
RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO MDL

**Lumina Engenharia e Consultoria
Ltda.**

**Pequena Central Hidrelétrica
Ernestina CEEE in Brasil**

RELATÓRIO No: C-1-B-01-L-0306-VA
REVISÃO No: 05



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - vvs3.0.0

Data da primeira emissão:		Nº Projeto	
24 Setembro 2012		C-1-B-01-L-0306	
Título do Projeto:			
Pequena Central Hidrelétrica Ernestina CEEE			
Aprovado por e Data:		Unidade organizacional:	
Bilal Anwar (18 July 2013)		Perry Johnson Registrars CES	
Nome do Cliente:		Ref. do Cliente:	
Lumina Engenharia e Consultoria Ltda.		Sergio Ennes	
Publicação do DCP para Consulta Global às Partes Interessadas:			
Período de Comentários:		De 23 Junho 2012 a 22 Julho 2012	
Primeira Versão do DCP e Data:		Versão 1 datada em 06 Junho 2012	
Versão Final do DCP e Data:		Versão 4 datada em 27 Junho 2013	
Sumário:			
A Lumina Engenharia e Consultoria Ltda. contratou a PJRCES, Inc para realizar a validação do projeto: Pequena Central Hidrelétrica Ernestina CEEE. O escopo da validação é definido como uma revisão independente e objetiva do Documento de Concepção do Projeto, do estudo do cenário de linha de base do projeto e de seu plano de monitoramento e demais documentos relevantes. As informações contidas em tal documentação são revisadas de acordo com o Manual de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (versão 03.0), com os requerimentos do Protocolo de Quioto e regulamentos da CQNUMC.			
Metodologia(s) utilizada(s):	ACM0002 – Metodologia consolidada para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis		
Número da versão e data:	Versão 13.0.0 (EB67 Anexo 13) Válido desde 11-05-2012		
Escopo Setorial:	1 – Indústria de Energia (Renováveis / Não Renováveis)		
Escala da Atividade de Projeto:	☒ Larga Escala ☐ Pequena Escala		
Status da Validação:			
Este relatório tem como base a avaliação do Documento de Concepção do Projeto realizada por meio de consultas às partes interessadas, aplicação de técnicas padrão de auditoria, incluindo – mas não se limitando - à revisão de documentos, ações de acompanhamento e revisão da metodologia aprovada aplicável e suas fórmulas e cálculos subjacentes. Em suma, é de opinião da PJRCES, Inc que o projeto da Pequena Central Hidrelétrica Ernestina CEEE no Brasil, conforme descrito na versão final 4 do DCP datado em 27 Junho 2013, atende todos os requerimentos relevantes da CQNUMC para o MDL e todos os critérios relevantes do país anfitrião, além de aplicar corretamente a metodologia de linha de base e de monitoramento ACM0002 – Metodologia consolidada para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis versão 13.0.0. Assim, a PJRCES, Inc, solicita o registro do projeto como uma atividade de projeto MDL.			
☐ Ações Corretivas & Esclarecimentos Solicitados ☒ Recomendação ao Conselho Executivo do MDL com solicitação de registro ☐ Não recomendado para registro com uma Opinião Negativa de Validação emitida (O relatório de validação deverá ser enviado ao Conselho Executivo do MDL)			
Equipe de Validação:		Distribuição da Documentação:	
Líder da equipe	Ricardo Costa	☒ Nenhuma distribuição permitida sem permissão do Cliente ou unidade organizacional responsável ☐ Distribuição limitada ☐ Distribuição ilimitada	
Membro da equipe	Georg Zenk		
Especialista financeiro	Anu Mahesh		
Especialista técnico (TA-1.22)	Luiz Cardoso		
Revisão Técnica Independente:			
Revisor Técnico:	Revisor Técnico Trainee:		
Data: 21 Junho 2013	Data: n/a		
Nome: S. Sathis Kumar	Nome: n/a		
Nº Relatório	Rev. nº	Data	
C-1-B-01-L-0292-Va	1	24 Setembro 2012	
	2	21 Dezembro 2012	
	3	27 Março 2013	
	4	16 Maio 2013	
	5	08 Julho 2013	

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - VVSv03.0.0

ABREVIações

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BAU	Negócios como de costume
BM	Margem de Construção
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAR	Solicitação de Ação Corretiva
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEEE-GT	PP - Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
CEF	Fator de Emissão de Carbono
RCE	Redução Certificada de Emissão
CIMGC	Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima
CL	Solicitação de Esclarecimento
CO2	Dióxido de carbono
CO2e	Dióxido de carbono equivalente
CM	Margem Combinada
AND	Autoridade Nacional Designada
EOL	Central Geradora Eólica
GEF	Fator de Emissão da Rede
GEE	Gases de Efeito Estufa
GWP	Potencial de Aquecimento Global
EB	Conselho Executivo
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
AIE	Agência Internacional de Energia
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima
LoA	Carta de Aprovação
MCTI	Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, AND Brasileira
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Plano de Monitoramento
ONG	Organização Não-Governamental
AOD	Assistência Oficial para o Desenvolvimento
OCDE	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OM	Margem de Operação
NOS	Operador Nacional do Sistema
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCP	Procedimento de Ciclo de Projeto
PPA	Contrato de Compra de Energia
DCP	Documento de Concepção do Projeto
OS	Padrão de Projeto
SIN	Sistema Interligado Nacional
UFV	Usina Fotovoltaica
CQNUMC	Convenção-Quadro das Nações Unidas de Mudança do Clima
UTE	Usina Termoeletrica
VVS	Padrão de Validação e Verificação MDL



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - vvs3.0.0

TABELA DE CONTEÚDOS

1.	INTRODUÇÃO	5
1.1	OBJETIVO (§19)	5
1.2	ESCOPO	5
1.3	EQUIPE DE VALIDAÇÃO (148-e).....	6
2.	METODOLOGIA DA VALIDAÇÃO.....	7
2.1	REVISÃO DOCUMENTAL DO MDL-DCP/MDL-SSC-DCP E DOCUMENTAÇÃO ADICIONAL (§22-a(i)) 7	7
2.2	USO DO PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO (§22-a(ii)).....	7
2.3	AÇÕES DE ACOMPANHAMENTO (§22-b).....	9
2.4	RELATÓRIO DAS QUESTÕES IDENTIFICADAS (§24 A §29)	9
2.5	CONTROLE INTERNO DE QUALIDADE (§148-f)	10
3.	COMENTÁRIOS DAS PARTES, PARTES INTERESSADAS & ONGs ACREDITADAS	11
3.1	CONSULTA GLOBAL ÀS PARTES INTERESSADAS (§37)	11
3.2	COMPILAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS (§37).....	11
3.3	DETALHES DAS AÇÕES TOMADAS EM CONSIDERAÇÃO AOS COMENTÁRIOS (§37).....	11
4.	QUESTÕES DA VALIDAÇÃO	18
4.1	APROVAÇÃO (§38-§44) & CONTRIBUIÇÃO AO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL (§50-§52) .	18
4.2	AUTORIZAÇÃO (§39-§49)	18
4.3	MODALIDADES DE COMUNICAÇÕES (§53-§61)	19
4.4	DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (§62-§63) & DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DE PROJETO (§64-§69)	19
4.5	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA SELECIONADA DE LINHA DE BASE & MONITORAMENTO (§70-§100).....	21
4.6	ADICIONALIDADE (§101-§104).....	28
4.7	PLANO DE MONITORAMENTO (§131-§133)	39
4.8	IMPACTOS AMBIENTAIS (§134-§137)	43
4.9	CONSULTA LOCAL ÀS PARTES INTERESSADAS (§138-§140)	43
5.	OPINIÃO DE VALIDAÇÃO	45
6.	REFERÊNCIAS.....	46
	APÊNDICE A – CHECKLIST DE VALIDAÇÃO	50
	APÊNDICE B – DETALHES DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO.....	134

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

1. INTRODUÇÃO

1.1 OBJETIVO (§19)

A Lumina Engenharia e Consultoria Ltda. contratou a PJRCES, Inc para realizar a validação da Pequena Central Hidrelétrica Bugres CEEE no Brasil (daqui em diante referido como “o projeto”).

O objetivo de uma validação MDL consiste na condução de uma avaliação completa e independente das atividades do projeto proposto de acordo com os requerimentos aplicáveis do MDL. Em especial, a validação é necessária para confirmar o cenário de linha de base de um projeto, seu plano de monitoramento (MP) e o cumprimento do projeto conforme o documentado no documento de concepção de projeto, além de verificar o atendimento aos requerimentos citados e critérios identificados da CQNUMC e do país anfitrião.

A validação é compreendida como um aparato necessário para garantir a qualidade do projeto às partes interessadas e de suas reduções certificadas de emissão (RCEs) pretendidas. Os critérios da CQNUMC referem-se aos critérios do Protocolo de Quioto (artigo 12), às modalidades e procedimentos do MDL e às subseqüentes decisões da COP/MOP e do Conselho Executivo do MDL.

Este relatório sumariza as questões da validação do projeto, realizada com base nos critérios da CQNUMC para o MDL, bem como em critérios dados para comprovar a consistência das operações, monitoramento e relatórios do projeto.

1.2 ESCOPO

O escopo da validação é definido como uma revisão independente e objetiva do documento de concepção do projeto, do estudo do cenário de linha de base do projeto, de seu plano de monitoramento e demais documentos relevantes. A informação contida nestes documentos é revisada de acordo com os requerimentos do Protocolo de Quioto, com as regras da CQNUMC e interpretações associadas conforme indicado abaixo e QMS da PJRCES, Inc.

Com base nas recomendações do Padrão de Validação e Verificação versão 03.0 (daqui em diante referido como “VVSv03.0”), a equipe de validação empregou uma abordagem baseada no risco na validação, com foco na identificação de riscos significativos para a implantação do projeto e para a geração de RCEs. Quando nenhum meio específico de validação é especificado, a equipe de validação aplicou as técnicas padrão de auditoria conforme descrito no §22 do VVSv03.0.

A validação não se destina a oferecer consultoria à Lumina Engenharia e Consultoria Ltda. No entanto, as solicitações de esclarecimentos e/ou ações corretivas podem fornecer dados que podem vir a melhorar a descrição do projeto.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

1.3 EQUIPE DE VALIDAÇÃO (148-e)

A validação da atividade de projeto foi realizada por uma equipe qualificada de acordo com os procedimentos definidos no manual de qualidade para validação e definições de equipe da PJRCES, Inc. O relatório de validação passou por uma revisão técnica prévia à solicitação de registro da atividade de projeto. A revisão técnica foi realizada por um revisor técnico independente.

ATRIBUIÇÕES DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO/AVALIAÇÃO								
EQUIPE DE ANÁLISE	ATRIBUIÇÕES	COMPETÊNCIA			TAREFA REALIZADA			
		ESPECIALISTA EM METODOLOGIA	ÁREA TÉCNICA	ESPECIALISTA NO PAÍS ANFITRIÃO	REVISÃO DOCUMENTAL	VISITA AO LOCAL	ELABORAÇÃO DO RELATÓRIO	REVISOR TÉCNICO INDEPENDENTE
Ricardo Costa	LV	☒		☒	☒		☒	
Georg Zenk	VA		☒			☒	☒	
Luiz Cardoso	TE		☒	☒		☒		
Anu Mahesh	FE	☒	☒		☒			
Sathis Kumar	ITR	☒	☒		NA			☒

Nota:

- 1) VA – Validador, VT – Validador trainee, LV – Validador Líder, FE – Especialista Financeiro, TE – Especialista Técnico, ITR – Revisor Técnico Independente
- 2) DR – Revisão documental do DCP e documentação, SV – Visita ao Site, RP – Elaboração do Relatório Final
- 3) Especialista Técnico envolvido possui conhecimento requerido do País Anfitrião

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

2. METODOLOGIA DA VALIDAÇÃO

Quando da avaliação das informações, a PJRCES, Inc aplicou os meios de validação especificados ao longo do VVSv03.0 e, quando apropriado, técnicas padrão de auditoria, mas não limitando a tanto, conforme especificado no §22 do VVSv03.0.

2.1 REVISÃO DOCUMENTAL DO MDL-DCP/MDL-SSC-DCP E DOCUMENTAÇÃO ADICIONAL (§22-a(i))

A revisão documental inclui:

- ↳ Revisão do DCP (incluindo seus anexos) e documentação de suporte relevante. Uma lista detalhada dos documentos revisados ao longo do processo de validação está incluída na seção 7, sob referências.
- ↳ Elaboração de um checklist de validação específico para o projeto de acordo com os requerimentos do §37 das M&P do MDL, as condições de aplicabilidade da metodologia selecionada e orientações emitidas pelo Conselho no VVSv03.0.
- ↳ Relatório das questões da validação considerando os comentários públicos recebidos no site da CQNUMC.

2.2 USO DO PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO (§22-a(ii))

De modo a assegurar a consideração de todos os critérios relevantes de análise, o protocolo de validação foi utilizado. O checklist apresenta, de modo transparente, os critérios e requerimentos, meios de validação e resultados da pré-validação dos critérios identificados. O protocolo de validação serve aos seguintes fins:

- ↳ Organiza, detalha e esclarece os requerimentos que se espera que um projeto MDL atenda;
- ↳ Garante um processo transparente de validação, em que a entidade independente irá documentar como um requerimento específico foi validado e o resultado da determinação.

