Tabela)? (checar essas tabelas com as tabelas do item B.6.4)	/1/	DR	Sim. O projeto espera reduzir as emissões de CO ₂ para uma extensão de 440.646 tCO2e (62.949 tCO2e /médio anual) durante os 7 anos renováveis do período de crédito. O primeiro período de credito começa em 2010 e expira em 2017. A expectativa de reduções de emissões de CO ₂ totais no DCP é 222.994 tCO2e/ano. A planilha de cálculos CER's fornecidos pelos participantes do projeto não está adicionando as RCEs referente ao ano de 2017 em nenhum dos cálculos individuais das PCHs, bem como no cálculo do montante total de RCEs, o que resultaria em 243.424 tCO ₂ e/ano. Vide B.6.4.1.	CAR 2	OK
A.4.5. Financiamento público da Atividade de projeto. Tabela 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/	DR	A validação não revelou quaisquer informações que indiquem que o projeto possa ser visto como um desvio do fundo de Assistência Oficial ao Desenvolvimento (AOD) para Brasil.	OK	ОК

	Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
	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/	DR	Vide A.4.5.1.	OK	OK
В.	Aplicação da Linha de Base do projeto (metodologias). 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. Tabela 1 - 14 & Anexo 3					
	B.1. Metodologia da Linha de Base. É avaliada se o projeto utilizar uma metodologia de linha de base apropriada.					
	B.1.1. A metodologia de linha de base foi previamente aprovada pelo Painel Metodologia MDL? (corretamente citada e interpretada?)	/1/ /10/	DR	A atividade de projeto aplica a metodologia de linha de base consolidada aprovada ACM0002, "Metodologia de linha de base consolidada para geração de electricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis" - Versão 10 de 11/06/2009.		OK
				Os participantes do projeto são convidados a explicar por que o DCP de 28 de Novembro de 2008 é de aplicada/citada a versão ACM0002 9, válida a partir de 27 de fevereiro de 2009 e um SELIC que vai de janeiro de 2003 até dezembro de 2008. Além disso,	CAR-1	

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			considerando o cronograma de validação atual para registrar projetos, recomenda-se revisar o DCP de acordo com a versão ACM0002 10, válida a partir de 11 de junho de 2009.		
B.1.2. Existem outras metodologias ou ferramentas elaboradas pela metodologia aprovada mencionada? (corretamente citada e interpretada?)	/1/ /11/ /12/	DR	 A metodologia de base escolhida também se refere as seguintes ferramentas: "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de elétrico" - versão 1,1. "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade" - versão 5,2. "Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ de projecto ou fuga a partir da queima de combustíveis fósseis" - versão 2. As atividades do projeto não apresentam consumo de combustíveis fósseis, a terceira ferramenta não foi considerada. O projeto não implica a mudança de combustíveis fósseis para energia renovável no(s) local (is) das atividades do projeto. 	OK	OK
B.2. Descrição de como a metodologia é aplicada no contexto da atividade de projeto.					
B.2.1. A metodologia de linha de base é a mais aplicável para este projeto e sua adequação é justificada?	/1/ /10/	DR	ACM0002 é aplicável para o "Projeto de MDL Guanhães Energia, Minas Gerais, Brasil" porque: - a atividade de projeto resultará na instalaçãode quatro plantas/unidades hidroelétricas (ambas com um reservatório a fio d'água ou com um reservatório de acumulação); - a atividade de projeto resultará em novos	OK	OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			reservatórios e a densidade de energia das plantas de energia, por definição dada na Seção de Emissões de Projeto, é maior que 4 W/m ² ;		
			- Os limites do projeto e geográfico, relevantes a rede de eletricidade podem ser claramente identificados e a informação sobre a rede é disponibilizada. Vide B.6.1.3 - B.7.2.2.		
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 abordadas? (checar Anexo 3)	/1/	DR	Sim.	OK	OK
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/	DR	Quando aplicável, informações comparáveis serão checadas e mencionadas no relatório. Por favor, esclareça porque o DCP menciona uma capacidade instalada da PCH Dores de Guanhães (14 MW), Jacaré (9 MW) e Senhora do Porto (12 MW) diferente do descrito no seguinte documentação da ANEEL: PCH Dores de Guanhães – Resolução de Autorização n . 931 - Capacidade Instalada = 12,0 MW; SHP Jacaré – Resolução de Autorização n °. 934 - Capacidade Instalada = 10,5 W; PCH Senhora do Porto – Resolução de Autorização n °. 933 - Capacidade instalada = 9,0 MW.	CL2	OK
B.3. Descrição das fontes e dos gases incluídos no limite do projeto. (delineação física da atividade de projeto MDL proposta)					
B.3.1. Os limites do sistema do projeto (componentes e facilidades para mitigar	/1/	DR	O limite do projeto proposto (extensão espacial) engloba locais físicos, geográficos de fontes de	OK	OK

	Questão de verificação	Ref.	MoV*		Co	mentários		Concl. Prelim.	Concl. Final							
	os GEEs) são claramente definidos?						todas as plantas de rede interconectada									
B.3.	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/	/ DR	As seguintes for excluídas do limit Emissões de Lin	e do p	orojeto:	foram incluídasou		OK							
				Fonte Emissões de CO2 o	la C	Gás Inclu	Explicação Principal fonte									
										m ne C	CH ₄ Nã	Menor fonte de				
					fósseis que sã deslocadas devido atividade de projeto.	à	J₂O Nã	Menor fonte de emissão.								
											Emissões das ativ	vidad Gás	es do proj Incluído?	e to Justificativa /		
										Para plantas	CO ₂	Não	Explicação Menor fonte de			
													hidroelétricas, emissão de CH ₄	CH ₄	Sim	emissão. Principal fonte de emissão.
				proveniente do reservatório.	N ₂ O	Não	Menor fonte de emissão.									
							combustíveis fósseis l(is) da atividade de									
				DCP (seção B.3) menciona que as emissões do projeto não devem ser consideradas e a PCH Fortuna II tem uma densidade de potência maior que 4 W/m ² a				CL 11								
				e inferior ou igual	a 10	W/m^2 . Por	favor, esclareça.									

	Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
В.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	Emissões de GEE que ocorrem no limite da Atividade de projeto MDL proposta não são esperadas contribuir com mais de 1% da média anual total das reduções de emissões.	OK	OK
é iden Tabels A esco foco s o proj base p	rição de como o cenário de linha de base atificado. Determinação da linha de base. a 1 - 17, 18. a linha de base será validada com e a linha de base é um provável cenário, se jeto em si não é um cenário de linha de provável e se a linha de base é completa e parente.					
	A aplicação da metodologia e a discussão e determinação do cenário de linha de base escolhido é transparente?	/1/	DR	Sim. O cenário de linha de base é o seguinte: Eletricidade é entregue à rede pelo projeto caso contrário seria gerada pela operação de plantas de energia conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como reflete na margem combinada (CM) cálculos descritos em "Ferramenta para calcular o fator de emissão para		