O protocolo de validação consiste em três tabelas:

Tabela 1 (Requerimentos Obrigatórios): Esta tabela fornece os requerimentos obrigatórios que devem ser seguidos por qualquer atividade de projeto MDL, conforme articulado no Protocolo de Quioto (artigo 12), nas Modalidades e Procedimentos do MDL e nas Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projeto MDL de Pequena Escala.

Tabela 2 (Checklist de Validação): Esta tabela é elaborada de acordo com os requerimentos do §37 das M&P do MDL, as condições de aplicabilidade da metodologia selecionada e diretrizes emitidas pelo Conselho.

Tabela 3 (Resolução de solicitações de ações corretivas e esclarecimentos): Esta tabela serve como meio de comunicação com os participantes do projeto em quaisquer pequenas alterações necessárias na concepção do projeto proposto com respeito aos requerimentos da “Tabela 2”.

O protocolo de validação completo está incluído no Apêndice A deste relatório identificando as Solicitações de Ações Corretivas e de Esclarecimentos.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

As 3 tabelas estão descritas abaixo.

Tabela 1: Requerimentos Obrigatórios para Atividades de Projeto MDL

Requerimento	Referência	Conclusão
Os requerimentos do projeto devem ser atendidos.	Fornece referência à legislação ou acordos em que o requerimento é encontrado.	Isto é aceitável com base nas evidências fornecidas (OK), uma Solicitação de Ação Corretiva (CAR) de risco de não atendimento aos requerimentos ou uma solicitação de Esclarecimento (CL) quando demais esclarecimentos são necessários.

Tabela 2: Checklist de Requerimentos

Checklist dos requerimentos de validação	REF. (§§) VVSv03.0	Meios de Validação	Evidência	Conclusão	
				Rascunho	Final
Os diversos requerimentos estabelecidos pelo §37 das modalidades e procedimentos do MDL, de acordo com o VVSv03.0	Os diversos requerimentos na Tabela 2 estão associados às questões de checklist que o projeto deve atender.	Esta seção é utilizada para elaborar e discutir a questão do checklist e/ou a conformidade da questão. É utilizado posteriormente para explicar as conclusões alcançadas.	Explica como a conformidade com a questão do checklist é investigada. Exemplos de meios de validação são a revisão documental (DR) ou entrevistas (I). N/A significa não aplicável.	Se as conclusões dos meios de validação são um CAR, FAR ou CL devem ser listados nesta seção.	Se as conclusões das discussões da Tabela 3 são um FAR ou questões finalizadas, devem ser listadas nesta seção.

Tabela 3: Resolução de questões identificadas na Tabela 2 do Checklist de Validação

Rascunho do relatório com solicitações de esclarecimento, ações corretivas e ações futuras			Resumo das respostas dos participantes do projeto	Conclusões da Equipe de Validação
CAR/CL Nº	Descrição CAR/CL	Referência		
CAR#01/CL#01	Se as conclusões do rascunho da Tabela 2 forem uma CAR, FAR ou CL, devem ser listadas nesta seção.	Referência à seção da Tabela 2 ou outra referência.	As respostas dadas pelos participantes do projeto durante as comunicações com a equipe de validação devem ser resumidas nesta seção.	Esta seção deve resumir as respostas da equipe de validação e as conclusões finais. As conclusões também devem ser incluídas na Tabela 2 sob “Conclusão Final”.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

2.3 AÇÕES DE ACOMPANHAMENTO (§22-b)

A fim de garantir que nenhuma informação relevante tenha sido omitida, a PJRCES, Inc realizou as seguintes ações de acompanhamento:

- ↳ Entrevistas com as partes interessadas relevantes do país anfitrião, pessoal com conhecimento da concepção do projeto e implantação;
- ↳ Verificação cruzada das informações fornecidas pelo pessoal entrevistado (ex. verificando as fontes ou outras entrevistas).
- ↳ Investigação de antecedentes e entrevistas de acompanhamento com pessoal dos participantes do projeto, consultor do projeto MDL, autoridades legais e demais partes interessadas.

Em 09 Agosto 2012, uma equipe de validação qualificada da PJRCES, Inc realizou entrevistas com partes interessadas do projeto para confirmar informações selecionadas e para resolver questões identificadas na revisão documental.

Os principais tópicos das entrevistas estão resumidos na tabela abaixo. (§148-d)

SL. Nº	DATA	NOME	ORGANIZAÇÃO	TÓPICO
/01/	09 Agosto 2012	Marcos Mello	CEEE GT	Arranjos de monitoramento e medições, frequência de calibração, consulta às partes interessadas locais, tecnologia, práticas de O&M.
/02/	09 Agosto 2012	Clovis Badaro	Lumina	Desenvolvimento do projeto
/03/	09 Agosto 2012	Ursula Vettori Moss	Lumina	Consulta às partes interessadas locais, tecnologia, práticas de O&M.

2.4 RELATÓRIO DAS QUESTÕES IDENTIFICADAS (§24 A §29)

Durante a validação da atividade de projeto, em que a PJRCES, Inc identificou questões que requeriam maior elaboração, pesquisa ou expansão de modo a determinar se a atividade de projeto de fato atendia os requerimentos relevantes do MDL, e se poderiam atingir reduções de emissão credíveis, a PJRCES, Inc garantiu que tais questões fossem adequadamente identificadas, formuladas, discutidas e concluídas no Relatório de Validação sob a forma de diferentes tipos de questões.

Uma solicitação de Esclarecimento (CL) é solicitada se a informação for insuficiente ou não clara o suficiente para determinar se os requerimentos aplicáveis do MDL foram atendidos.

Quando uma não conformidade se apresenta, o Assessor deve solicitar uma **Solicitação de Ação Corretiva (CAR)**. Uma CAR é emitida quando:

- I. Os participantes do projeto cometeram erros que influenciam a habilidade de a atividade de projeto atingir reduções de emissão reais, mensuráveis e adicionais;
- II. Os requerimentos do MDL não foram atendidos;
- III. Há risco de que as reduções de emissão não possam ser monitoradas ou calculadas.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

O processo de validação pode ser reduzido até que esta informação seja apresentada de modo a satisfazer a equipe de validação. O fracasso em endereçar uma CL pode resultar em uma CAR. Informações e esclarecimentos fornecidos como resultado de uma CL também podem resultar em uma CAR.

Ademais, uma **Solicitação de Ação Futura (FAR)** pode ser solicitada durante a validação para destacar questões referentes à implantação do projeto, que irão requerer uma revisão durante a primeira verificação da atividade de projeto. A FAR identificada, no entanto, não deve relacionar-se aos requerimentos do MDL para registro.

As solicitações de Ações Corretivas e Esclarecimentos são levantadas no rascunho do protocolo de validação e detalhadas na **Tabela 3 do Apêndice A**. Nesta tabela, os Participantes do Projeto têm a oportunidade de “concluir” CARs e responder a CLs e FARs.

O protocolo de validação serve aos seguintes fins:

- ↳ Organizar, detalhar e esclarecer os requerimentos que se espera que o projeto MDL atenda;
- ↳ Garantir um processo de validação transparente em que o validador documentará como um requerimento específico foi validado e o resultado da validação.

2.5 CONTROLE INTERNO DE QUALIDADE (§148-f)

Após a conclusão do processo de análise e da recomendação da equipe de validação, toda a documentação será encaminhada a um Revisor Técnico Independente. A tarefa do Revisor Técnico Independente é checar se todos os procedimentos foram seguidos e se todas as conclusões foram justificadas. O Revisor Técnico Independente poderá aceitar ou rejeitar a recomendação feita pela equipe de validação. Questões poderão ser levantadas nesta etapa e os PP deverão solucioná-las dentro do prazo acordado.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

3. COMENTÁRIOS DAS PARTES, PARTES INTERESSADAS & ONGs ACREDITADAS

De acordo com os subparágrafos 40 (b) e (c) das modalidades e procedimentos do MDL, o documento de concepção do projeto de uma atividade de projeto MDL proposta deverá ser disponibilizado publicamente e a EOD deverá convidar as Partes, partes interessadas e organizações não-governamentais acreditadas junto à CQNUMC para comentar sobre os requerimentos de validação e torna-los públicos. Este capítulo descreve o processo para este projeto.

3.1 CONSULTA GLOBAL ÀS PARTES INTERESSADAS (§37)

O Documento de Concepção do Projeto Versão 1 datada de 06 Junho 2012 para este projeto foi publicado no link <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/U3UUEKMPQ3IIU9S2A32XGNIYQEJG87/view.html> e permaneceu disponível para comentários de Partes, Partes Interessadas e ONGs Acreditadas por um período de 30 dias, desde 23 Junho 2012 até 22 Jul 2012.

3.2 COMPILAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS (§37)

Uma parte interessada submeteu comentários à EOD.

Os comentários se referiam principalmente à demonstração de adicionalidade.

3.3 DETALHES DAS AÇÕES TOMADAS EM CONSIDERAÇÃO AOS COMENTÁRIOS (§37)

Descrição de como a Equipe de Validação considerou os comentários recebidos.

Os comentários recebidos por Lasith abordam 13 questões. Todos os comentários foram respondidos pelos PP e enviados à equipe de validação, bem como foram incluídos no DCP versão 4. A equipe de validação avaliou inteiramente os comentários e respostas recebidos dos PP.

Comentários de Lasith	Resposta dos PPs	Análise da equipe de validação
1) A EOD deve garantir que os valores do DCP são consistentes e garantem que o projeto MDL é genuíno.	Todos os valores utilizados no DCP foram evidenciados com documentação técnica elaborada por terceiros.	O processo de validação destina-se a avaliar tais questões. O FVR resume o processo de validação incluindo evidências e referências com opiniões de validação da EOD.
2) A EOD deve checar o Relatório Detalhado do Projeto e o Estudo de Viabilidade que é submetido à outras agências e Bancos pelo dono do projeto e garantir que os valores são os mesmos que os apresentados no DPR/FR	Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma documentação apresentada à agências e bancos.	O processo de validação destina-se a avaliar tais questões. O FVR resume o processo de validação incluindo evidências e referências com opiniões de validação da EOD.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - vvsv03.0.0

submetido à EOD.		
3) Estudo cuidadoso de que o DPR/FR não tem versões diferentes e submetidas com diferentes fins para diferentes agências, o que é totalmente inaceitável, ilegal e antiético.	Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma documentação apresentada à agências e bancos.	Conforme reportado neste FVR a EOD avaliou de modo completo as evidências fornecidas pelos PPs e fornece suas conclusões neste FVR.
4) O dono do projeto deverá apresentar alguma carta do gerente do banco à EOD declarando que ambos os DPRs apresentados são os mesmos. Este tipo de carta não deverá ser aceita e entretida pela EOD como valor nominal, mas deverá ser verificada independentemente. Enquanto coletando o DPR/FR dos bancos e demais agências, todas as páginas do DPR/FR deverão ter assinatura dos bancos e demais agências para que o DPR/FR real entregue às outras partes pelo PP/Consultor seja o mesmo submetido à EOD.	Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma documentação apresentada à agências e bancos.	Conforme reportado neste FVR a EOD avaliou de modo completo as evidências fornecidas pelos PPs e fornece suas conclusões neste FVR.
5) Os valores do DPR/FR devem ser completamente comprovados. A EOD deve tomar uma prova assinada dos PP/Consultor sobre a lista de partes a quem este DPR/FR foi submetido e para quais fins. A EOD deverá verificar com todas as partes e confirmar que o mesmo DPR/FR foi apresentado à todas as partes corretamente, sem nenhuma alteração. A EOD não deverá aceitar quaisquer relatórios e documentos dos PP/Consultores. A EOD deverá realizar uma análise independente e utilizar partes totalmente diferentes sem informar os PP/Consultor para verificar os fatos.	Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma documentação apresentada à agências e bancos.	Conforme reportado neste FVR a EOD avaliou de modo completo as evidências fornecidas pelos PPs e fornece suas conclusões neste FVR.
6) A EOD deverá escrever à parte que preparou o DPR/FR	Toda a documentação apresentada como evidência à	Conforme reportado neste FVR a EOD avaliou de modo