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			um sistema elétrico". Reduções de emissões foram inicialmente estimadas ex-ante usando o fator de emissão de 0,1841 para o sistema brasileiro.Por favor, revisem os calculos usando o mais recente dado disponível pela AND brasileira. Vide B.6.1.1	CL 13	
B.4.2. A linha de base foi determinada utilizando premissas conservadoras sempre que possível? (confirmar que quaisquer procedimentos contidos na metodologia para identificar o cenário de linha de base mais razoável, foi corretamente aplicado).	/1/	DR	Sim.	OK	OK
B.4.3. A linha de base foi estabelecida com base nas especificidades do projeto?	/1/	DR	Sim, o cenário de linha de base foi estabelecido com base nas especificações do projeto.	OK	ОК
B.4.4. O cenário de linha de base leva em conta suficientemente políticas nacionais e/ou setoriais relevantes, evoluções macroeconômicas e aspirações políticas?	/1/	DR	Políticas nacionais e/ou setoriais implementadas durante a fase inicial foram consideradas.	OK	OK
B.4.5. A determinação da linha de base é compatível com os dados disponíveis?	/1/	DR	A determinação da linha de base é compatível com dos dados disponíveis. Vide B.4.2.	OK	OK
B.4.6. A linha de base selecionada representa o cenário mais provável dentre outros possíveis e/ou discutidos cenários?	/1/	DR	A linha de base selecionada representa o cenário mais provável dentre as duas alternativas de cenários discutidas. Duas alternativas de cenários de linha de base foram consideradas: Alternativa 1: a atividade de projeto considerada sem ser registrada como um projeto de MDL	OK	OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			Alternativa 2: consumo de eletricidade do Sistema Interconectado Nacional (SIN) brasileiro; Vide B.4.1.		
B.4.7. Os principais riscos da linha de base foram identificados? (As incertezas nas estimativas das emissões de GEE foram devidamente relacionadas na documentação?)	/1/	DR	O principal risco do projeto é não estar sendo capaz de gerar a quantidade estimada de electricidade para rede.	OK	OK
B.4.8. Toda a literatura e fontes são claramente referenciadas?	/1/	DR	Sim.	OK	OK
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 (Avaliação e demonstração da adicionalidade). Tabela 1 - 6					
B.5.1. O DCP seguiu todos os passos requisitados na metodologia para determinar a adicionalidade? (Uma ferramenta de adicionalidade foi requerida/usada?) - Nota: o guia na metodologia deve substituir a ferramenta.	/1/		Os participantes do projeto proveram a avaliação de adicionalidade com base na análise de investimento, utilizando a "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade" (versão 5.2), como indicado em ACM0002 versão 9.	OK	OK
B.5.2. Para todos os passos a discussão da adicionalidade é clara e tem todos os pressupostos conservadores, e apoiados por evidências transparentes e documentadas?	/1/	DR	As orientações para o preenchimento do MDL-DCP descreve que "a informação usada para determinar a adicionalidade, para descrever a metodologia da linha de base e sua aplicação, e para apoiar uma avaliação de impacto ambiental, não devem ser consideradas proprietárias ou confidenciais", versão DCP versão 2, Sub-passo 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros, página 12 menciona que	CL-15	OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			"As empresas participantes do projeto considerem o fluxo de caixa uma informação confidencial e, por conseguinte, que será apresentado integralmente para a Entidade Operacional Designada, que fará a validação e para qualquer entidade relacionada ao MDL que peça para por isso com visando uma prova da adicionalidade do projeto. No entanto, ele não estará disponível no DCP ". Por favor, rever/corrigir em conformidade. A adicionalidade do projeto é demonstrada pelos participantes do projeto pela "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade" - Versão 5.2. Passo 1: Identificação das alternativas para aatividade de projeto consistentes com as leis		
			aplicáveis e regulamentos obrigatórios. Subpasso 1a: Definir alternativas à atividade do projeto		
			Duas diferentes alternativas foram consideradas pelos participantes do projeto:		
			Alternativa 1: Implementação do projeto incentivo dos créditos de carbono do MDL:		
			Alternativa 2:: continuação do cenário atual (a energia elétrica contiua sendo fornecida pela mistura de plantas de geração que usam combustíveis fósseis na operação).		
			Sub-Passo 1b: Coerência com as leis e regulamentos obrigatórios		
			Ambas as alternativas estão em conformidade com		

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			todos os requisitos legais aplicáveis e regulamentos obrigatórios.		
			Passo 2: Análise de investimento		
			Sub-passo 2a: Determinar método de análise apropriado		
			Os participantes do projeto identificaram a Opção III, a análise de benchmark, como a opção de método de análise a ser aplicado. Entre as três opções disponíveis para análise de investimento como discutido na "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade", os participantes do projeto escolheram a análise de benchmark desde o outros dois não fossem aplicáveis. A análise de custo simples não é aplicável porque o projeto vai gerar benefícios financeiros e econômicos (da venda de electricidade), além dos rendimentos relacionados ao MDL. A análise de comparação de investimento não é aplicável porque a única alternativa para a atividade do projeto é o fornecimento de electricidade a partir da rede, que não deve ser considerado um projecto de		
			investimento semelhante.		
			Subpasso 2b: Opção III. Aplicar análise de benchmark		
			A TIR (taxa interna de retorno) foi identificada como o indicador financeiro/ econômico do projeto e a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia) foi selecionada para a análise de índice referencial.		
			A taxa SELIC é definida e calculada pelo Banco Central do Brasil e é uma média ponderada das taxas negociadas em operações compromissadas		

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			(compromisso de recompra) apoiada por títulos do governo. Em outras palavras, é a taxa básica de juros do Banco Central do Brasil e é considerada a taxa livre de riscos do país. Os dados SELIC usados pelos participantes do projeto são oficiais e estão disponíveis na homepage do Banco Central do Brasil . Ao contrário de outros países, no Brasil não há uma TIR específica que seja usada como um índice de referência para projetos PCH, que é o mesmo que dizer que o governo brasileiro não exige uma rentabilidade mínima em projetos deste tipo, nem há uma referência amplamente aceita e aplicada por vários jogadores diferentes no negócio de pequenas hidrelétricas brasileiras. A atratividade de qualquer projeto nessa área depende exclusivamente da taxa mínima de retorno exigida pelos participantes do projeto. Para ser economicamente atrativa, a TIR de um projeto de investimento implementado no Brasil deve ultrapassar a taxa SELIC visto que os projetos acarretam riscos (ou seja, riscos de execução, riscos financeiros, etc.) e, portanto, deverá incluir um prêmio sobre a taxa livre de risco. No DCP publicado (versão 1), os participantes do projeto selecionaram um período de janeiro de 2003 a dezembro de 2008 para calcular a média SELIC, resultando em uma taxa Selic média de 16,99%.		
			Sub-passo 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros	CL 7	

¹ www.bcb.gov.br

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
Questão de verificação	Ref.	MoV*	Como pelos participantes do projeto, o fluso de caixa (SPE Guanhães_CERs_v1.xls /2/) foi elaborado para um periodo de operação das atividades do projeto (28 anos), recebendo uma TIR igual a 12,62% ao ano (sem vendas de RCE) e 13,35% ao ano, com vendas de RCE, abaixo do benchmark selecionado 16,99%. Por favor esclarecer se a vida útil operacional da atividade de projeto é de 28 anos, conforme mencionado na Sub-passo 2c: "Cálculo e comparação de indicadores financeiros", ou 30 anos, como indicado na seção C.1.2 do DCP. Sub-passo 2d: Análise de sensibilidade Para a análise de sensibilidade, as variações de custo no preço da electricidade, o investimento e os valores anuais de operação foram realizadas e apresentados. O benchmark utilizadoo pelos participantes do projeto é a taxa média SELIC (intervalo/período = Jan-2003 a dez-2008). Com o objetivo de excluir os períodos em que a taxa prevista foi distorcida por acontecimentos específicos brasileiros (2002-2003), por favor considerar uma revisão deste intervalo/período de um período mais curto e mais conservador (por exemplo, a partir de 2004). Além disso, os participantes do projeto são obrigados a fornecer a base de dados contendo a taxa SELIC para o período considerado. Por favor, explique por que a planilha de fluxo de caixa considera apenas 28 anos, enquanto a vida do		
			projecto é de 30 anos. Resultados da análise Sensitiva (porcentagens) apresentados na planilha não permitem a verificação dos cálculos e, se considera ou não os		

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			incentivos de RCE (vendas). De acordo com o parágrafo 8 do "Guia para a Avaliação da Análise de Investimentos", todas as fórmulas utilizadas na análise de investimento devem ser legíveis e todas as células relevantes devem ser visíveis e desprotegidas. Embora os dados TIR forneçam informações úteis sobre suas flutuações quando os parâmetros variam em um intervalo de -10% e 10%, seria mais útil para mostrar quão grandes essas variações devem ser para fazer o TIR do projeto igual ao benchmark. Em seguida, uma segunda análise deve ser aplicada para discutir a probabilidade de ocorrência destes cenários. Além disso, a(s) planilha(s) de TIR devem estar todas em Inglês. **Etapa 3: Análise de barreiras**		
			Não selecionada. Etapa 4: Análise da prática comum		
		***************************************	Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares ao projeto proposto		
			Os participantes do projeto apresentaram informações da ANEEL que mostram que as PCHs na matriz energética do Brasil representam cerca de 2,12% do total da capacidade instalada e que, no estado de Minas Gerais, PCHs representam 2,66% da matriz energética do estado. RINA verificou e confirmou as informações apresentadas como corretas.	CAR-7	
			Sub-passo 4b: Discutir opções similares que estão ocorrendo		
			Os participantes do projeto apresentaram informações sobre sete PCHs em construção em Minas Gerais,		

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			onde seis deles já foram qualificados no âmbito do programa PROINFA e quatro foram contempladas com os benefícios do PROINFA. Quanto ao passo 4, os participantes do projeto são convidados a desenvolver sub-passos 4a e 4b incluindo a identificação de atividades de projeto semelhante (outras atividades de projeto MDL registradas ou publicadas não devem ser incluídas) e não apenas em Minas Gerais, mas no país/região. Além disso, não há uma conclusão clara sobre a análise de práticas comuns.		
	de (a) de um da ão tes da ão ou de po na	DR	Vide B.5.2.	CL7 CAR3 CAR7	OK
B.5.4. Se a data de início do projeto é antes de de Agosto de 2008, para o qual a data		DR	A data de começo da atividade de projeto é definida		OK

	Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
	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)			como 16/10/2008. Durante a visita de validação, os participantes do projeto informarm que a escolha da data de início (16/10/2008) corresponde à data em que uma reunião da Comissão de Prioridade Orçamentária decidiu implementar a atividade de projeto. A data de início do projeto deve ser definida/revista como pelo parágrafo 67 da Reunião EB41.	CAR-4	
B.5.5.		/1/	DR	Vide B.5.4.	CAR 4	OK
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? ("Diretriz sobre a Avaliação de Análise de Investimento")	/1/		A análise de investimentos prevê o confronto entre o indicador de projeto(s) financeiro(s) (TIR) e a taxa SELIC, o escolhido benchmark. Vide B.5.2	CL7 CAR-3 CAR-7	OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
B.6. Reduções de Emissão. A validação de emissões de GEE de linha de base focará na transparência e completude metodológica nas estimativas de emissão.					
B.6.1. Explicação das metodologias escolhidas.					
B.6.1.1. As emissões do projeto, linha de base e fugas e as reduções de emissões foram explicadas de foram apropriada e determinadas usando-se a metodologia adequada e premissas cautelosas?	/1/	DR	O cenário de linha de base é o seguinte: Eletricidade entregue para a rede pela atividade de projeto teria sido gerada pela operação de plantas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, o que se refletiu nos cálculos da margem combinada (CM) descrita na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".		OK
			As reduções de emissões foram estimadas ex-ante, usando um fator de emissão de 0,1841 para o sistema interligado brasileiro. Por favor, rever o cálculo utilizando os dados mais recentes disponibilizados pela AND. De acordo com ACM0002, os efeitos potenciais de fuga, como as emissões decorrentes da construção da usina e inundações de terra não têm que ser considerados. Vide B.4.1	CL-13	
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/	DR	As equações aplicadas estão alinhadas com a metodologia de linha de base aplicada	OK	OK
B.6.1.3. A demonstração / justificativa para a escolha do cenário (por exemplo, em ACM0006) ou caso, opção / método (por	/1/	DR	A ACM0002 aplica-se à "Projeto de MDL da Guanhães Energia, Minas Gerais, Brasil (JUN1123)" porque:	OK	OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
exemplo em ACM0002) são adequadas ou suficientes?			- a atividade do projeto resultará na instalação de quatro usinas/unidades hidrelétricas (com um reservatório a fio d'água ou um reservatório de acumulação);		
			- a atividade do projeto resultará em novos reservatórios e a densidade energética das usinas, conforme as definições fornecidas na seção Emissões de Projeto, é superior a 4 W/m ² ;		
			- os limites geográficos e do sistema para a respectiva rede de eletricidade podem ser claramente identificados e estão disponíveis informações sobre as características da rede.;		
			O cenário de linha de base é o seguinte: Eletricidade entregue para a rede pela atividade de projeto teria sido gerada pela operação de plantas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, o que se refletiu nos cálculos da margem combinada (CM) descrita na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".		
			A PCH de Fortuna II tem a densidade de energia menor que 10 W/m ² e portantoo as emissões do projeto do(s) reservatório(s) são consideradas.		
			Para as outras plantas que tem densidades maiores que 10 W/m ² as emissões do projeto do(s) reservatório(s) são consideradas iguais a zero (PEy=0). Vide B.2.1.		
B.6.1.4. As demonstrações / justificativas para os valores padrão escolhidos são adequadas e suficientes?	/1/	DR	Os valores padrão escolhidos são adequados e suficientes.	OK	

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
B.6.2. As demonstrações / justificativas para os valores padrão escolhidos são adequadas e suficientes? Dados que forem calculados com equações fornecidas na metodologia ou valores padrão especificados na metodologia não devem ser incluídos na compilação.					
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/	DR	Por favor, inclua os seguintes parâmetros não controlados, conforme a metodologia da linha de base aplicada: GWPCH ₄ - potencial de aquecimento global do metano válido para o período de compromisso relevante; EFRes - fator de emissão padrão para as emissões dos reservatórios.	CAR 5	OK
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/	DR	Vide B.6.2.1.	CAR 5	OK
B.6.2.3. Se valores foram mensurados, foi fornecida uma descrição de métodos e procedimentos de medição (padrões), indicando o responsável por realizar as medições, datas e resultados das medições? (verifique o Anexo 3) B.6.3. Cálculo ex-ante de redução de emissão.	/1/	DR		OK	OK

Questão de	verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
projeto estin transparente documentad	ex-ante das emissões do nado, linha de base e fuga é , conservador, preciso e o e conforme a metodologia aplicada (equações) da projeto?	/1/	DR	As reduções de emissões foram estimadas ex-ante, usando um fator de emissão de 0,1841 para o sistema interligado brasileiro. Por favor, rever o cálculo utilizando os dados mais recentes disponibilizados pela AND brasileira. Por favor, esclareça a diferença entre a energia assegurada ("garantia física") utilizada nos cálculos de RCE's e os valores fornecidos pelas Portarias da ANEEL	CL 13	OK
dados de apo cálculos e incluindo ar	ecidas informações e / ou pio suficientes para avaliar os permitir sua reprodução, quivos eletrônicos (ou seja, verifique o Anexo 3)	/1/	DR	Sim.	OK	OK
B.6.4. Resumo da estin de emissão . Tabe	nativa ex-ante de reduções la 1 - 1, 3, 5					
B.6.4.1. A estimati reduções de formato de para todos	va ex-ante completa de emissão está resumida em tabela (tabela apropriada) os anos do período de créditos? (Confira com os	/1/	DR	As reduções de emissões são apresentados em uma tabela própria, no item A.4.4, totalizando 440,646 tCO2e durante os primeiros 7 anos do período de crédito. O primeiro período de crédito começa em 2010 e expira em 2017. O montante total das reduções de emissões indicados no DCP é 222,994 tCO2e/ano. A planilha de cálculos RCE's fornecida pelos participantes do projeto não está adicionando as RCE's referente ao ano de 2017 em nenhum dos cálculos individuais das PCH's, bem como no cálculo do montante total de RCE's, o que resultaria em 243.424 tCO2e/ano.	CAR 2	OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			Vide A.4.4.1		
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 e Anexo 4					
B.7.1. Dados e parâmetros monitorados. (documentação de apoio no Anexo 4)					
B.7.1.1. São fornecidas informações sobre como os dados e parâmetros que precisam ser monitorados que, de fato, seriam coletados durante o monitoramento da atividade do projeto? (medições após a implemetação da atividade do projeto devem ser incluídas aqui)	/1/	DR	Os seguintes parâmetros são mencionados para serem monitorados: $EG_{DoresdeGuanhães,h} - \text{Electricidade líquida fornecida pela PCH à rede na hora h;}$ $EG_{FortunaII, h} - \text{Electricidade líquida fornecida pela PCH à rede na hora h;}$ $EG_{Jacaré, h} - \text{Electricidade líquida fornecida pela PCH à rede na hora h;}$ $EG_{SenhoradoPorto, h} - \text{Electricidade líquida fornecida pela PCH à rede na hora h;}$ $EF_{grid,CM,y} - \text{factor de emissão da rede brasileira;}$ $EF_{grid,OM-DD,y} - \text{fator de emissão de CO}_2 \text{ da margem de operação da rede, em um ano y;}$ $EF_{grid,BM,y} - \text{fator de emissão de CO}_2 \text{ da margem de construção da grade, em um ano y;}$ $TEG_y - \text{total de electricidade produzida pela atividade do projeto, incluindo a electricidade fornecida à rede e da energia fornecida às cargas internas, no ano y;}$	OK	OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<i>Cap_{JP}</i> - A capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação das atividades do projeto;		
			A_{PJ} - Área do reservatório, medido na superfície da água, após a implementação das atividades do projeto, quando o reservatório está cheio.		
			Métodos de medição e procedimentos estão especificados.		
			Ex-post calculation of emission reductions O fator de emissão da margem combinada (EFgrid, CM,y) será calculado ex-post, utilizando os fatores de emissão de CO ₂ para a margem de construção e da margem operacional, que são fornecidos pelo AND brasileira. Fatores de emissão de CO ₂ para a margem de construção e da margem operacional para a geração de eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil, são calculados, de acordo com a análise de despacho, a partir de registros de geração de usinas despachadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) . Vide B.7.2.10.		
B.7.1.2. Todos os parâmetros e suas fonte de dados são confiáveis, especificados e documentados em formato de tabela (tabela apropriada)?	/1/	DR	Vide B.7.1.1	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	/1/	DR	Vide B.7.1.1	OK	OK

	Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
	aplicados, especificados?					
B.7.1.4.	Estão especificados os instrumentos / equipamentos de medição, métodos de medição, precisão e intervalo, responsável pela medição e procedimentos de calibração?	/1/	DR	A calibração de medidores de energia será feita de acordo com os parâmetros do setor elétrico brasileiro. Vide B.7.2.3.	OK	OK
B.7.1.5.	Os procedimentos de QA / QC aplicados estão descritos e em observância à boa prática existente? (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)	/1/	DR	Os procedimentos de QA/QC estão alinhados com a metodologia aplicada.	OK	OK
В.7.2.	Descrição do plano de monitoramento. O plano de monitoramento visa a estabelecer se todos os aspectos relevantes do projeto considerados necessários para monitorar e informar reduções de emissão confiáveis são tratados apropriadamente.					
B.7.2.1.	A metodologia de monitoramento foi aprovada anteriormente pelo Painel de Metodologia do MDL?	/1/	DR	O projeto aplica a metodologia de monitoramento consolidada aprovada ACM0002 - "Metodologia consolidada de linha de base para produção de electricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis", Versão 10 de 11/06/2009. Participantes do projeto são convidados a explicar por que o DCP de 28 de Novembro de 2008 aplica/cita a versão ACM0002 9, válido a partir de 27 de fevereiro	CAR 1	OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			de 2009 e um benchmark com SELIC de janeiro de 2003 até dezembro de 2008. Além disso, considerando o cronograma de validação atual para registrar projetos, recomenda-se revisar o DCP de acordo com a versão ACM0002 10, válida de 11 de junho de 2009 em diante.		
B.7.2.2. A metodologia de linha de base 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 mais aplicável para o Projeto. Vide B.2.1.	OK	ОК
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 projeto durante o período de obtenção de créditos?	/1/	DR	Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados e mantidos ao menos por 2 anos depois do período de crédito. Vide B.7.1.1 e B.7.1.4.	OK	OK
B.7.2.4. O plano de monitoramento fornece a coleta e a obtenção de todos os dados relevantes necessários para determinar fuga?	/1/	DR	De acordo com a versão 10 do ACM0002 a fuga não precisa ser considerada.	OK	OK
B.7.2.5. A autoridade e responsabilidade da administração do projeto estão claramente descritas?	/1/	DR	Os participantes do projeto são convidados a esclarecer como os dados das quatro PCHs serão consolidados e registrados. Além disso, o(s) responsável(is) pelos procedimentos de projecto e pela gestão coleta, medição, arquivamento de todos os dados/registros e cálculo dos RCE's para cada PCH e dos resultados consolidados devem ser definidos.	CAR-6	OK
B.7.2.6. A autoridade e responsabilidade quanto a registro, monitoramento, medição e	/1/	DR	Vide B.7.2.5.	CAR 6	OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
relatório está claramente descrita?					
B.7.2.7. Existem procedimentos identificados para treinamento de pessoal de monitoramento?	8	DR	DCP não identificada/menciona formação de acompanhamento pessoal e/ou necessidades de treinamento, procedimentos (incluindo preparação para emergências) e pessoal responsável. Por favor, esclareça. Na primeira verificação, cursos de formação previstos para a equipe operacional e procedimentos relacionados devem ser verificados. Além disso, o manual de operação da planta e sua implementação devem ser verificados. Vide A.4.3.4.	CL8	OK
B.7.2.8. Existem procedimentos identificados para preparação de emergência para casos em que emergências possam causar emissões não intencionais?		DR	Vide B.7.2.7.	CL 8 FAR 1	OK
 B.7.2.9. O plano de monitoramento reflete as boas práticas de monitoramento e reporte?	/1/	DR	Vide B.7.2.3.	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, geração de eletricidade do projeto, linha de base / fator de emissão de energia cativa) do plano de monitoramento de acordo com a metodologia aplicada está transparente?		DR	Vide B.7.1.1	OK	OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
B.8. Data de conclusão da aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento e nome das pessoas/entidades responsáveis.					
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/	DR	A data de conclusão da aplicação da metodologia é indicada como 28 de novembro de 2008. Por favor, forneça data de conclusão da aplicação da metodologia para o estudo da atividade de projeto no formato DD / MM / AAAA.	CL-9	OK
B.8.2. 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/	DR	O responsável pela linha de base e pela metodologia de monitoramento é a Carbotrader Ltda e foram identificados como participantes do projeto no Anexo 1.	OK	OK
C. Duração da Atividade do projeto / Período de obtenção de créditos. Está avaliado se os limites temporários do projeto estão claramente definidos					
C.1. Duração da atividade do projeto.					
C.1.1. Data de início da atividade do projeto.	14.1	DD			
C.1.1.1. A data de início da atividade do projeto (a data mais antiga em que a implementação ou construção ou ação real de uma atividade do projeto inicia a implementação, construção ou ação real está — os participantes do projeto comprometeram-se aos gastos relacionados à implementação ou relacionados à construção da atividade	/1/	DR	A data de começo da atividade de projeto é definida como 16/10/2008. Durante a visita de validação, os participantes do projeto informarm que a escolha da data de início (16/10/2008) corresponde à data em que uma reunião da Comissão de Prioridade Orçamentária decidiu implementar a atividade de projeto. A data de início do projeto deve ser definida/revista como pelo parágrafo 67 da Reunião EB41.	CAR-4	ОК

	Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
	do projeto) claramente definida e razoável?					
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	Apesar de o projecto selecionado a partir da data (16/10/2008), uma carta informando a AND brasileira foi enviada em 10/03/2009 (exigência em vigor até 16/07/2009 era de EB41 – Anexo 46).	OK	OK
C.1.2.	Tempo de vida operacional estimado do projeto.					
C.1.2.1.	A vida operacional do projeto (mencionada em anos e meses) está claramente definida e razoável? (compare com a vida do período de obtenção de créditos e de equipamento)	/1/	DR	A expectativa de vida operacional do projeto é de 30 anos (0 meses), e considerado razoável. Por favor, esclarecer se a vida útil operacional da atividade de projeto é de 28 anos, conforme mencionado no Sub-passo 2c: "Cálculo e comparação de indicadores financeiros", ou 30 anos, como indicado na seção C.1.2 do DCP. Vide A.4.3.3.		
créditos O pe pode ativia	scolha do período de obtenção de s eríodo de obtenção de créditos somente ter início após a data de registro da dade proposta como uma atividade do eto de MDL.					
	O período de obtenção de créditos escolhido está claramente definido (mencionado em anos e meses) e sua data	/1/	DR	Foi escolhido um período renovável de obtenção de créditos de 7 anos (com a possibilidade de ser renovado duas vezes), com início em 15/05/2010.		OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
de início está mencionada no formato DD /MM / AAAA? (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).			O projeto seleciona um período de crédito fixo de 7 anos a partir de 15/05/2010. Como o período de crédito só pode começar após a data de registro da atividade proposta como uma atividade de projeto de MDL, os participantes do projeto devem confirmar que o período de crédito só será iniciado após a data de registro.	CL4	
D. Impactos ambientais.					
Será avaliada documentação sobre a análise dos impactos ambientais, e se considerado significante, deve ser fornecido um EIA ao Validador. Tabela 1 - 13					
D.1. Documentos sobre impactos ambientais, inclusive impactos transfronteiriços.					
D.1.1. Uma análise dos impactos ambientais da atividade do projeto foi suficientemente descrita?	/1/	DR	O proponente do projeto é solicitado a incluir considerações sobre os impactos ambientais transfronteiriços no DCP.	CL 10	ОК
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?	/1/	DR	Vide D.1.1.	CL 10	ОК
D.1.3. O projeto provocará algum efeito ambiental adverso?	/1/	DR	Vide D.1.1.	CL 10	OK
D.1.4. Existem impactos ambientais transfronteiriços considerados na análise?	/1/	DR	Vide D.1.1.	CL 10	OK
D.1.5. Os impactos ambientais identificados foram tratados na concepção do projeto?	/1/	DR	Vide D.1.1.	CL 10	OK
D.1.6. O projeto observa a legislação ambiental na parte anfitriã?	/1/	DR	Vide A.2.3.1.	OK	OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
E. Comentários das Partes Interessadas. 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					
E.1.Descrição de como os comentários pelas partes interessadas locais foram solicitados e compilados. O processo de consulta às partes interessadas deve ser concluído antes da apresentação da atividade do projeto proposto a um EOD para validação.					
E.1.1. Partes interessadas relevantes foram adequadamente consultadas / solicitadas para comentários?	/1/	DR	Por favor, esclareça porque a Secretaria do Meio Ambiente de Virginópolis não foi convidada para comentários sobre a atividade do projeto.	CL 12	OK
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/	DR	Conforme exigido pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC) e de acordo com a Resolução 7 da AND brasileira (05/03/2008), os participantes do projeto enviaram cartas, convidando para comentários, aos atores locais/autoridades municipais. Todas as cartas referentes à consulta das partes interessadas foram enviados em 19/12/2008 e seus AR's ("Avisos de Recebmento") foram apresentados pelo projeto.	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/	DR	Sim	OK	OK