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - VVSv03.0.0

que foi submetido aos bancos e demais agências e o mesmo deverá ser verificado com aquele submetido à EOD pelo PP/Consultor.	EOD é oficial e consiste na mesma documentação apresentada à agências e bancos.	completo as evidências fornecidas pelos PPs e fornece suas conclusões neste FVR.
7) A EOD não deverá entreter este projeto se for descoberto que o DPR/FR foi adulterado em algum momento. O PP não pode entregar versões diferentes do DPR/FR. Deve ser submetido apenas uma versão dada aos bancos e demais agências enquanto obtendo empréstimos e no período de tomada de decisão.	Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma documentação apresentada à agências e bancos.	Conforme reportado neste FVR a EOD avaliou de modo completo as evidências fornecidas pelos PPs e fornece suas conclusões neste FVR.
8) Os PP consideraram as receitas do MDL enquanto planejando o projeto? Sem o MDL o projeto não seria viável, certo? Este projeto tem um componente de dívida? Então como os bancos ou credores consideraram as receitas do MDL enquanto aceitando financiar o projeto? Se não, este projeto deverá ser rejeitado agora mesmo pela EOD terminando o contrato. Se sim, qual é a evidência? Qual a data do documento de evidência do Banco? Este documento foi impresso há pouco tempo ou há muito tempo? A EOD deverá verificar isto de modo independente. Se o documento foi disponibilizado pelo Banco deve-se verificar de todos os ângulos se este é genuíno, se a data não foi forjada ou alterada. Isto é normalmente feito, a EOD deve estar ciente disto, por favor. Por favor verificar que tipo de comunicação os PP tiveram neste período com o Banco, verificar os e-mails, recibos do correio e datas referidas nos recibos. Não acreditar em	Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma documentação apresentada à agências e bancos. A atividade de projeto não é viável sem o benefício do MDL conforme justificado e evidenciado na Seção B.5 do DCP. Como justificado nesta seção, a TIR do projeto é de 2,70%, muito menor do que o benchmark de 10,20%. Ademais, a análise de sensibilidade foi realizada para evidenciar que mesmo com variações nos valores financeiros do projeto, este ainda necessita do benefício do MDL. Conforme explicado nesta análise, seria necessária uma variação de pelo menos – 59,90% no investimento total do projeto, de +87,40% no preço da energia e +141,50% na energia gerada para que o projeto se tornasse viável. Todos estes cenários foram justificados na Seção B.5 e foi confirmado que tais variações	Conforme reportado neste FVR a EOD avaliou de modo completo as evidências fornecidas pelos PPs e fornece suas conclusões neste FVR. A análise de investimento e de sensibilidade foi avaliada de acordo com os padrões e diretrizes do VVS. A resposta dos PP pode ser confirmada. Para maiores detalhes, remeter ao Capítulo 4.6 deste relatório.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - VVSv03.0.0

recibos de serviços <i>courier</i> já que estes podem ser facilmente manipulados. Insistir em recibos do serviço postal público apenas. Se o projeto for totalmente realizado com recursos próprios, então qual a base dos PPs para investir totalmente com recursos próprios e considerar a receita do MDL? A EOD deverá verificar no mesmo detalhe e verificar os fatos. Há alguma evidência passada de que os PP já investiram ou não em retornos semelhantes ao do projeto? Evidências apropriadas deverão ser revisadas e encontradas pela EOD e a tomada de decisão sobre o projeto deverá se basear em fatos estabelecidos. Não solicitar documentos dos PP, a EOD deverá coletá-los de diferentes fontes para manter uma análise independente.	não são prováveis. Quanto aos custos de O&M do projeto, mesmo com uma variação de -100%, a TIR do projeto permaneceria abaixo do benchmark.	
9) Os equipamentos comprados para o projeto são de segunda mão ou de fontes estrangeiras mais baratas? Se sim, esta questão deverá ser avaliada pela EOD já que os recibos serão invariavelmente inflados e adulterados. Os custos totais do projeto mencionados pelos PP são serão os mesmos que os originais. Logo, não há adicionalidade. Estes fatos devem ser avaliados totalmente pela EOD verificando toda a documentação e transações financeiras em extratos bancários e contas certificadas por um analista financeiro aceitável.	Conforme explicado na Seção A.4.3 do DCP, a atividade de projeto compreende equipamentos nacionais e, portanto, não há transferência de tecnologia nem de conhecimento para o País Anfitrião para a aplicação do projeto.	Conforme reportado neste FVR a EOD avaliou de modo completo as evidências fornecidas pelos PPs e fornece suas conclusões neste FVR .
10) Na perspectiva da EOD,	Não aplicável.	Nenhum membro da equipe de

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - vvsv03.0.0

qual auditor fez marketing e desenvolveu os negócios para validar o projeto? Com quem ele ou ela estava coordenando com os PP ou comprador de RCEs? A mesma pessoa que fez marketing para conseguir o trabalho de validar ou participar de algum modo no processo de validação? Isto não é aceitável. É contra as regras e normas de acreditação que são seguidas há tempos. A EOD deverá enviar auditores de diferentes escritórios e países para realizar esta auditoria de validação. A EOD deverá tomar cuidado com a imparcialidade e regras de acreditação. Devido às metas estabelecidas pelos auditores gerentes da EOD e reuniões com clientes e promessas feitas de que o projeto será cuidado. Isto deve ser impedido. Nenhum auditor deve fazer marketing. Apenas a equipe não auditora pode fazer marketing. A EOD deve garantir o mesmo, por favor.		validação conforme listado no capítulo 1.3 deste relatório foi envolvido na aquisição deste projeto. O auditor líder é baseado na Alemanha e viajou para o Brasil para fins de validação apenas.
11) Apenas se aplicável: As máquinas e equipamentos são parte de uma atividade maior MDL previsto e desenvolvido anteriormente? A EOD deve verificar o mesmo por fontes independentes também. Como algumas atividades de projeto parte de outras não são adicionais e obtém opiniões negativas de validação da EOD, os PP esta realizando o mesmo projeto como individual, o que não é um projeto MDL de nenhuma maneira. A EOD deve verificar o mesmo em fontes independentes e elaborar uma declaração dos PPs de que nenhuma deturpação ou falso	Não aplicável.	O contrato entre os PP e a EOD incluem as questões levantadas por Lasith.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - VVSv03.0.0

testemunhos com relação a isto atrairiam ações legais estritas da CQNUMC e da EOD. Ademais, o projeto registrado deverá perder seu registro no caso de questões futuras contradizendo as submissões realizadas pelo dono do projeto.		
12) A EOD deve ser mais cuidadosa para que este seja um projeto MDL genuíno. Qual é o custo exato do projeto? O custo do projeto prevê o quê? Todo valor considerado deve ser validado com evidências. Os equipamentos são comprados de segunda mão ou novos de OEM? Em qualquer caso, a EOD deverá avaliar todas as cotações, propostas, ordens de compra, recibos, etc. A EOD deverá verificar com os bancos sob a forma escrita confirmando os valores transacionados, a quem o dinheiro é pago, quando ele é pago, o destinatário do pagamento é correto conforme as ordens de compra. Pode ocorrer que tais valores, nomes e datas sejam fabricados e deturpados neste projeto. A EOD deve terminar o contrato deste projeto imediatamente. Este é o único meio de proteger o valor do processo do MDL. Se os PPs estiverem comprando equipamentos de segunda mão ou segunda qualidade e inflando os valores das ordens de compra e recibos, isto deverá ser comprovado completamente e com os valores reais utilizados para o cálculo da adicionalidade. Só então terei certeza de que a adicionalidade não existe em	Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e são os mesmos apresentados às agências e bancos. Conforme explicado na Seção A.4.3 do DCP, a atividade de projeto prevê o uso de equipamentos nacionais e, logo, não há transferência de tecnologia ou conhecimento ao País Anfitrião para aplicação do projeto. Ademais, conforme justificado na Seção B.5, o investimento total do projeto é de R\$38.803.000,00 de acordo com o Orçamento Padrão da Eletrobrás, que foi disponibilizado à EOD.	A EOD avaliou completamente as evidências fornecidas pelos PPs e forneceram suas conclusões neste FVR.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - VVSv03.0.0

tal situação.		
13) Como o cenário de linha de base foi definido neste projeto? Este cenário foi definido hipoteticamente sem evidências e justificativas adequadas? Neste caso, a EOD não pode considerar o cenário de linha de base sugerido no DCP. Por favor, verifique que o projeto realmente tem reduções de emissão reais além das reais do cenário de linha de base. Pode ocorrer que este projeto não se qualifique para RCEs. A EOD não pode assumir valores como dadas pelos PPs. Quaisquer valores considerados no projeto e documentos incluindo o DPR real (não o preparado para o MDL, mas o dado aos bancos e outros), devem ser validados, verificados. Não peça aos PPs pelo DPR. Pergunte às partes que receberam o DPR pelos PPs. Adquira o documento diretamente do banco e outros com cada página do DPR e estudo de viabilidade assinadas. Tais documentos podem ser considerados reais. O processo MDL da CQNUMC não pode ser degradado pela fabricação e interpretação indevida do cenário de linha de base do projeto e sua adicionalidade.	Conforme justificado na Seção B.4, o cenário de linha de base do projeto foi definido com referência à metodologia aprovada ACM0002, versão 13.0.0 e como o projeto é uma adição de capacidade à uma planta/unidade existente e conectada à rede, o cenário de linha de base é o que segue: Na ausência da atividade de projeto MDL, a unidade existente continuaria a gerar e fornecer eletricidade à rede em níveis históricos, até o ponto no tempo em que a unidade de geração seria substituída ou repotenciada ($DATE_{BaselineRetrofit}$). Deste ponto em diante, assume-se que o cenário de linha de base seria a atividade de projeto, e nenhuma redução de emissão ocorreria nesta situação. Ademais, as reduções de emissão da atividade de projeto foram calculadas de acordo com a ACM0002 e foram completamente evidenciadas e justificadas na Seção B.6 do DCP. Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma apresentada à agências e bancos.	A EOD avaliou completamente as evidências fornecidas pelos PPs e forneceu suas conclusões neste FVR.

A equipe de validação considera que os PP consideraram devidamente os comentários recebidos durante o processo de validação.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

4. QUESTÕES DA VALIDAÇÃO

4.1 APROVAÇÃO (§38-§44) & CONTRIBUIÇÃO AO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL (§50-§52)

A Carta de Aprovação final (LoA) do País Anfitrião ainda não foi recebida (CAR 1), já que o processo de aprovação da AND Brasileira requer que a atividade de projeto tenha sido validada, pendendo somente a confirmação da LoA.

O pedido de registro desta atividade de projeto não será submetido até que a carta tenha sido recebida. Este é o procedimento padrão no Brasil. Após receber a opinião de validação da EOD, a AND Brasileira emite a LoA.

Opinião:

A LoA do País Anfitrião ainda não foi emitida. Quando da aprovação desta atividade de projeto e emissão da LoA pela AND Brasileira, a PJR CES irá confirmar se as Partes envolvidas no projeto atendem aos critérios de participação no MDL e se a AND do País Anfitrião confirmou que o projeto o auxilia a alcançar os critérios de desenvolvimento sustentável.

4.2 AUTORIZAÇÃO (§39-§49)

O País Anfitrião deste projeto é o Brasil, que ratificou o Protocolo de Quioto em 23 Agosto 2002. Isto foi verificado pelo site da CQNUMC <http://maindb.unfccc.int/public/country.pl?country=IN>. Os participantes do projeto listados na seção A.4 e Apêndice 1 do DCP /72/ são a CEEE-GT (Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica) e a Lumina Engenharia e Consultoria Ltda. A LoA a ser emitida pela AND Brasileira deverá aprovar a participação da CEEE-GT e da Lumina Engenharia e Consultoria Ltda. e, portanto, os participantes do projeto são autorizados pela Parte do Protocolo de Quioto. Uma vez emitida, a PRJCES irá verificar se a LoA da AND Brasileira aprova a participação da CEEE-GT e da Lumina Engenharia e Consultoria Ltda., e, portanto, se os participantes de projeto são autorizados pela Parte do Protocolo de Quioto.

Nenhum País do Anexo I foi identificado no DCP /72/ e, portanto, nenhuma outra Carta de Aprovação foi disponibilizada. É importante ressaltar que o EB MDL concordou que o registro de uma atividade de projeto MDL pode ocorrer sem o envolvimento de um País do Anexo I no registro do projeto. É importante ressaltar também que antes que as RCEs possam ser transferidas para um País do Anexo I, a Carta de Aprovação deste País do Anexo I deverá ser submetida.

Opinião:

Na opinião da equipe de validação, há dois participantes de projeto na seção A.4 e Apêndice 1 do DCP /72/ e sua participação deverá ser aprovada pela AND do Brasil, que é uma Parte do Protocolo de Quioto. A participação foi confirmada com base na Carta de Aprovação emitida pela AND do País Anfitrião conforme referenciado na seção 4.1 acima.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

4.3 MODALIDADES DE COMUNICAÇÕES (§53-§61)

4.3.1 DECLARAÇÃO DAS MODALIDADES DE COMUNICAÇÕES (§59-§61)

Os participantes do projeto listados na seção A.4 e Apêndice 1 do DCP /72/ são a CEEE-GT e Lumina Engenharia e Consultoria Ltda. O MoC /32/ fornecido pelos PP foi completamente verificado conforme o título do projeto e informações mencionadas no Apêndice 1 e foi considerado consistente.

A equipe de validação avaliou a identidade corporativa dos participantes do projeto, ponto focal, incluindo as assinaturas e status de emprego dos signatários autorizados conforme listado na declaração MoC verificando diretamente as evidências que seguem:

- A identidade do pessoal autorizado do ponto focal dos PPs foi verificada pela procuração registrada em cartório que aponta o Sr. Marcos Mello e o Sr. Sergio Augusto Weigert Ennes como pontos focais das comunicações do MDL da CEEE-GT (Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica) e Lumina Engenharia e Consultoria Ltda. respectivamente. Esta informação, bem como a assinatura do Membro do Conselho, foi conferida posteriormente com o contrato assinado entre a Lumina Engenharia e Consultoria Ltda. e a PJRCES para realizar os serviços de validação MDL /44/ e com a Declaração CEEE-GT /33/ datada de 19 Outubro 2011 e com a Procuração da Lumina /34/ datada de 13 Julho 2007.

Os PP também utilizaram o ultimo F-MDL-MOC, versão 2.1 e as informações fornecidas no F-MDL-MOC e seu anexo 1 são completas e precisas. A PJRCES também verificou a consistência das informações entre o DCP /72/, a Carta de Aprovação (LoA) /46/ e as Modalidades de Comunicação (MoC) /32/.

Opinião:

Na opinião da equipe de validação, há apenas dois participantes do projeto na seção A.4 e Apêndice 1 do DCP /72/ e do MoC /32/ fornecido pelos PPs que foram devidamente verificados contra o título do projeto e as informações mencionadas na versão final do DCP /72/ e que foram considerados consistentes. Ademais, foi confirmado que a assinatura oficial e a submissão do MoC é autorizado pelos PP e atende aos requerimentos estipulados pelas Modalidades de Comunicação nos §53-§61 do VVSv03.0.

4.4 DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (§62-§63) & DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DE PROJETO (§64-§69)

A atividade de projeto MDL proposta é uma usina hidrelétrica que envolve uma adição de capacidade de 9,6 MW a uma capacidade já existente de 4,80 MW, resultando em uma capacidade instalada total de 14,4 MW. A capacidade instalada atual foi verificada de acordo com a placa do gerador^{/13/} conforme testemunhado pessoalmente durante a visita ao local pela equipe de avaliação. A adição de capacidade recebeu a licença de instalação datada em 12 Julho 2011^{/19/}.

A atividade de projeto proposta MDL localiza-se no município de Tio Hugo, Estado do Rio Grande do Sul no Brasil sob as coordenadas geográficas latitude 28°33'21" S e longitude 52°32'44" O; e latitude 28°33'33" S e longitude 52°32'57" O, que foram verificadas pela PJRCES no Google Earth e testemunhadas fisicamente durante a visita ao local pela equipe de avaliação.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

De acordo com o Projeto Básico^{/10/} a subestação da PCH Ernestina terá um transformador (4,1/44 kV – 6 MVA) substituído por um novo de 4,1/44-69 kV – 15 MVA já que a atividade de projeto irá incluir três novos conjuntos turbogeradores que irão adicionar 10,65 MVA (3 x 3,55 MVA) à energia atual, resultando em um total de 14,35 MVA.

A eletricidade gerada será fornecida à rede pelo participante do projeto CEEE, que é uma empresa de economia mista pertencente ao Grupo CEEE, uma concessionária de serviço público de toda a distribuição de eletricidade na região sudeste do Estado do Rio Grande do Sul.

O projeto consiste em uma atividade de projeto de adição de capacidade, que foi testemunhado durante a visita ao local e também pelo Projeto Básico^{/10/}. A atividade de projeto irá deslocar as emissões de GEE geradas pelo mix de geração atual no sistema interligado de eletricidade SIN, que é o Sistema Interligado Nacional, e na ausência do projeto a mesma quantidade de eletricidade seria obtida dele.

Parâmetro Técnico	Valor
Turbina	
Tipo	Francis, eixo horizontal
Número de unidades	3
Capacidade instalada	3,30 MW
Rotação	400 rpm
Queda de referência	30 m
Vazão unitária nominal	13,33 m³/s
Eficiência	91,10%
Gerador	
Número de unidades	3
Unidade de potência nominal	3,55 MVA
Rotação síncrona	400 rpm
Tensão nominal	4,10 kV
Fator de potência	0,9
Eficiência Média	96,90%

Com base na discussão acima, a precisão e completude da descrição da atividade de projeto foram verificadas e consideradas precisas.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

Opinião:

Na opinião da equipe de validação, o DCP final^{/72/} atende os formulários e diretrizes relevantes. Ademais, foi confirmado que a descrição da atividade de projeto contida no DCP final^{/72/} é consistente e foi validada pela carta de permissão^{/19/} e pelo Projeto Básico^{/10/} que foram considerados precisos e completos.

4.5 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA SELECIONADA DE LINHA DE BASE & MONITORAMENTO (§70-§100)

4.5.1 APLICABILIDADE DA METODOLOGIA SELECIONADA DE LINHA DE BASE & MONITORAMENTO (§70-§79)

As condições de aplicabilidade da metodologia selecionada ACM0002 versão 13.0.0 são ilustradas abaixo:

Aplicabilidade da metodologia selecionada ACM0002 versão 13.0.0		
Sl. Nº	Condição de aplicabilidade	Análise da equipe de validação
01	Esta metodologia é aplicável a unidades geradoras de eletricidade conectadas à rede a partir de fontes renováveis.	O projeto gera eletricidade a partir da hidroeletricidade e a fornece à rede. Logo, esta condição é atendida.
02	A atividade de projeto é a instalação, adição de capacidade, repotenciação ou substituição de uma planta/unidade de um dos seguintes tipos: hidrelétrica (com reservatório fio-d'água ou reservatório de acumulação), eólica, geotermal, solar, de ondas ou marés.	O projeto consiste na adição de capacidade de uma hidrelétrica com reservatório de acumulação. Logo, a condição é atendida.
03	No caso de adições de capacidade, repotenciações ou substituições (exceto para adições de capacidade em eólicas e solares): a usina existente iniciou sua operação comercial antes do início de um período de referência histórico de pelo menos cinco anos, utilizado para o cálculo das emissões de linha de base definidas na seção de emissão de linha de base, e nenhuma expansão de capacidade ou repotenciação da usina foi feita entre o início deste período mínimo histórico e a implantação da atividade de projeto.	A usina iniciou sua operação em 1957. Desde então, nenhuma adição de capacidade foi realizada. Logo, a condição é atendida.
04	No caso de usinas hidrelétricas, uma das condições abaixo deve se aplicar: ○ A atividade de projeto é implantada em um reservatório existente, com nenhuma modificação em seu volume; ou ○ A atividade de projeto é implantada em um reservatório existente, com aumento em seu volume e a densidade de potência do projeto, conforme definido na seção das	O projeto será implantado em um reservatório existente, sem modificações em seu volume. Logo, uma das condições é atendida conforme requerido pela metodologia.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - VVSv03.0.0

	emissões do projeto, é maior do que 4 W/m²; ou ○ A atividade de projeto resulta em um novo reservatório e a densidade de potência da planta, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que 4 W/m².	
05	No caso de usinas hidrelétricas que utilizam múltiplos reservatórios em que a densidade de potência de algum destes reservatórios é menor do que 4 W/m², todas as condições abaixo dever se aplicar: • A densidade de potência calculada para toda a atividade de projeto utilizando a equação 5 deve ser maior do que 4 W/m²; • Múltiplos reservatórios e hidrelétricas localizadas no mesmo curso d'água e que são projetadas para funcionar juntas como um projeto integrado que coletivamente constituem uma capacidade de geração da usina combinada; • A vazão de água entre os múltiplos reservatórios não é utilizada por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não é parte da atividade de projeto; • A capacidade instalada total das unidades, que são operadas com água dos reservatórios com densidade de potência menor do que 4 W/m², é menor do que 15 MW; • A capacidade instalada total das unidades, que são operadas com água dos reservatórios com densidade menor do que 4 W/m², é menor do que 10% da capacidade instalada total da atividade de projeto de múltiplos reservatórios.	O projeto faz uso de apenas um reservatório. Logo, esta condição não é aplicável.
06	A metodologia não é aplicável nos seguintes casos: • Usinas de biomassa;	O projeto consiste em uma usina hidrelétrica. Logo, a condição é atendida.
07	A metodologia não é aplicável nos seguintes casos: • As atividades de projeto que envolvem alteração de combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia no local da atividade de projeto, já que neste caso o cenário de linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;	O projeto não considera a troca de combustível no local já que no local há apenas uma hidrelétrica disponível para geração de eletricidade. Logo, a condição é atendida.
08	Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 02.2.1. Esta ferramenta metodológica determina que as emissões de CO₂ do fator de	A atividade de projeto proposta é a instalação de uma hidrelétrica que fornece eletricidade à rede nacional – SIN. A estimativa da margem de operação, margem de construção e margem

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

	emissão para o deslocamento da eletricidade gerada pelas usinas do sistema elétrico, pelo cálculo da margem combinada do fator de emissão (CM) do sistema elétrico.	combinada foi calculada aplicando as etapas da ferramenta.
09	No caso de projetos MDL a ferramenta não é aplicável se o sistema de eletricidade do projeto localizar-se parcialmente ou totalmente em um país do Anexo I.	A rede é limitada à região sul do Brasil. Logo, a condição é atendida.
10	No caso de repotenciações, substituições ou adições de capacidade, esta metodologia só aplicável se o cenário de linha de base mais plausível, como resultado da identificação do cenário de linha de base, é a “continuação da situação atual, i.e. continuar a utilizar o equipamento da unidade de geração de energia que já está em uso antes da implantação do projeto e mantendo a mesma manutenção”.	Esta condição é atendida conforme justificado na seção B.4 do DCP.

Opinião:

Foi concluído pela equipe de avaliação que as condições de aplicabilidade relevantes no contexto da atividade de projeto estão devidamente incluídas no DCP e foram validadas criticamente. A escolha da metodologia selecionada ACM0002 versão 13.0.0 é justificada e a metodologia aplicada foi identificada como a mais apropriada ao contexto da atividade de projeto MDL proposta. A versão utilizada pelos PPs é válida até esta data.

4.5.2 DESVIOS E ESCLARECIMENTOS DA METODOLOGIA APROVADA (§78-§81)

A. DESVIOS DE UMA METODOLOGIA APROVADA (§78-§80)

Não aplicável.

Opinião:

Conforme confirmado na seção 4.5.1 acima, a atividade de projeto proposta atende todas as condições de aplicabilidade da metodologia aplicada e nenhum desvio foi proposto pelos PPs ou identificado pela equipe de validação.

B. ESCLARECIMENTOS DA APLICABILIDADE DA METODOLOGIA APROVADA (§81)

Não aplicável.

Opinião:

Conforme confirmado na seção 4.5.1 acima, a atividade de projeto atende todas as condições de aplicabilidade da metodologia aplicada e nenhuma solicitação de esclarecimento foi necessária.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – vvsv03.0.0

4.5.3 FRONTEIRA DO PROJETO (§82-§87)

De acordo com as diretrizes mencionadas na metodologia consolidada aprovada ACM0002 versão 13.0.0, a fronteira do projeto é definida como:

“O espaço da fronteira do projeto inclui a usina elétrica do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema da rede elétrica que a usina do projeto MDL é conectada”.

A atividade de projeto MDL proposta é conectada à rede elétrica nacional do Brasil. Logo, a extensão da fronteira do projeto é claramente definida já que o local do projeto e o Sistema Interligado Nacional (SIN) compreendem todas as usinas conectadas fisicamente a esta rede. As fronteiras do sistema do projeto são claramente definidas pelo SIN, que está de acordo com a delimitação da fronteira da rede conforme disposto pela AND Brasileira /39/. As fontes de emissão incluídas no DCP são consistentes com a metodologia aplicada no contexto da atividade de projeto. As emissões de CO₂ no cenário de linha de base estão incluídas e nenhum GEE é incluído nas emissões da atividade de projeto. A seleção das fontes de emissão é correta no contexto da atividade de projeto e justificado.

Opinião:

Não há emissões de GEE ocorrendo dentro da fronteira da atividade de projeto como resultado da implantação da atividade de projeto proposto (já que a atividade de projeto envolve a instalação de uma atividade de projeto, que irá aproveitar energia renovável para gerar energia). Foi confirmado que tais emissões, se alguma, não contribuiriam com mais de 1% da média anual esperada de reduções de emissão.

A fronteira do projeto incluída no DCP foi revisada durante a visita ao local e considerada consistente. A fronteira identificada e as fontes e gases selecionados foram justificados para a atividade de projeto MDL proposta.

4.5.4 IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DO CENÁRIO DE LINHA DE BASE (§88-§95)

A seleção da linha de base conforme requerido pela metodologia aplicada ACM0002 versão 13.0.0 no contexto da atividade de projeto MDL proposta é descrita abaixo.

De acordo com a metodologia aplicada se a atividade se o projeto consiste na adição de capacidade a uma planta/unidade renovável conectada à rede já existente, então o cenário de linha de base é o que segue:

Na ausência da atividade de projeto MDL, a unidade existente continuaria a fornecer eletricidade à rede em níveis históricos, até o ponto no tempo em que a unidade de geração seria substituída ou repotenciada ($DATE_{BaselineRetrofit}$). Deste ponto em diante, o cenário de linha de base corresponde à atividade de projeto, e nenhuma redução de emissões ocorreriam.