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
E.2 Resumo dos comentários recebidos.					
E.2.1. As partes interessadas que fizeram comentários estão identificadas (endereços fornecidos / disponíveis)?	/1/	DR	•	OK	OK
E.2.2. O resumo dos comentários das partes interessadas está fornecido / disponível?	/1/	DR	O resumo dos comentários das partes interessadas foi apresentado durante a visita de validação, bem como as respostas dadas pelos participantes do projeto.	OK	OK
E.3. Relatório sobre como foram devidamente considerados quaisquer comentários recebidos.					
E.3.1. Foram devidamente considerados quaisquer comentários recebidos das partes interessadas?	/1/	DR	Vide E.2.1.	OK	OK
Anexo 1. Informações de contato sobre os participantes do projeto					
1. Estão fornecidos os Nomes de todas as organizações? (conforme listado na seção A.3)	/1/	DR	Informações para contato estão corretamente disponíveis no Anexo 1.	OK	OK
2. Estão preenchidos os <u>campos obrigatórios</u> de nome da pessoa de contato, Cidade, Post fix / CEP, País, Telefone, Fax ou e-mail?	/1/	DR	Todos os campos obrigatórios foram corretamente preenchidos.		OK
Anexo 2. Informações referentes a financiamento público Tabela 1 – 7 e Tabela 2, A.4.5					
3. Estão fornecidas as informações das Partes inclusas no Anexo 1 sobre fontes de financiamento público para a atividade do projeto?	/1/	DR	Nenhuma das partes do Anexo I esta incluída da descrição do projeto.	OK	OK
4. 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	/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

Questão de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
Partes?					
Anexo 3. Informações de linha de base Tabela 1 - 14, 17, 18 & Tabela 2, B.2.2 B.6.2.2 B.6.2.3 B.6.3.2					
 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/	DR	Vide B.6.2.2, B.6.2.3, B.6.3.2.	CAR-5	OK
Anexo 4. Informações de Monitoramento Tabela 1 - 15 & Tabela 2, B.7 B.7.1					
 É fornecida alguma informação de apoio adicional necessária utilizada na aplicação da metodologia de monitoramento, ou seja, tabelas com dados de sequências de tempo, documentação de resultados de medição e fontes de dados? 	/1/	DR	Sim.	OK	OK

Tabela 3 Resolução de Pedidos de Ação Corretiva e Esclarecimento

Relatório preliminar de pedidos de		Síntese de resposta dos participantes	Conclusão da equipe de validação
esclarecimento e ação corretiva	tabela 2	do projeto	
PAC 1 É pedido aos participantes do projeto que expliquem por que o DCP com data de 28 de novembro de 2008 está aplicando/mencionando a ACM0002 versão 9, válida a partir de 27 de fevereiro de 2009 e um índice de referência SELIC cobrindo uma faixa de janeiro de 2003 a dezembro de 2008. Além disso, considerando a linha de tempo de validação presente, é recomendado revisar o DCP de acordo com ACM0002 versão 10, válido a partir de 11 de junho de 2009 em diante.	B.1.1 B.7.2.1	A correção foi providenciada no DCP.28/11/2008 é a data de conclusão da linha base do projeto (reduções de emissões) e não a finalização do DCP com data posterior e utilizou a ACM0002 versão 9. Pela revisão, as datas foram ajustadas. O DCP foi revisado de acordo com a ACM002 versão 10.	O DCP revisado (Versão 2, com data de 4 de setembro de 2009), aplica a metodologia ACM0002 versão 10. O índice de referência SELIC é discutido posteriormente no PAC 3. Este PAC está encerrado.
PAC 2 O primeiro período de crédito inicia em 2010 e vence em 2017. a quantia total de reduções de emissão no DCP é 222.994 tCO2e/ano. A planilha de cálculos de RCEs fornecida pelos participantes do projeto não adiciona as RCEs referentes ao ano de 2017 em qualquer um dos cálculos individuais de PCHs, assim como no cálculo da soma total das RCEs, que resultaria em 243.424 tCO2e/ano.	A.4.4.1 B.6.4.1	Foram providenciadas correções no DCP e a evidência (planilha de RCEs versão 2) foi enviada para DOE.Segunda resposta:a planilha RCEs foi revisada; a energia elétrica gerada por todas as PCHs envolvidas na atividade do presente projeto reflete uma redução mensal para todas as PCHs (31/01/2018).	O DCP e planilha revisados foram fornecidos para a equipe de validação. a data de início do período de crédito foi revisada (Versão 2, com data de 4 de setembro de 2009) de 15/05/2010 para 01/02/2011 ou a data em que ocorra o registro UNFCCC, aquela que ocorrer mais tarde. Por isso, o período para estimar as reduções de emissão é de 01/02/2011 até 31/01/2018. A quantia de RCEs referente ao ano de 2018, com base apenas na energia elétrica gerada até 31/01/2018, deve ser revisada adequadamente para refletir as reduções de um mês para todas as PCHs. E ste PAC permanece aberto. Segunda resposta:

• •	Ref. da tabela 2	Síntese de resposta dos participantes	Conclusão da equipe de validação
esclarecimento e ação corretiva t	tabeta 2	do projeto	Verificado que os cálculos de RCEs foram aplicados corretamente na planilha e DCP revisados DCP (versão 3, com data de 03/12/2009). Este PAC está encerrado.
PAC3 O valor de benchmark utilizado pelos participantes do projeto é a taxa média SELIC (intervalo/período = Jan-2003 a dez-2008). Com o objetivo de excluir os períodos em que a taxa prevista foi distorcida por acontecimentos específicos brasileiros (2002-2003), por favor, considerar uma revisão deste intervalo/período de um período mais curto e mais conservador (por exemplo, a partir de 2004). Além disso, os participantes do projeto são obrigados a fornecer a base de dados contendo a taxa SELIC para o período em consideração. Por favor, explicar por que a planilha de fluxo de caixa está a considerar apenas 28 anos, enquanto a vida do projecto é de 30 anos. Resultados da análise sensitiva (porcentagens) apresentados na planilha não permitem a verificação dos cálculos e se considera ou não os incentivos RCE's (vendas). De acordo com o paragrafo 8 do "Guia para a Avaliação da Análise de Investimentos ", todas as fórmulas utilizadas na análise de investimento devem ser legíveis e todas as	B.5.2 B.5.6.	A correção foi realizada no DCP. O intervalo/período da média da taxa Selic foi revista, excluindo os períodos em que a taxa nacional foi distorcida por acontecimentos específicos. Um período mais curto e mais conservador (Janeiro de 2004 até dezembro de 2008) foi escolhido, totalizando 5 anos todo de observação antes da publicação do DCP para os interessados globais anuais. Resultados da análise Sensitiva (porcentagens) apresentados na planilha versão 2 agora permitem a verificação do cálculo (não foram considerados os incentivos de RCEs). Devido a isto para tornar o TIR do projeto igual ao benchmark temos que ter para os dois parâmetros sensíveis: Preço de Energia = R \$ 178,00 (acima de 27,1%) Investimento = R \$ 192,148,875.00 (23,5% menor).	O PDD revisado (Versão 2, datado de 4 Setembro de 2009) apresenta period de SELIC reduzido e a base de dados, bem como análise de sensibilidade com fórmulas legíveis e não protegidas foram fornecidas. O period de análise de investimento está de acordo com período de vida útil (30 anos). Os valores de preço de energia e investimento que fazem o projeto atingir o benchmark foram apresentados na resposta dos PPs. Entretanto a discussão de possibilidade dos cenaários de maior preço de energia (+27.1%) e menor investimento(-23.5%) ainda estão pendentes. Também prover o cálculo para se alcançar estes valores. is still pending. Explicar porque os valores de investimento forma revisados no revised spreadsheet version 2_1 (SPE Guanhães Cash Flow.xls, version 1: R\$ 211,281,000 e SPE Guanhaes Cash Flow v2_1.xls, version 2: R\$ 251,175,000). Também a revised IRR Spreadsheet (SPE Guanhaes Cash Flow v2_1.xls) não foi traduzida (todas as células