Foi estabelecido com base nas licenças /06/-/09/ que a atividade de projeto é conectada à rede brasileira e que, portanto, a eletricidade entregue à rede seria de outra maneira gerada pela operação da unidade existente até quando esta fosse substituída. Os PPs estimaram e descreveram a estimativa no DCP. O revisor técnico especialista da PJRCES considerou a estimativa correta e precisa. A estimativa teve como base a literatura técnica /73/ /74/ elaborada

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

pela Agência Internacional de Energia (IEA)¹ referente à usinas hidrelétricas. De acordo com a estimativa, o ano em que os equipamentos deveriam ser substituídos na ausência da atividade de projeto é o ano de 2035.

A seleção de cenários de linha de base que não são relevantes à atividade de projeto MDL proposta não são discutidos aqui viz., novas plantas/unidades de energia renovável conectadas à rede e repotenciação ou substituição de plantas/unidades de energia renovável conectadas à rede já existentes. Já foi mencionado anteriormente que estas situações não são consideradas relevantes no contexto da atividade de projeto MDL proposta.

Foi confirmado que os dados disponíveis para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico de acordo com os fatores de emissão de CO₂ para a geração de eletricidade no Brasil^{1/35/}, que são os mais recentes à época da publicação do DCP para consulta global às partes interessadas. A base de dados é a publicação oficial pelo Ministério de Ciência e Tecnologia do fator de emissão para o sistema elétrico do país anfitrião e, portanto, é considerado aceitável.

Opinião:

É de opinião da equipe de validação, e confirmado, que:

- Todas as premissas e dados utilizados pelos participantes do projeto estão listados no DCP, inclusive suas referências e fontes;
- Toda a documentação utilizada é relevante para estabelecer o cenário de linha de base e é corretamente citada e interpretada no DCP;
- As premissas e dados utilizados para a identificação do cenário de linha são devidamente justificados, evidenciados e, logo, são considerados razoáveis;
- Circunstâncias e políticas nacionais e/ou setoriais relevantes foram consideradas e listadas no DCP;
- A metodologia aprovada de linha de base foi corretamente aplicada para identificar o cenário de linha de base mais plausível e o cenário identificado representa razoavelmente o que ocorreria na ausência da atividade de projeto proposta.

4.5.5 ALGORÍTIMOS E/OU FÓRMULAS UTILIZADAS PARA DETERMINAR AS REDUÇÕES DE EMISSÃO (§96-§100)

As reduções de emissão (ER_y) da atividade de projeto durante o período de crédito correspondem à diferença entre as emissões de linha de base (BE_y), de projeto (PE_y) e de fuga (L_y) como segue:

a) Emissões de linha de base: Emissões de linha de base (BE_y em tCO₂) são o produto do fator de emissão da rede (EF_{grid,CM,y} em tCO₂/MWh) pela eletricidade que é produzida e entregue à rede como resultado da implantação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/ano).

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

Em que:

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO₂/ano)

EG_{PJ,y} = Quantidade de eletricidade líquida gerada que é produzida e entregue à rede como resultado da implantação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/ano)

EF_{grid,CM,y} = Margem combinada do fator de emissão de CO₂ no ano y (tCO₂/MWh)

¹ <http://www.iea.org/>

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

Dado que a atividade de projeto é a instalação de uma nova planta hidrelétrica conectada à rede em um local em que nenhuma planta renovável foi operada antes da implantação da atividade de projeto, de acordo com a ACM0002, versão 13.0.0:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} - (EG_{historical} + \sigma_{historical}); \text{ until } DATE_{BaselineRetrofit}$$

E;

$$EG_{PJ,y} = 0; \text{ em/após } DATE_{BaselineRetrofit}$$

Em que:

$EG_{facility,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada e fornecida pelo projeto à rede no ano y (MWh/ano)

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada que é produzida e entregue à rede como resultado da implantação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh)

$EG_{facility,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada e fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano y (MWh)

$EG_{historical}$ = Média histórica anual da geração líquida de eletricidade entregue à rede pela usina existente de energia renovável que era operada no local do projeto antes da implantação da atividade de projeto (MWh)

$\sigma_{historical}$ = Desvio padrão da media histórica anual da geração líquida de eletricidade entregue à rede pela usina existente de energia renovável que era operada no local do projeto antes da implantação da atividade de projeto (MWh)

$DATE_{BaselineRetrofit}$ = Ponto no tempo em que os equipamentos existentes necessitariam ser substituídos na ausência da atividade de projeto (data)

$EG_{historical}$ = Média histórica anual da geração líquida de eletricidade entregue à rede pela usina existente de energia renovável que era operada no local do projeto antes da implantação da atividade de projeto (MWh)

Para a determinação de $EG_{historical}$, os PPs selecionaram os cinco últimos anos do calendário anteriores à implantação da atividade de projeto.

Determinação de $EF_{grid,CM,y}$

A atividade de projeto é conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Pela Resolução nº 8 /39/ da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), a AND Brasileira, o sistema elétrico corresponde ao Sistema Interligado Nacional (SIN), para fins do MDL. Ele cobre todas as cinco macro regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste).

A AND Brasileira provê /47/ anualmente informações atualizadas sobre as margens de operação e construção do fator de emissão, que são calculados de acordo com a “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico”, considerando apenas usinas conectadas à rede (opção I da Etapa 1). Quanto à margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$), esta é calculada de acordo com a análise de dados despachados OM da Opção (c) da Etapa 3 e, portanto, deverá ser determinada ex post.

Com relação à margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$), os PPs escolheram a Opção 1 da ferramenta /3/, determinando o BM ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis à época da submissão do DCP para validação (ano base 2011) com informações disponibilizadas pela AND Brasileira /38/.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - vvs03.0.0

Para o primeiro período de obtenção de créditos, o fator de emissão da rede deverá ser atualizado anualmente ou determinado *ex post* como uma margem combinada, que consiste em uma média ponderada da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) e pela margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$) de acordo com a seguinte equação:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} * w_{OM} + EF_{grid,BM,y} * w_{BM}$$

Em que:

$EF_{grid,BM,y}$ = Margem de construção do fator de emissão CO₂ no ano y (tCO₂/MWh)

$EF_{grid,OM,y}$ = Margem de operação do fator de emissão CO₂ no ano y (tCO₂/MWh)

w_{OM} = Peso da margem de operação do fator de emissão (%)

w_{BM} = Peso da margem de construção do fator de emissão (%)

De acordo com a ferramenta /3/, para usinas hidrelétricas $w_{OM} = 0,5$ e deverá ser utilizado este valor para obter $EF_{grid,BM,y}$. A AND Brasileira fornece em seu site os valores para 2011: $EF_{grid,OM,y} = 0,2919$ e $EF_{grid,BM,y} = 0,1056$.

Logo, $EF_{grid,CM,y}$ resultou em 0,1987 tCO₂e/MWh.

A PJRCES confirma que o DCP que foi submetido à consulta global das partes interessadas em 02 Junho 2012 e os dados utilizados para o cálculo do fator de emissão são os mais recentes disponíveis à época do início da validação. Os dados utilizados para o cálculo do Fator de Emissão /40/ estão de acordo com os dados publicados pela CIMGC em 2011 /47/.

b) Emissões do projeto: a ACM0002 versão 13.0.0 estabelece que as emissões do projeto para hidrelétricas são consideradas apenas para $PE_{HP,y}$ (emissões de projeto dos reservatórios d'água das usinas hidrelétricas no ano y). Como a adição de capacidade não envolve qualquer alteração no reservatório existente, não há emissões de projeto consideradas /10/.

Em suma, PE_y da atividade de projeto é igual a 0 tCO₂/ano.

c) Fugas: conforme os requerimentos da metodologia de linha de base aplicada, nenhum vazamento necessita ser considerado para a atividade de projeto.

Com base no fator de emissão mencionado acima e na geração líquida de eletricidade de aproximadamente 45.552 MWh, as reduções de emissão estimadas são calculadas como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

$$PE_y = 0 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

$$LE_y = 0 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

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

$$BE_y = 45,255 \text{ MWh} * 0,1987 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 8,992 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$$

$$ER_y = 8,992 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$$

Opinião:

É de opinião da equipe de validação, e confirmado, que:

- Todas as premissas e dados utilizados pelos participantes do projeto estão listados no DCP, inclusive suas referências e fontes;

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

- b. Toda a documentação utilizada é relevante para estabelecer o cenário de linha de base e é corretamente citada e interpretada no DCP;
- c. Os dados utilizados no DCP são considerados razoáveis no contexto da atividade de projeto proposta;
- d. A metodologia de linha de base e ferramentas correspondentes foram corretamente aplicadas para identificar calcular as emissões de projeto, de linha de base, de vazamento e reduções de emissão;
- e. Todas as premissas das emissões de linha de base podem ser replicadas utilizando os dados e parâmetros fornecidos o DCP.

4.6 ADICIONALIDADE (§101-§104)

A adicionalidade da atividade de projeto MDL proposta foi demonstrada conforme a “Ferramenta para demonstração e análise da adicionalidade” (versão 7.0.0) conforme requerido pela metodologia aplicada ACM0002 versão 13.0.0.

4.6.1 CONSIDERAÇÃO PRÉVIA DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO (§105-§112)

A data de início da atividade de projeto é 01 Março 2014, que corresponde à primeira ação real para a atividade de projeto e foi confirmada pelo cronograma de trabalho do projeto /41/. Na opinião da equipe de avaliação, a data de início é apropriada considerando que confirma que os participantes do projeto irão assinar o contrato EPC que é um grande comprometimento com despesas referentes à implantação da atividade de projeto, de acordo com a definição contida no glossário de termos (http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/glos_CDM.pdf).

Um resumo das evidências (de acordo com o parágrafo 6(b) do EB62 Anexo 13) desta data é mencionado abaixo:

Data	Evidência Documentada	Intervalo entre evidências documentadas anteriores	Observações de Validação
10 Novembro 2011	Comunicação com a AND Brasileira	NA	A comunicação pode ser verificada em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/57965/Atividades_de_Projetos_MDL_submetidos_a_Comissao_Interministerial_no_ambito_do_Mecanismo_de_Developmento_Limpo.html
06 Fevereiro 2012	Comunicação EB/MDL	< 3 meses	A comunicação pode ser verificada em: http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - vvsv03.0.0

07 Fevereiro 2012	Recibos da comunicação EB/MDL	< 1 mês	A comunicação pode ser verificada em: http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html
21 Maio 2012	Contrato de serviços de validação entre Lumina e PJRCES	< 16 meses	O contrato de serviços de validação entre a Lumina e a PJRCES foi assinado em 21 Maio 2012 /44/
01 Março 2014	Data de início da atividade de projeto	< 22 meses	A data define a implantação da atividade de projeto e é incluída como o primeiro evento real.

Opinião:

É de opinião da equipe de validação que a data de início do projeto é validada como 01 Março 2014 com base no cronograma de trabalho do projeto /41/.

Uma revisão das evidências mostra um intervalo entre as atividades e eventos realizados pelos PPs de menos de 2 anos. A PJRCES concluiu, portanto, que o MDL foi seriamente considerado na decisão para proceder com a atividade de projeto, e que ações contínuas e reais foram tomadas para garantir o status MDL à atividade de projeto.

É de opinião da equipe de validação que a atividade de projeto MDL proposta é identificada como uma atividade de projeto existente, o que cumpre com os requerimentos aplicáveis conforme definido na última versão (EB62 Anexo 13) das "Diretrizes para demonstração e análise da consideração prévia do MDL".

4.6.2 ETAPA 01: IDENTIFICAÇÃO DE ALTERNATIVAS (§113-§116)

A identificação da linha de base de acordo com a metodologia aplicada, no contexto da atividade de projeto de adição de capacidade, é:

Se a atividade de projeto consiste em uma adição de capacidade à uma planta/unidade de energia renovável conectada à rede, o cenário de linha de base é o que segue:

Na ausência da atividade de projeto MDL, a unidade existente continuaria fornecendo eletricidade à rede em níveis históricos, até o ponto no tempo em que a unidade de geração teria de ser substituída ou repotenciada ($DATE_{BaselineRetrofi}$). Deste ponto em diante, o cenário de linha de base é assumido como a atividade de projeto, e nenhuma redução de emissão ocorreria.

Os participantes de projeto identificaram e discutiram as alternativas do projeto MDL proposto no DCP, como segue:

Alternativa 1: a atividade de projeto realizada sem ser uma atividade de projeto MDL. Esta alternativa é realista e credível se a atividade de projeto é financeiramente viável já que o projeto envolve a geração de eletricidade por fonte renovável. No entanto, o projeto inclui informações na seção B.5 do DCP de que ele não é financeiramente viável.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

Alternativa 2: Continuação da situação atual, i.e. sem a atividade de projeto e a quantidade equivalente de energia seria produzida pelo projeto na rede elétrica. A eletricidade continuaria sendo gerada pelos geradores presentes que operam na rede. Para utilizar toda energia do equipamento de geração já utilizado antes da implantação da atividade de projeto e mantendo a manutenção usual. A geração adicional de energia sob o projeto seria gerada na usina existente no sistema elétrico. Esta alternativa é realista e credível, mas não materializável, o que significa que a energia seria gerada na rede e as emissões ocorreriam associadas às plantas conectadas à rede.

As alternativas acima são consistentes com as leis e regulações atuais do Brasil e não há nenhum requerimento legal e/ou regulatório que previne as alternativas acima de ocorrerem. Isto foi validado pela discussão com o proponente do projeto e também pelo conhecimento das leis e regulamentos locais.