Relatório preliminar de pedidos de		Síntese de resposta dos participantes	Conclusão da equipe de validação
esclarecimento e ação corretiva	tabela 2	do projeto	
células relevantes devem ser visíveis e desprotegidas. Embora os dados de TIR forneçam informações úteis sobre suas flutuações quando os parâmetros variam em um intervalo de -10% e 10%, seria mais útil para mostrar como essas variações grandes devem ser fazer o TIR do projeto igual ao benchmark. Em seguida, uma segunda análise deve ser aplicada para discutir a probabilidade de ocorrência destes cenários. Além disso, a(s) planilha(s) de TIR deve(m) estar toda(s) em Inglês.		de cenários para a TIR do projeto ultrapassar o valor de benchmark foram inseridos no DCP e também na planilha de TIR foi revisto a fim de apresentar a análise de ponto de equilíbrio; - R\$ 251.175.000 é o atual valor apresentado na data (16/10/2008), que corresponde à data em que uma reunião da Comissão de Prioridade Orçamentária decidiu implementar o projeto, também este valor foi recentemente tornad público pelo participante no projecto (artigo de jornal sobre o investimento na construção de PCHs). - A planilha TIR foi revista a fim de apresentar todas as células no idioma Inglês. Consulte o documento "SPE Guanhaes Cash Flow v2_1.xls".	Esse PAC continua aberto. Segunda resposta: O SPE Guanhaes Cash Flow v2_1.xls apresenta o cálculo da análise de ponto de equilíbrio e as discussões sobre as possibilidades de alcançar os cenários de benchmark foram incluídos no DCP revisado. Participantes do projeto discutiram as possibilidades de variação dos preços da energia, investimento, custo operacional e fator de carga da planta. Os pontos de equilíbrio são: aumento de 27% do preço da energia, reduzir 23% do investimento, aumento de 29% a taxa de ocupação das plantas e reduzir a 446% os custos operacionais. A conclusão da análise é que a possibilidade de que ocorra da TIR do projeto ultrapassar o valor de benchmark não é provável. Verificado o relatório da Comissão de Prioridade Orçamentária e o artigo de jornal para confirmar o investimento na atividade de projeto. Este PAC está encerrado.
PAC 4 Durante a visita de validação, os participantes do	B.5.4 B.5.5	A correção foi providenciada no DCP. A data de início foi determinada de acordo com a	Fornecer referências referentes à assinatura do contrato EPC ou fornecer evidências referentes à
projeto informaram que a data de início escolhida	C.1.1.1	reunião EB41 parágrafo 67. De acordo com o	data, expressa em DD/MM/AAAA, que o

Relatório preliminar de pedidos de esclarecimento e ação corretiva	Ref. da tabela 2	Síntese de resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
(16/10/2008) corresponde à data quando uma reunião do Comitê de Prioridade do Orçamento decidiu implementar a atividade do projeto. A data de início do projeto deve ser definida/ revisada de acordo com a reunião EB41 parágrafo 67.		CEO SPE Guanhães CEO, a data prevista para a assinatura do contrato EPC assim o compromisso com os gastos maiores deve ser 30/09/2009. Foi enviado evidência para o DOE.Segunda resposta:Devido ao atraso da assinatura do contrato EPC o programa de atualização para a data de início é de 15/12/2009 (de acordo com o conselho de diretores da Guanhães).	contrato mencionado será mencionado. Este PAC permanece aberto. Segunda resposta:E-mail da Guanhães Energia S.A (Sr. Hudson Maia Arantes) verificado que a data prevista para a assinatura do contrato foi revisada para 15/12/2009. Este PAC está encerrado.
PAC5 Por favor, inclua os seguintes parâmetros não controlados, conforme a metodologia da linha de base aplicada: GWP _{CH4} - potencial de aquecimento global do metano válido para o período de compromisso relevante; EFRes - fator de emissão padrão para as emissões dos reservatórios.	B.6.2.1 Anexo 3	Correcções foram fornecidos. Os parâmetros não monitorados <i>GWPCH4</i> e <i>EFRes</i> foram incluídos na seção B.6.2 do DCP.	A Seção B.6.2 foi revisada na versão 2 do DCP, datada de 4 de Setembro de 2009. Os parâmetros estão de acordo com as exigências da metodologia ACM0002 versão 10. Este PAC está encerrado .
PAC6 É pedido que os participantes do projeto esclareçam como os dados das quatro PCHs serão consolidados e registrados. Além disso, o responsável (ou responsáveis) por procedimentos de gerenciamento de projetos de coleta, medição, arquivamento de todos os dados/ registros e cálculos das RCEs para cada PCH e dos resultados consolidados deve ser definida.	B.7.2.5 B.7.2.6	A seção B.7.2 do DCP foi revisado. Todo o plano de monitoramento foi revisado, incluindo o sistema de medição e geração de energia (Monitoramento de dados, controle de qualidade, gestão de dados, procedimentos de treinamento) e as informações sobre o fator de emissão fornecido pela DNA do Brasil. Segunda resposta:Como listado no DCP seção B.7.1, o TEG _y deve ser monitorado pelo proponente do projeto visto que uma PCH envolvida tem densidade de potência maior do que 4W/m2 e menor do que 10 W/m2. O plano de monitoramento descrito na seção B.7.2 também se refere a este parâmetro. Desta forma, os	Nas seções B.7.2 e anexo 4 não há informações sobre os procedimentos referentes ao monitoramento do parâmetro TEGy. Também explique sobre os efeitos de vazamento mencionados no DCP, página 28 seção B.7.2, item "Monitoramento de dados"

Relatório preliminar de pedidos de esclarecimento e ação corretiva	Ref. da tabela 2	Síntese de resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
		procedimentos de medição, registro e armazenamento, procedimentos para a linha de base, cálculos das emissões do projeto e reduções de emissão serão realizados tendo em conta o TEGy. Uma descrição sobre esse parâmetro foi inserido na seção B.7.2. Nenhuma emissão de vazamento deve ser considerada na atividade do projeto. Este é um novo projeto. O texto contido no plano de monitoramento que mencionou vazamento foi reescrito a fim de esclarece todas as questões.	Os efeitos do vazamento foram removidos do DCP. Informações sobre o parâmetro TEGy foram incluídas do DCP revisado. O TEGy do PCH de Fortuna II será medido de hora em hora e registrado mensalmente. Este PAC está encerrado.
PAC7 Com relação ao passo 4, é pedido que os participantes do projeto desenvolvam sub-passos 4a & 4b adicionais incluindo a identificação de atividades similares de projeto (outras atividades de projeto MDL registradas ou publicadas não devem ser incluídas) não apenas em Minas Gerais mas no país/região. Além disso, não há uma conclusão clara sobre a análise de prática comum.	B.5.2 B.5.6	As correções foram providenciadas no DCP. A identificação de atividades similares de projeto no mesmo estado do projeto, assim como no país/ região foi incluída nos subpassos 4a e 4b e a conclusão da análise de prática comum foi reescrita na seção B.5 do DCP. Segunda resposta: A PCH de Porto Góes foi excluída da análise por que o valor de 14,3MW refere-se a uma expansão. A PCH foi ampliada de 10,5MW para 24,8MW, desta forma uma expansão de 14,3MW. Provas que apoiam a exclusão são os dados oficiais da ANEEL, que podem ser verificados através dos seguintes links: http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2006022mme.pdf ; http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003225.pdf . Com relação às PCHs de Contestado e Pequi, elas foram incluídas na análise.Os subpassos 4a e 4b foram reescritos com essas informações	Para a análise de prática comum, os participantes do projeto consideraram todas as usinas elétricas que entraram em operação em 2005 no Brasil e que tem uma capacidade instalada entre 5 e 15 MW. Usinas elétricas com incentivos como MDL e PROINFA foram destacadas no documento/planilha fornecido "PCHs de 2005 a 2009.xls". A análise dos participantes do projeto foi confirmada nos sites da ANEEL e da UNFCCC mas algumas questões pendentes são listadas abaixo: -2005: fornecer explicação do motivo que levou a PCH de Porto Góes (14,3 MW) ser excluída da análise2007: fornecer as evidência de que a PCH de Contestado (5,5 MW) é um projeto MDL (registrado ou publicado) e pode ser excluída da análise2008: fornecer evidências de que a PCH de Pequi (6 MW) é um projeto MDL (registrado ou publicado) e pode ser excluída da análise.

Relatório preliminar de pedidos de esclarecimento e ação corretiva	Ref. da tabela 2	Síntese de resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
esciarecimento e ação corretiva	tabela 2	do projeto	Esta PAC permanece aberto.
			Segunda resposta:
			Os links para a PCH de Porto Góes foram verificados e foi confirmado que o valor de 14,3 MW refere-se a uma expansão da PCH.
			Pequi e Contestado foram incluídos na análise. As informações apresentadas na DCP versão 3 através dos sites da ANEEL e da UNFCCC foram confirmadas. No Brasil, 2.12% da energia é gerada por PCH. Disto, 95 % foi implementado com incentivos (MDL ou PROINFA). Por isso, a atividade do projeto não pode ser considerada uma prática comum no Brasil.
PE 1 É mencionado que a atividade do projeto criará outros benefícios sociais, como melhores condições de trabalho, aumento das oportunidades de trabalho e melhores condições na economia local. Forneça evidências (elaboração adicional) dos benefícios mencionados.	A.2.3.4	Os benefícios sociais mencionados podem ser vistos no Plano de Controle Ambiental (PCA), prova foi enviada para o DOE. Todas as quatro PCHs tem um Programa de Mobilização e Desmobilização da Força de Trabalho (80% dos trabalhos são para a população local), Projeto de Monitoramento Socioeconômico, Projeto de Atenção à Saúde e outros projetos de benefícios sociais.	Este PAC está encerrado. Foi verificado que o "Plano de Gestão Ambiental- PGA, Julho de 2007" descreve as atividades e programas sociais que são previstos para serem criados pela atividade do projeto. Este PE está fechado.
PE 2 Esclareça por que a capacidade instalada das PCHs de Dores de Guanhães (14 MW), Jacaré (9 MW) e Senhora do Porto (12 MW) do DCP é	B.2.3	A documentação das Resoluções de autorização nº. 931, 933 e 934 foi emitida com base na versão anterior do projeto (Projeto Básico) que não tem mais validade.	Fornecer evidência (cópias do "Project design- Projeto Básico") para a capacidade instalada (revisada) das PCHs. Este ESCLARECIMENTO permanece aberto. Segunda resposta: O

Relatório preliminar de pedidos de	Ref. da	Síntese de resposta dos participantes	Conclusão da equipe de validação
esclarecimento e ação corretiva	tabela 2	do projeto	
diferente da descrita na seguinte documentação da ANEEL: PCH de Dores de Guanhães - Resolução de autorização nº. 931 – Capacidade instalada = 12,0 MW;PCH de Jacaré - Resolução de autorização nº. 934 – Capacidade instalada = 10,5 W; PCH Senhora do Porto - Resolução de autorização nº. 933 – Capacidade instalada = 9,0 MW.		Além disso, essa documentação foi efetuada pelo antigo ex-proprietário e não pela Guanhães Energia o proprietário atual do projeto. Uma nova versão do projeto (Projeto Básico) foi entregue pela ANEEL e toda a documentação referente à Atividade do projeto foi feita com base na nova versão do projeto. Segunda resposta: A capacidade instalada apresentada no DCP, referindo-se ao novo projeto – Projeto Básico, foi aprovada pela agência reguladora de acordo com as seguintes evidências: - Despacho n°. 2001/2007 – Dores de Guanhães, com capacidade instalada de 14MW; - Despacho n°. 2002/2007 – Jacaré, com capacidade instalada de 9MW; - Despacho n°. 2003/2007 – Senhora do Porto, com capacidade instalada de 12MW. As evidências fornecidas acima são consideradas adequadas (dados oficiais), visto que foi fornecida e aprovada pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – dados oficiais	Despacho da ANEEL foi verificado e foi confirmado que a capacidade instalada descrita no DCP está de acordo com os documentos da ANEEL Despacho nº. 2001/2007 – Dores de Guanhães, com capacidade instalada de 14MW, emitido em 20/06/2007;- Despacho nº. 2002/2007 – Jacaré, com capacidade instalada de 9MW, emitido em 20/06/2007;- Despacho nº. 2003/2007 – Senhora do Porto, com capacidade instalada de 12MW, emitido em 20/06/2007. Todos os despachos da ANEEL foram emitidos após das Resoluções 931, 934, 933 da ANEEL (29/05/2007). Este PE está fechado.
PE 3 Esclareça a diferença entre a energia assegurada ("garantia física") usada nos cálculos de RCE e os valores fornecidos nas portarias da ANEEL.	B.6.3.1	Para a planilha de RCEs versão 2, foi considerado os mesmos valores das Portarias da ANEEL.Segunda resposta: Os cálculos fornecidos nas RCEs estão de acordo com as Portarias da ANEEL, que estão em linha também com o "Projeto Básico" mais recente usado pela ANEEL para calcular a energia assegurada. Consultar o ESCLARECIMENTO 2, para acessas as portarias mencionadas da ANEEL.	O DCP versão 2, com data de 4 de setembro de 2009, apresenta cálculos com base nas Portarias da ANEEL (dados oficiais). Esclareça se as portarias mencionadas estão de acordo com a capacidade instalada mais recente, correspondendo ao "Projeto Básico" enviado para a ANEEL. Este PE permanece aberto. Segunda resposta: As Portarias da ANEEL referentes à energia assegurada foram emitida em 4/01/2008, após a revisão da capacidade instalada das PCHs (Despachos 2001, 2002 e 2003, emitidos em 20/06/2007). Considerando

Relatório preliminar de pedidos de esclarecimento e ação corretiva	Ref. da tabela 2	Síntese de resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
			os despachos mencionados e as portarias da ANEEL, todas as PCHs incluídas nesta atividade do projeto tem o mesmo valor do fator de utilização da capacidade produtiva da usina. Este PE está fechado.
PE 4 O projeto seleciona um período de crédito renovável de 7 anos iniciando em 15/05/2010. Como o período de crédito pode começar apenas após a data de registro da atividade proposta como uma atividade de projeto MDL, os participantes do projeto devem confirmar se o período de crédito iniciará apenas após a data de registro.	C.2.1	O projeto selecionou um período de crédito renovável. Pode ser renovável duas vezes, 7 anos cada período em um total de 21 anos. A data de início é de 01/02/2011 ou a data em que ocorra o registro UNFCCC, aquele que ocorrer mais tarde	A data de início do período de crédito foi revisada (DCP Versão 2, com data de 4 de setembro de 2009) de 15/05/2010 a 01/02/2011or ou a data na qual ocorra o registro na UNFCCC, o que ocorrer mais tarde. Este PE está fechado.
PE 5 Os itens A.4.1.3 e A.4.1.4 do DCP estão mencionando cidades diferentes para as PCHs de Dores de Guanhães e Senhora do Porto. Revisar/corrigir adequadamente.	A.4.1	O esclarecimento foi fornecido no DCP. As cidades corretas foram mencionadas na seção A.4.1.3 e A.4.1.4 para cada PCH, de acordo com a evidência enviada para o DOE (Carta N° 47-2009 SUPRAM CENTRAL)	O DCP versão 2 menciona corretamente as cidades para as PCHs de Dores de Guanhães e Senhora do Porto, de acordo com o documento "Carta Nº 47-2009 SUPRAM CENTRAL". Este PE está fechado.
PE 6 O escopo setorial do projeto é definido como Escopo 1: Indústrias Energéticas (Fontes Renováveis) na seção A.4.2 do DCP. A atividade do projeto proposto se insere na categoria Projeto "Geração de eletricidade conectada a sistema de fontes renováveis" e Escopo Setorial 1: Indústrias Energéticas (Fontes Renováveis/ não renováveis). Revisar/corrigir adequadamente.	A.4.2	O esclarecimento foi fornecido no DCP. O escopo setorial correto da atividade do projeto proposto foi incluído (Escopo Setorial 1: Indústrias Energéticas de Fontes Renováveis/ não renováveis.	Os esclarecimentos foram prestados a contento da Rina. Este PE está fechado.
PE 7 Esclarecer se a vida operacional da atividade do projeto é de 28 anos, como mencionado no subpasso 2c: "Cálculo e comparação de indicadores financeiros", ou 30 anos, como indicado na seção C.1.2 do DCP.	C.1.2.1	A vida operacional da atividade do projeto é de 30 anos. A análise do investimento foi ajustada para este período.	Foi verificado e confirmado no documento "Comitê de Priorização de Investimento - CPO", que a vida operacional das PCHs é de 30 anos. Este PE está fechado