Opinião:

Na opinião da equipe de validação, a lista de alternativas que inclui a atividade de projeto proposta sem ser registrada como uma atividade de projeto proposta, conforme identificado no DCP, cumpre com as leis e regulamentos atuais aplicáveis é considerado credível e completo.

4.6.3 ETAPA 02: ANÁLISE DE INVESTIMENTO (§117-§123)

Os PPs escolheram uma análise financeira para demonstrar a adicionalidade da atividade de projeto. Segundo a Sub-etapa 2a. da “Ferramenta para demonstração e análise da adicionalidade”, versão 07.0.0 /2/ um método apropriado para a análise financeira deverá ser determinado. A ferramenta prevê três opções:

- Opção I: análise simples de custo
- Opção II: análise de comparação financeira
- Opção III: análise benchmark

Já que o projeto proposto gera benefícios financeiros e econômicos além do MDL pela venda de eletricidade, e considerando também que o cenário de linha de base não envolve um investimento para os participantes de projeto, uma análise benchmark é justificada para conduzir a análise financeira.

A. ANÁLISE BENCHMARK

O indicador econômico e financeiro do projeto é a taxa interna de retorno (TIR) calculada após aplicação de impostos no modelo financeiro do projeto, que foi utilizada para efeito de comparação com o benchmark do setor energético no Brasil.

O benchmark foi calculado aplicando o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) /75/ para o setor de geração de energia. Como o investimento em geração de eletricidade a ser despachada para a rede do SIN, a CEEE-GT é o único desenvolvedor possível do projeto, uma empresa estatal que é dona da usina hidrelétrica, e a Lumina é a desenvolvedora do DCP conforme contratos /5/ /45/. Logo, os PPs escolheram um benchmark interno à companhia como CMPC como aplicável de acordo com a ferramenta como segue: *benchmark/retornos esperados internos de companhias (incluindo aqueles usados como o retorno esperado sobre o capital próprio no cálculo do custo médio ponderado de capital – CMPC), deve ser aplicado apenas nos casos em que há apenas um possível desenvolvedor do projeto e deve ser demonstrado que o mesmo foi utilizado em projetos*

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

semelhantes com riscos semelhantes, desenvolvidos pela mesma companhia ou, se a companhia é nova, devem ter sido utilizados por projetos semelhantes no mesmo setor do país/região.

O cálculo do benchmark considerou o custo da dívida e o custo do capital próprio para um típico investidor no setor da atividade de projeto e foi aplicado no fluxo de caixa do projeto como uma taxa de desconto quando comparado ao valor da Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto (de acordo com o parágrafo 12, Anexo 5, EB62) /48/. O CMPC considera um risco projetado de investir em recursos de um setor específico ou indústria de um país específico e, portanto, foi considerado adequado.

Foi ademais confirmado que o cálculo do CMPC teve como base os parâmetros padrão no mercado, considerando características específicas do tipo de projeto (setor elétrico brasileiro), e não está associado a nenhuma expectativa subjetiva de lucros ou perfil de risco do PP.

Já que a data de tomada de decisão do investimento é 01 Março 2011 (quando o contrato entre a Lumina e a CEEE-GT teve início), o benchmark foi calculado com base nos dados mais recentes disponíveis à época da tomada de decisão.

O CMPC de 10,20% foi calculado pela fórmula abaixo:

$$\text{CMPC} = k_e \cdot r_e + k_d \cdot r_d \cdot (1 - T)$$

Em que:

CMPC	Custo Médio Ponderado de Capital
k_e	Peso do custo do capital próprio
r_e	Custo do capital próprio
k_d	Peso da dívida
r_d	Custo da dívida (juros cobrados pelos credores)
T	Impostos incidentes sobre o projeto (impostos referentes à renda)

Rd é o custo da dívida observado no mercado referente à atividade de projeto, e que já considera benefícios fiscais de débitos contratantes. Rd foi calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$rd = (a + b + c)$$

Em que:

rd: Custo da dívida

a: Custos financeiros

b: Taxa BNDES

c: Taxa de risco de crédito

Os valores validados de entrada utilizados para determinar o custo da dívida são apresentados e justificados na tabela abaixo:

Parâmetro	Valor	Justificativa / Meios de Validação
a- Custo financeiro	6,60%	Corresponde a uma média de seis anos (da Taxa de Juros de Longo Prazo) dada pelo BNDES. A média de seis anos adotada para calcular o TJLP objetiva refletir

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

		uma média conservadora de taxa de juros de longo prazo, considerando que apresenta uma grande variação ao longo dos anos. A equipe de validação confirmou que o cálculo para o custo financeiro de uma média de 5 anos (de 2006 a 2011) no fluxo de caixa da PCH Ernestina /75/ está correto e é aplicável à época da tomada de decisão do investimento e foi verificada contra os valores fornecidos trimestralmente no site do BNDES /76/. Logo, a PJRCES considera o cálculo do benchmark como conservador e adequado no contexto da atividade de projeto.
b- Taxa BNDES	0,90%	A equipe de validação confirmou o valor fornecido no fluxo de caixa da PCH Ernestina /75/ com a taxa do BNDES aplicada para projetos de geração de energia com combustíveis não fósseis, revisando o site do BNDES /76/. O valor é válido à época da tomada de decisão. Logo, a PJRCES considera o cálculo do benchmark como conservador e adequado no contexto da atividade de projeto.
c- Taxa de risco de crédito	1,785%	A equipe de validação confirmou no site do BNDES /76/ que o valor da taxa de risco de crédito aplicada para projetos de geração de energia com combustíveis não fósseis varia entre 0% e 3,57% e, portanto, os PPs utilizaram o seu valor médio (1,785%). A equipe da PJRCES considerou que a taxa de risco de crédito de 1,785% é conservadora e adequada para o cálculo do benchmark no contexto da atividade de projeto.

$$rd = 6,60\% + 0,90\% + 1,785\%$$

$$rd = 9,29\%$$

O custo do capital próprio (Re) utilizado o CAPM é definido como segue:

$$Re = Rf + \beta \times (Rm - Rf)$$

Em que:

Rf: Taxa livre de risco;

β : Risco de investimento comparado com o mercado;

(Rm – Rf): Risco premium de mercado.

Os valores utilizados no cálculo do custo do capital próprio são apresentados e justificados na tabela abaixo:

Parâmetro	Valor	Justificativa / Meios de Validação
(Rf) Taxa livre de risco	19,02%	Corresponde a uma média de cinco anos das Notas do Tesouro Nacional Brasileiro – Série C (NTN-C) com uma maturidade em 2031 foi utilizada. O benchmark foi calculado considerando a média do NTN-C entre Janeiro 2006 a Dezembro 2010, o que corresponde a

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

		um ativo de longo prazo de um mercado maduro. A equipe de validação confirmou que o cálculo fornecido para a taxa livre de risco é correta e aplicável à época da tomada de decisão do investimento e também foi verificada com os valores fornecidos das Notas do Tesouro Nacional Brasileiro no site http://www.tesouro.fazenda.gov.br. Considerando a vida útil operacional do projeto e uma média de cinco anos de títulos de 5 anos antes da data de tomada de decisão do investimento para estimar a taxa livre de risco foi considerado razoável e adequado pela PJRCES para o cálculo do benchmark no contexto da atividade de projeto.
(Rm) Risco premium do capital próprio	6,20%	A taxa livre de risco foi calculada em termos reais, as taxas de inflação do país foram subtraídas dos títulos NTN-C. A série histórica das taxas anuais de inflação podem ser verificadas no seguinte link: http://www.portalbrasil.net/igpm.htm e a média dos valores calculados entre 2006 e 2010 são os que seguem. Logo, a PJRCES considerou que a determinação do risco premium do capital próprio pelos PPs é correto e adequado para o cálculo do benchmark no contexto da atividade de projeto.
(β) Risco setorial	0,83	O risco de investimento comparado ao mercado (β) é uma medida da volatilidade do preço de ações referentes a um mercado em geral. Para o caso da atividade de projeto, β foi calculado como uma média de 5 anos dos valores publicados na página http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/. O cálculo corresponde a uma média de betas de empresas de geração de energia no Brasil. A equipe de validação confirmou que o cálculo fornecido para o risco setorial utilizou um valor médio de 0,83 considerado usual para a indústria do setor no Brasil e considerado correto e aplicável à época da tomada de decisão do investimento. A equipe de validação também verificou os valores de beta com os valores apresentados no site de Damodaran http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/. Logo, a PJRCES considerou que a determinação do Risco Setorial pelos PPs é correto e adequado para o cálculo do benchmark no contexto da atividade de projeto.

Logo, o custo do capital próprio (Re) é:

$$Re = Rf + \beta \times (Rm - Rf)$$

$$Re = 12,82\% + 0,83\% \times 8,29\%$$

$$Re = 12,82\% + 6,88\%$$

$$Re = 19,70\%$$

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – vvs03.0.0

E ke e kd são respectivamente 30% e 70% conforme definido pelo BNDES. A equipe de validação verificou a informação no site do BNDES em http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINE_M/energia_eletrica_geracao.html e os valores são considerados independentes e aplicados corretamente.

B. PARÂMETROS DE ENTRADA

Conforme mencionado acima, o indicador financeiro selecionado pelos PPs é a Taxa Interna de Retorno (TIR) do Projeto após aplicação de impostos. A TIR Projeto é comparada com o CMPC detalhado acima.

A validação dos parâmetros-chave de entrada da análise financeira pela PJRCES são as informações mais recentes disponíveis antes da data de tomada de decisão do investimento (01 Março 2011 /45/) e são apresentados abaixo:

Parâmetro	Valor	Justificativa / Meios de Validação
Capacidade adicional	9,60 MW	A equipe de validação confirmou a revisão da ANEEL, que regula e controla as empresas geradoras de eletricidade, das evidências públicas disponibilizadas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) /4/, Contrato de Concessão da ANEEL nº 25-2000, de 12 Abril 2000, que autoriza a CEEE-GT a gerar energia /5/, Portaria ANEEL nº 278-1999, 11 Agosto 1999 /6/, Resolução ANEEL nº 169-2001, 03 Maio 2011 /7/, Despacho ANEEL nº 291-2002, 20 Maio 2002 /8/, e o Projeto Básico, página 13 /10/. A avaliação da equipe também verificou as informações contra o site da ANEEL para regulações e licença de instalação /19/. Logo, a PJRCES considerou que a capacidade instalada do projeto proposto é confiável e bem aplicada.
Fornecimento adicional à rede (MWh)	45.552	Calculada com base na energia adicional de 3,3 MW médios e o fator de carga foi calculado por uma terceira fonte no projeto básico elaborado pela MKE /10/. A PJRCES considerou que o PLF do projeto proposto é confiável e bem aplicado.
Vida útil do projeto (anos)	23 anos (até 07/Jul/2035)	Contrato de Concessão da ANEEL nº 25/2000 /5/
Preço da Energia (R\$/MWh)	67,31	Leilão Público Brasileiro de Energia de 17 Dezembro 2010 /25/. A PJRCES verificou a evidência contra o site http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20101217_1.pdf
Investimento total (R\$)	38.803.000,00	Relatório de Análise da CEEE /78/. A PJRCES verificou esta evidência com o investimento do OPE Eletrobrás – Dezembro 2011 /24/ que determina investimentos típicos no setor. A Eletrobrás foi criada pelo Governo Brasileiro para auxiliar empresas geradoras de eletricidade e governos nacionais e locais em questões elétricas como investimentos de empresas públicas. A PJRCES considerou que o valor aplicado é largamente conservador e válido.
Custos de O&M (R\$/MWh)	24,84	A média histórica do custo de O&M da PCH Ernestina foi disponibilizada por informações da CEEE /49/. A PJRCES verificou esta evidência com outras usinas da CEEE /49/ e o especialista técnico da PJRCES considerou seu valor

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - VVSv03.0.0

		válido.
Seguro	0,30%	Audiência Pública do Ministério de Minas e Energia sobre o Proinfa, Julho 2003, p. 8 ² .
TIR (%)	2,70	Planilha do fluxo de caixa /75/ A planilha foi avaliada e as fórmulas e dados de entrada aplicados foram considerados de acordo.

Em conclusão, a PJRCES confirma que os cálculos da TIR do projeto fornecidos na planilha /75/ são transparentes e replicáveis. Os cálculos foram verificados e considerados corretos e as premissas utilizadas nos cálculos também foram consideradas consistentes e aplicáveis à época da tomada de decisão do investimento pela PJRCES (01 Março 2011 Contrato entre Lumina e CEEE-GT) /45/.

Com base nos conhecimentos locais e setoriais da PJRCES, é possível confirmar que os parâmetros de entrada utilizados na análise financeira são razoáveis, consistentes e representam adequadamente a situação econômica do projeto.

A TIR do projeto sem a receita do MDL é de 2,70%, o que confirma que o projeto não é financeiramente atrativo sem os benefícios do MDL quando comparado com o benchmark (10,20%).