Relatório preliminar de pedidos de esclarecimento e ação corretiva	Ref. da tabela 2	Síntese de resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
PE 8 O DCP não identifica/menciona o treinamento do pessoal de monitoramento e/ou necessidades de treinamento, procedimentos (incluindo prontidão de emergência) e pessoal responsável. Esclareça.	A.4.3.4 A.4.3.5 B.7.2.7 B.7.2.8	As informações de pessoal de monitoramento, pessoal de treinamento, necessidades de treinamento, procedimentos e pessoal responsável foram incluídas no DCP versão 2.Segunda resposta:O DCP foi revisado a fim de incluir procedimentos de treinamento para todos os procedimentos de emergência relacionados com a operação da atividade do projeto (por exemplo: saúde e segurança dos trabalhadores, exercícios/treinamentos de emergência relacionados com a segurança da represa, etc.). É uma prática comum com relação à operação das usinas.	O DCP revisado (versão 2) incluiu a informação sobre o treinamento do pessoal responsável pelo monitoramento (equipe operacional) que será fornecido (ou solicitado) de um prestador de serviço terceirizado. No entanto, os procedimentos de prontidão para emergências devem incluir todos os procedimentos de emergência relacionados com a operação da atividade de projeto (saúde e segurança dos trabalhadores, exercícios/treinamentos de emergência relacionados com a segurança da represa, etc.). Este PE permanece aberto. Segunda resposta: O DCP revisado menciona que os procedimentos de segurança serão incluídos nos cursos de treinamento a serem fornecidos e que o manual de operação da usina será criado. Este PE está fechado, o PAF foi aberto.
PE 9 A data de conclusão da aplicação da metodologia é indicada como 28 de novembro de 2008. Forneça a data de conclusão da aplicação em formato DD/MM/AAAA.	B.8.1	O esclarecimento foi fornecido no DCP, seção B.8. A data de conclusão da aplicação da metodologia, devido à versão 2, foi ajustada e indicada no formato DD/MM/AAAA (04/09/2009).	Os esclarecimentos foram prestados a contento da Rina. Este PE está fechado.
PE 10 É pedido que o proponente do projeto inclua considerações sobre os impactos transfronteiriços no DCP.	D.1.1	O esclarecimento foi fornecido. Considerações sobre os impactos ambientais transfronteiriços foram incluídos no DCP, seção D.1. Os impactos além dos limites do projeto são mencionados com mais detalhes no Plano de Controle Ambiental (PCA) de PCHs.	Foi verificado que a agência ambiental (FEAM) considerou os impactos transfronteiriços nas licenças de instalação para as PCHs, de acordo com o Plano de Controle Ambiental (PCA) dos participantes do projeto. Os esclarecimentos foram prestados a contento da Rina. Este PE está fechado.
PE 11 O DCP (seção B.3) menciona que as emissões do projeto não são consideradas e que a PCH de Fortuna II tem uma densidade de energia maior	B.3.2	O esclarecimento foi fornecido no DCP. As emissões do projeto da PCH de Fortuna II PCH estão incluídas no item B.6.1.	O DCP versão 2 retirou a frase errada contida no DCP publicado (seção B.3) mencionando que as emissões do projeto não seriam consideradas. Os cálculos das emissões do projeto para a PCH de

Relatório preliminar de pedidos de esclarecimento e ação corretiva	Ref. da tabela 2	Síntese de resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
que 4 W/m2 e menor ou igual a 10 W/m2. Esclareça.			Fortuna II são explicados apropriadamente na seção B.6.1. Os esclarecimentos foram prestados a contento da Rina. Este PE está fechado.
PE 12 Esclareça porque a Secretaria do Meio Ambiente de Virginópolis não foi convidada para comentários sobre a atividade de projeto.	E.1.1	No momento da consulta das partes interessadas locais, a Secretaria do Meio Ambiente de Virginópolis não existia. A entidade foi mencionada por engano no DCP e foi retirada na versão 2. Segunda resposta: a Secretaria do Meio Ambiente de Virginópolis seção E.1 do DCP versão 3. Cartas e recibos para as entidades inseridas na seção E.1 foram fornecidas para o DOE. Não havia associações ligadas ao projeto nos municípios de Virginópolis (10.891 habitantes *) e Dores de Guanhães (5.528 habitantes *) no momento do convite das partes interessadas para comentários, embora a atividade do projeto tenha feito os convites a todas as partes interessadas. Essas duas cidades são muito pequenas, assim foi possível com trabalho duro localizar três entidades na cidade de Guanhães (a maior cidade entre as três com 29.286 habitantes *) que poderiam ser influenciadas direta ou indiretamente pelo projeto. Tais associações foram encontradas após o início dos convites, o que fez os participantes do projeto providenciarem cartas convite para incluí-las, permitindo comentários sobre o projeto. Portanto, as cartas convite foram entregues imediatamente a fim de pedir por comentários sobre a atividade de projeto. Além disso, as três associações	A Secretaria do Meio Ambiente de Virginópolis ainda é descrita na seção E.1 do DCP versão 2. Além disso, três novas entidades foram incluídas no DCP versão 2 (Sindicato dos Produtores Rurais de Guanhães;_Associação Comercial e Industrial de Guanhães;_Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Extração de Madeira e Lenha of Guanhães). Cartas e recibos para essas entidades não foram fornecidas para a RINA. Esclareça por que outras associações comunitárias de Dores de Guanhães e Virginópolis não foram convidadas também para comentários sobre a atividade do projeto. Este ESCLARECIMENTO permanece aberto. Segunda resposta: Cartas e recibos foram fornecidos para a RINA. as cartas foram enviadas em 2 de abril de 2009. Os recibos são de 6 de abril de 2009. A Secretaria do Meio Ambiente de Virginópolis foi excluída do DCP revisado. Este PE está fechado.

Relatório preliminar de pedidos de esclarecimento e ação corretiva	Ref. da tabela 2	Síntese de resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
		foram descobertas após Mesmo durante todo o processo de validação, as partes interessadas podem submeter as suas opiniões para os participantes do projeto como determinado pela DNA do Brasil "Manual para Submissão de Atividades de Projetos no Âmbito do MDL". Para todas as cidades do Plano de Gestão Ambiental prevê várias atividades nas comunidades locais.* Fonte: www.citybrazil.com.br	
PE 13 As reduções de emissão foram estimadas ex-ante usando um fator de emissão de 0,1841 para o sistema elétrico brasileiro. Revise o cálculo usando os dados mais recentes disponibilizados pela DNA do Brasil.	B.4.1 B.6.1.1 B.6.3.1	O cálculo das reduções de emissão foi revisto e corrigido no DCP e no cálculo RCEs.	Os participantes do projeto atualizaram os cálculos de RCEs, com base no fator de emissão do sistema elétrico disponível mas recente do sistema elétrico brasileiro para 2008 (EFgrid,CM,y = 0,3112 tCO2/MWh - média OM=0,4766 tCO2/MWh e BM= 0,1458 tCO2/MWh / pesos=0,5), fornecido pela DNA do Brasil. Este PE está fechado.
PE 14 As áreas de reservatórios das PCHs de Fortuna e Jacaré, apresentadas na tabela 2 - item A.4.3 do DCP, estão trocadas (invertidas), corrija adequadamente.	A.2.2	As áreas foram ajustadas adequadamente.	As áreas de reservatórios estão apresentadas corretamente no DCP versão 2. Este PE está fechado.
PE 15 As diretrizes para concluir o MDL-DCP descreve que "informações utilizadas para determinar a adicionalidade, para descrever a metodologia de base e sua aplicação, e para apoiar uma avaliação de impacto ambiental, não devem ser consideradas de propriedade exclusiva ou confidenciais" DCP versão 2, sub-passo 2c página 12 menciona que "As empresas participantes do projeto consideram o fluxo de	B.5.2	As informações relativas a este PE foram ajustadas adequadamente no DCP versão 3 Sub-passo 2c. O fluxo de caixa foi tornado público em um documento/conteúdo separado de acordo com as regras da UNFCCC.	O DCP revisado incluiu a informação que o fluxo de caixa seria apresentado em um documento separado. Este PE está fechado.

Relatório preliminar de pedidos de	Ref. da	Síntese de resposta dos participantes	Conclusão da equipe de validação
esclarecimento e ação corretiva	tabela 2	do projeto	
caixa uma informação confidencial e, portanto,			
ele será apresentado integralmente para a			
Entidade Operacional Designada que realizará a			
validação e para qualquer entidade relacionada			
ao MDL que pedi-lo para efeitos de comprovação			
da adicionalidade do projeto. No entanto, ele não			
estará disponível no DCP". Revisar e corrigir de			
acordo.			
PAF 1	A.4.3.4		
Na primeira verificação, os cursos de treinamento	A.4.3.5		
fornecidos para a equipe operacional e os	B.7.2.7		
procedimentos relacionados devem ser	B.7.2.8		
verificados. Além disso, o manual de operação da			
usina e sua implementação devem ser verificados.			