C. CÁLCULO E COMPARAÇÃO DOS INDICADORES FINANCEIROS (APENAS APLICÁVEL À ANÁLISE DE COMPARAÇÃO FINANCEIRA/ANÁLISE BENCHMARK)

O cálculo do benchmark (CMPC) e da TIR foi fornecido na planilha /75/. Os cálculos foram verificados e considerados corretos pela PJRCES. As premissas utilizadas nos cálculos foram consideradas corretas pela PJRCES. A TIR-Projeto sem o benefício do MDL é de 2,70%, o que confirma que na ausência destes benefícios e comparado ao benchmark (10,20%), o projeto não é financeiramente atrativo.

D. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE – ANÁLISE BENCHMARK

A análise de sensibilidade foi realizada com parâmetros que têm probabilidade de flutuação ao longo do tempo e contribuem com mais de 20% do custo do projeto ou de sua receita total, de acordo com as Diretrizes para avaliar a análise financeira /48/. Assim, as variações foram feitas alterando os principais parâmetros:

- Reduzindo as despesas de investimento (custos de investimento);
- Aumentando as receitas do projeto (tarifa de eletricidade);
- Aumentando a geração de energia da usina (geração de energia);
- Reduzindo o custo operacional (custos de operação totais).

Parâmetros-chave	TIR com variação de 10%	Variação necessária para alcançar o benchmark de 10,20%
Valor original	2,70% (sem variação)	n.a
Custos de	-10% levaria à 3,60%	-59,90%

² Disponível em <http://www.inee.org.br/download/forum/Parecer%20INEE%20Proinfa.pdf>



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - vvsv03.0.0

investimento		
Tarifa de energia	+10% levaria à 4,08%	+87,40%
Geração de energia	+10% levaria à 3,57%	+141,50%
Custos de O&M	-10% levaria à 3,43%	>-100,00%

De acordo com a análise de sensibilidade apresentada acima, é demonstrado que a TIR Projeto permanece menor do que o benchmark nos cenários razoáveis avaliados.

CAPEX

A TIR Projeto alcança o benchmark de 10,20% se o investimento total diminuir em 59,90%. No entanto, tal decréscimo não é realista ao cenário do projeto, já que o CAPEX é de BRL 30,7 milhões.

Das informações acima, a PJRCES pode confirmar que uma redução de 59,90% nos custos de investimento do projeto é improvável de ocorrer.

Tarifa de energia

A TIR Projeto alcança o benchmark de 10,20% se as receitas totais provenientes da venda de eletricidade aumentarem 87,40%. No entanto, a tarifa de energia do Projeto foi estabelecida com base no leilão de energia realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 17 Dezembro 2010³. O valor da tarifa de energia neste leilão foi fixado em R\$67,31.

Logo, a PJRCES confirma que é bastante improvável que o total de receitas pela venda de energia aumente em 87,40%.

Geração de energia

A TIR Projeto alcança o benchmark de 10,20% se a geração de energia do projeto aumentar em 141,50%. É improvável que tal aumento ocorra uma vez que a energia assegurada do projeto é 3,50 MW /10/.

Com base nesta informação, a PJRCES confirmou que um aumento de 141,50% na geração de energia entregue à rede não é um cenário provável.

Custos de O&M

O resultado da análise de sensibilidade mostra que o Projeto necessita de uma redução de mais de 100% nos custos de O&M para que a TIR Projeto se iguale ao benchmark de 10,20%, i.e. mesmo se os custos de O&M forem zerados, o projeto permaneceria abaixo do benchmark.

Obviamente este não é um cenário plausível, especialmente se considerado que mais de 90% dos custos de O&M derivam de taxas e tarifas já estabelecidas por resoluções da ANEEL ou calculadas anualmente por entidades nacionais, em que os valores anuais têm aumentado nos últimos anos.

Logo, a PJRCES confirma que nenhum decréscimo significativo nos custos de O&M pode ser esperado.

E. CONCLUSÃO

A análise acima mostra claramente que apenas sob circunstâncias bastante não realistas e altamente favoráveis seria possível que a TIR Projeto alcançasse o benchmark. A PJRCES conclui que a TIR é menor do que o benchmark por diversas premissas realistas e por parâmetros-chave de entrada e, portanto, o Projeto não é viável financeiramente.

³ http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20101217_1.pdf

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

4.6.4 ETAPA 03: ANÁLISE DE BARREIRAS (§124-§127)

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e análise da adicionalidade” /2/ se após a análise de sensibilidade é concluído que o projeto MDL proposto é improvável de ser a opção mais atrativa financeira/economicamente, então os PPs podem proceder à Etapa 4 (Análise de prática comum). Assim, não foi realizada nenhuma análise de barreiras para este projeto.

4.6.5 ETAPA 04: ANÁLISE DE PRÁTICA COMUM (§128-§130)

Os PPs realizaram uma análise de prática comum do projeto aplicando as Diretrizes de Prática Comum (versão 02.0, EB69, Anexo 8) /65/, de acordo com a Ferramenta para demonstração e análise da adicionalidade, versão 07.0.0 /2/. As Diretrizes de Prática Comum indicam que a atividade de projeto MDL proposta corresponde à opção (b) do parágrafo 2, já que consiste na troca de eletricidade da rede para geração de eletricidade em uma usina hidrelétrica. Uma análise completa foi verificada /66/ pela PJRCES.

Assim, os PP aplicaram as 4 etapas das diretrizes de Prática Comum /65/ que determina que uma atividade de projeto proposta só é considerada prática comum em um setor na área geográfica aplicável se ambas as condições forem aplicáveis:

- O fator F ($F = 1 - N_{diff}/N_{all}$) é maior do que 0,2; e
- $N_{all} - N_{diff}$ é maior do que 3.

As quatro etapas da ferramenta foram aplicadas como segue:

Etapa 1: Calcule a variação aplicável de +-50% da capacidade instalada da atividade de projeto proposta

Considerando que a PCH Ernestina terá a adição de 9,6 MW à unidade já existente de 4,8 MW, e aplicando a faixa de variação de +-50%, apenas as usinas com capacidade instalada entre 4,8 MW e 14,4 MW foram consideradas nesta análise.

Base de dados da ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Indica que em Janeiro 2013, havia 2.746 usinas operando no Brasil, como segue:

USINAS OPERANDO			
Tipo	Quantidade	Capacidade total (MW)	%
CGH	400	239,25	0,2
EOL	85	1.888,28	1,56
PCH	436	4.305,30	3,52
UFV	11	11,58	0,01
UHE	204	82.486,84	65,99
UTE	1,608	34.680,32	27,07
UTN	2	1.990,00	1,66
Total	2,746	125.601,66	100



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – vvsv03.0.0

RESULTADO DA ETAPA 1: apenas 214 usinas são aplicáveis à variação de +/- 50% da capacidade instalada do projeto.

Etapa 2: Identificar projetos semelhantes (tanto com MDL como sem MDL) que atendem as seguintes condições:

- a) Os projetos localizam-se na área geográfica aplicável, e;
- b) Os projetos aplicam as mesmas medidas que a atividade de projeto proposta.

A área geográfica aplicável é o país anfitrião (Brasil) e a fronteira consiste nas usinas conectadas à rede nacional (SIN).

Na área geográfica aplicável, das 214 usinas identificadas na Tabela, apenas 94 são hidrelétricas como a atividade de projeto; 12 são eólicas; e 106 são usinas termelétricas.

Ademais, os PP também identificaram que à época em que o investimento foi realizado, três usinas haviam iniciado sua operação comercial após a data de publicação do DCP. A lista corresponde aos dados originais da ANEEL /50/.

RESULTADO DA ETAPA 2: 94 usinas são elegíveis de acordo com os critérios descritos na ETAPA 2.

Etapa 3: Dentre as usinas identificadas na Etapa 2, identifique aquelas que não são registradas no MDL, que não foram submetidas para registro, nem projetos em processo de validação. Note seu número como N_{all} .

RESULTADO DA ETAPA 3: os PP identificaram 48 projetos registrados, solicitando registro ou em processo de validação das 94 usinas semelhantes, logo $N_{all} = 46$.

ETAPA 4: Dentre os projetos semelhantes identificados na Etapa 3, identifique aqueles que aplicam tecnologias diferentes daquela empregada na atividade de projeto. Note seu número como N_{diff} .

Os PPs identificaram que as usinas identificadas na Etapa 3 diferem da atividade de projeto proposta quanto ao item (c) Tamanho da instalação; (iii) Grande; (d) Clima de investimento na data de tomada de decisão do investimento: (ii) Subsídios ou outros fluxos financeiros e (iv) regulação legal.

Com base em seus conhecimentos regionais e setoriais, a PJRCES pode confirmar o clima de investimento e a data de tomada de decisão do investimento, mais especificamente o quadro regulatório vigente, até o início dos anos 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente por companhias estatais. De 1995 em diante, devido ao aumento das taxas de juros internacionais e da falta de capacidade de investimento do governo, teve início um processo de privatização. No entanto, ao fim de 2000 os resultados ainda eram modestos. Apesar de algumas iniciativas posteriores, que procuravam melhorar a geração de energia no país, tomadas entre 1990 e 2003, elas não atraíram investimentos suficientes ao setor.

Foi apenas após a implantação do novo modelo do Mercado Elétrico Brasileiro sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848 /51/52/ de 15 Março 2004 e do Decreto nº 5.163 /53/ de 30 Julho 2004, que um mercado elétrico mais competitivo teve início. Este novo modelo definiu a criação de:

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – vvsv03.0.0

- Uma nova instituição responsável pelo planejamento de longo prazo do setor energético (Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE);
- Uma nova instituição para avaliar continuamente o fornecimento de energia elétrica (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE); e
- Uma instituição para continuar realizando as atividades que eram realizadas pelo Mercado Atacadista de Energia (MAE) referente à comercialização da eletricidade do sistema interligado nacional.

Considerando o novo quadro regulatório, é claro que o clima de investimento foi drasticamente modificado em comparação com o período antes deste novo modelo, logo é razoável considerar apenas projetos que tenham tido seu processo de tomada de decisão após Março de 2004, de modo semelhante ao da PCH Ernestina.

Por fim, considerando as explicações dadas acima, foi identificada 1 usina semelhante e, logo, $N_{diff} = 45$.

Dos resultados discutidos acima, F foi calculado como segue:

$$F = 1 - N_{diff} / N_{all} = 1 - 45/46 = 0,0218$$

$$N_{all} - N_{diff} = 1$$

O fator F é menor do que 0,2 e $N_{all} - N_{diff}$ é menor do que 3 e, portanto, a condição da ferramenta /2/ de que o projeto não é uma prática comum é atendida.

Opinião:

Com base nas informações acima e nos conhecimentos locais e setoriais, a PJRCES confirmou que a atividade de projeto proposta não é uma prática comum.

Em suma, é suficientemente demonstrado que o projeto não é o cenário de linha de base e, portanto, o projeto é adicional.

4.7 PLANO DE MONITORAMENTO (§131-§133)

A equipe de validação determinou se a descrição do plano de monitoramento incluída no DCP /72/ tem base na ACM0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade por fontes renováveis conectadas à rede” (versão 13.0.0), EB67/Anexo 13 /1/, incluindo as ferramentas aplicáveis, por meio de um processo de duas etapas, conforme reportado abaixo:

A. ANÁLISE DO CUMPRIMENTO DO PLANO DE MONITORAMENTO COM A METODOLOGIA APROVADA E FERRAMENTAS APLICÁVEIS:

A PJRCES avaliou as premissas e fontes dos dados dos parâmetros que não são monitorados e que permanecerão fixos ao longo de todo o período de obtenção de créditos.

Os parâmetros determinados *ex-ante* são reportados na tabela abaixo:

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - VVSv03.0.0

Parâmetro	Descrição	Valor	Fonte dos dados
$EG_{historical}$	Média histórica da geração líquida de energia entregue à rede pela usina existente de energia renovável que era operada no local do projeto antes da implantação da atividade de projeto	24.018	Geração Histórica de Energia da PCH Ernestina da CEEE /14/
$\sigma_{historical}$	297	1.901	Cálculado com base na Geração Histórica de Energia da PCH Ernestina da CEEE /14/
$DATE_{BaselineRetrofit}$	Ponto no tempo em que o equipamento existente necessitaria ser substituído na ausência da atividade de projeto	2.035	Estimado de acordo com literatura técnica /73/ /74/
Cap_{BL}	Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implantação da atividade de projeto	4,8 MW	De acordo com a placa do gerador e com a Geração Histórica de Energia /13/ /14/
A_{PI}	Área do reservatório único ou múltiplo medida na superfície da água, antes da implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio	38,02 km ²	De acordo com o Projeto Básico /10/
W_{OM}	Peso da margem de operação do fator de emissão para projetos hídricos	0,5	Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico, versão 3.0.0 /3/
W_{BM}	Peso da margem de construção do fator de emissão para projetos hídricos	0,5	Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico, versão 3.0.0 /3/

A margem combinada do fator de emissão é determinada ex-post durante o monitoramento, com base em informações atualizadas fornecidas pela AND Brasileira. Os cálculos detalhados da margem combinada do fator de emissão estão descritos na seção 4.5.5 a seguir.

Os parâmetros foram considerados corretos e de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 versão 13.0.0 /1/ e a “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico” versão 3.0.0 /3/.

A PJRCES confirmou que todos os parâmetros são apropriados, aplicáveis à atividade de projeto e resultam em uma estimativa conservadora de reduções de emissão.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

a. PARÂMETROS DETERMINADOS EX-POST

De acordo com a metodologia aprovada de monitoramento, os parâmetros monitorados ex-post são apresentados na seguinte tabela:

Parâmetro	Descrição	Valor aplicado no DCP	Fonte da informação / Frequência de monitoramento
$EG_{facility}$	Quantidade da eletricidade líquida gerada fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano y	69.570 MWh/ano	<u>Fonte:</u> Medido com medidores bi-direcionais eletrônicos – principal e de retaguarda (precisão 0,2%), localizados na subestação que será monitorada; (i) A quantidade de eletricidade fornecida pelo projeto à rede (ii) A quantidade de eletricidade entregue ao projeto pela rede. <u>Frequência de monitoramento:</u> A energia será medida continuamente, sendo agregada anualmente e consolidada mensalmente. <u>Verificação:</u> a geração de eletricidade da planta conforme publicado pela CCEE será utilizada para verificar as informações fornecidas pelos PPs.
$EF_{grid,CM,y}$	Margem combinada do fator de emissão CO ₂ no ano y	0,1987 tCO ₂ /MWh	<u>Fonte:</u> A CM é calculada de acordo com a metodologia ACM0002 e a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”, os fatores de emissão são fornecidos no site da CIMGC anualmente /3/. <u>Frequência de monitoramento:</u> Anualmente.
$EF_{grid,OM,y}$	Margem de operação do fator de emissão CO ₂ no ano y	0,2919 tCO ₂ /MWh	<u>Fonte:</u> A OM é calculada pela CIMGC (AND Brasileira /47/), de acordo com a metodologia ACM0002 e a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”, Opção (c): Análise de dados despachados OM. O fator de emissão é fornecido no site da CIMGC anualmente /3/. <u>Frequência de monitoramento:</u> Anualmente.
$EF_{grid,BM,y}$	Margem de construção do fator de emissão CO ₂ no ano y	0,1056 tCO ₂ /MWh	<u>Fonte:</u> A BM é calculada pela CIMGC (AND Brasileira /47/), de acordo com a metodologia ACM0002 e a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”, Opção (c): Análise de dados despachados OM. O fator de emissão é fornecido no site da CIMGC anualmente /3/. <u>Frequência de monitoramento:</u> Anualmente.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

Cap_{PJ}	Capacidade instalada da usina após a implantação do projeto	14,4 MW	<u>Fonte:</u> Projeto Básico e placa do gerador /10//14/. <u>Frequência de monitoramento:</u> Anualmente.
A_{PJ}	Área do reservatório único ou múltiplo medido na superfície da água antes da implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio	38,02 km ²	<u>Fonte:</u> Projeto Básico /10/ <u>Frequência de monitoramento:</u> Anualmente.

A PJRCES confirma que os parâmetros de monitoramento são corretos e estão de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 versão 13.0.0 /1/ e com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”, versão 3.0.0 /3/.

Opinião:

A PJRCES confirma que a descrição do plano de monitoramento contém todos os parâmetros necessários e devidamente descritos, e que os meios de monitoramento descritos no plano de monitoramento do DCP /72/ cumprem com os requerimentos da ACM0002 – Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade por fontes renováveis conectado à rede, incluindo suas ferramentas aplicáveis.

B. ANÁLISE DA IMPLANTAÇÃO DO PLANO DE MONITORAMENTO:

O monitoramento e arquivamento dos parâmetros requeridos será realizado por pessoal treinado que será gerenciado por um gerente da CEEE-GT.

Detalhes sobre os dados a serem coletados, a frequência de coleta dos dados e seu formato, responsabilidades e autoridades para o gerenciamento do projeto, procedimentos para monitoramento e reportagem, QA/QC, procedimentos para calibração dos equipamentos de medição e procedimentos para treinamento e manutenções foram elaborados no plano de monitoramento descrito na Seção B.7.3 do DCP /72/ de acordo com os procedimentos padrão do ONS /56/.

A CEEE-GT é responsável pelo treinamento de pessoal. Todos os dados monitorados serão arquivados pelo período de obtenção de créditos e por mais dois anos conforme a metodologia aprovada de monitoramento. O arquivamento dos dados de medição seguirá os procedimentos do ONS /56/. Um procedimento interno foi elaborado para o controle e arquivamento de documentos referentes às RCEs /57/. Todos estes elementos serão verificados posteriormente durante as verificações.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

Opinião:

Os participantes do projeto foram entrevistados e foi observado durante a visita ao local que os arranjos de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis dentro da concepção do projeto. Da discussão acima, foi concluído que os PPs têm competência suficiente para implantar o plano de monitoramento.

4.8 IMPACTOS AMBIENTAIS (§134-§137)

De acordo com a regulamentação ambiental brasileira, projetos hidrelétricos devem elaborar um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e seu Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) correspondente, tornando-os disponíveis publicamente antes de utilizar os recursos naturais e iniciar a construção do projeto.

A aprovação deste estudo é dada com a emissão das licenças ambientais (Licença Preliminar – LP; Licença de Instalação – LI; e Licença de Operação – LO), que no caso deste projeto são emitidas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).

A PCH Ernestina já obteve a Licença Prévia nº 757-2011-DL /19/ datada de 12 Julho 2011, válida até 11 Julho 2013 e em 26 Julho 2012 foi solicitado à Agência Ambiental a renovação da licença de operação /20/ indicando o novo tamanho da barragem que foi verificada de acordo com o projeto básico /10/.

Ademais, os PPs forneceram o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) /58/ à equipe de validação que foi desenvolvido pelo dono do projeto e submetido ao IBAMA, que detalha os impactos ambientais do projeto.

A PJRCES avaliou a licença /19/, o protocolo solicitando renovação da licença ambiental /20/ e o EIA /58/ durante a visita ao local e verificou os documentos com a base de dados online do IBAMA, verificando que a atividade de projeto cumpre completamente com as regulações ambientais brasileiras. Foi confirmado posteriormente que as medidas apropriadas foram tomadas para tratar dos impactos ambientais identificados.

4.9 CONSULTA LOCAL ÀS PARTES INTERESSADAS (§138-§140)

De acordo com a Resolução da AND Brasileira nº 07 de 5 Março 2008, as partes locais interessadas devem ser informadas sobre a atividade de projeto por cartas. Ademais, o DCP em português deve ser disponibilizado na internet para consulta e uma declaração sobre como o projeto contribui ao desenvolvimento sustentável no país deve ser disponibilizada a estas partes interessadas pelo menos 15 dias antes do início do processo de consulta global às partes interessadas (GSP).

Para a PCH Ernestina CEEE, a resolução referida definiu as seguintes partes locais como interessadas:

- Ministério Público Federal;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento – FBOMS;
- Ministério Público Estadual do Rio Grande do Sul;
- Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Rio Grande do Sul;
- Prefeitura Municipal de Canela – RS;



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

- Câmara dos Vereadores de Canela – RS;
- Secretaria de Meio Ambiente de Canela - RS;
- Associação Comercial Industrial de Canela – RS.

A equipe de validação verificou durante a visita ao local que as cartas e seus recibos de recebimento /27/ foram enviadas em 16 Novembro 2011 e recebidas entre 01 Dezembro 2011 e 06 Dezembro 2011 respectivamente. O DCP foi publicado em 14 Março 2012 no site dos PPs http://luminaenergia.com.br/v2/carbono/projetos_cdm in Portuguese. Isto pode ser confirmado pela equipe de validação.

Ambos (cartas convite e site em português com versão 1 do DCP datada de 14 Março 2012) cumpriram os requerimentos e o prazo de 15 dias antes do início do processo de consulta global às partes interessadas.

Em relação ao processo de consulta local às partes interessadas, não foram recebidos comentários.

A PJRCES revisou as cartas convite e considera que a consulta local às partes interessadas foi realizada adequadamente e seguiu os requerimentos locais.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

5. OPINIÃO DE VALIDAÇÃO

A Perry Johnson Registrars Carbon Emission Services, Inc (PJRCES) realizou a validação da “Pequena Central Hidrelétrica Ernestina CEEE”. A validação foi realizada com base nos critérios da CQNUMC para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e critérios do país anfitrião, bem como critérios dados para operações, monitoramento e relatório consistentes do projeto.

A revisão da documentação da concepção do projeto e das entrevistas subsequentes forneceram à EOD evidências suficientes para determinar o cumprimento dos critérios citados.

O Brasil é o país anfitrião e não foi identificada participação de nenhum país do Anexo I. O país anfitrião cumpre os critérios de participação e aprovou o projeto, bem como autorizou os participantes do projeto. A AND Brasileira confirmou que o projeto auxilia o desenvolvimento sustentável.

O projeto aplica corretamente a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento “ACM0002 – Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade por fontes renováveis conectadas à rede” (versão 13.0.0), EB67/Anexo 13. O projeto envolve a geração de eletricidade renovável pela hidroeletricidade. O projeto resulta em reduções de emissão de CO₂ que são reais, mensuráveis e promovem benefícios de longo prazo à mitigação das mudanças climáticas. Foi demonstrado que o projeto não é o cenário de linha de base. As reduções de emissão atribuíveis ao projeto são, portanto, adicionais à quaisquer que ocorressem na ausência da atividade de projeto.

Estima-se que as reduções de emissão do projeto sejam em média 8.992 tCO₂e por ano ao longo do período selecionado de 7 anos de período de créditos renovável. A estimativa de reduções de emissão foi verificada e foi considerado provável que a quantidade estimada seja atingida considerando que as premissas do projeto não sejam modificadas.

Foram implantados treinamentos adequados e procedimentos de monitoramento.

Em suma, é de opinião da PJRCES que a “Pequena Central Hidrelétrica Ernestina CEEE”, conforme descrito na versão 4 do DCP de “27 Junho 2013”, atende todos os critérios relevantes da CQNUMC para o MDL e critérios relevantes do país anfitrião, além de aplicar corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade por fontes renováveis conectadas à rede” (versão 13.0.0), EB67/Anexo 13 e portanto solicita o registro do projeto como uma atividade de projeto MDL.

Assinado em nome da Entidade Operacional Designada pelo Signatário Autorizado

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - VVSv03.0.0

6. REFERÊNCIAS

/1/	ACM0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade por fontes renováveis conectadas à rede” (versão 13.0.0), EB67/Anexo 13
/2/	Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade, versão 07.0.0, EB70 anexo 08
/3/	Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico, versão 03.0.0, EB70 anexo 22
/4/	Evidências ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)
/5/	Extrato do Contrato de Concessão de Geração ANEEL nº 25-2000, 12/04/2000
/6/	Portaria ANEEL nº 278-1999, 11/08/1999
/7/	Resolução ANEEL nº 169-2001, 03/05/2001
/8/	Despacho ANEEL nº 3080-2009, 17/08/2009
/10/	Projeto Básico MEK_UHE_Bugres, Setembro 2010
/11/	13.01.2012 Relatório de calibração de medidor de energia (medidor de retaguarda)
/12/	13.01.2012 Relatório de calibração de medidor de energia (medidor principal)
/13/	Foto da placa do gerador com informações técnicas
/14/	Geração de eletricidade histórica – Ernestina
/15/	Certificado de Calibração do equipamento padrão nº E1260/2011, 16 Setembro 2011
/16/	Evidências Ambientais (emitidas pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental – FEPAM)
/19/	Licença Prévia nº 757 / 2011-DL, 11 Julho 2010, válida até 11 Julho 2013
/20/	Licença de Operação nº 8910/2008-DL, 03 Dezembro 2008 válida até 02 Dezembro 2012
/21/	Valores padrão para CMPC MDL (Nota de Informação de valores padrão para o retorno esperado sobre o capital próprio, 49ª Reunião, Relatório, Anexo 14)
/22/	Audiência Pública MME sobre o Proinfa – Taxa de seguro (emitido pelo Ministério de Minas e Energia), Julho 2003
/23/	Custos O&M – Auditoria Crédito de Carbono, Engenheiro Ricardo da Costa Effler e Engenheiro Luiz Vacilotto

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - VVSv03.0.0

/24/	OPE Eletrobrás - Dec.11 (Orçamento Padrão Eletrobrás), Dezembro 2011
/25/	Preço da energia (Leilões de Fontes Alternativas), 20/12/2010
/26/	Formulário de consideração prévia do MDL – PCH Ernestina CEEE, 06/02/2012
/27/	Cartas assinadas e ARs da PCH Ernestina (Carta AND Brasileira e cartas às partes interessadas, 16/11/2011 e recibos, 02/12/2011 a 06/12/2011)
/28/	Fluxo de caixa PCH Ernestina, 19/03/2012
/29/	Diagrama unifilar Ernestina, 05/04/2010
/30/	DCP_PCH Ernestina, versão 1, 06/Jun/2012
/31/	DCP_PCH Ernestina, versão 2, 22/Fev/2012
/32/	Declaração de Modalidades de Comunicação (Versão 02.1), 09/08/2012
/33/	Declaração CEEE-GT, 19/10/2011
/34/	Procuração Lumina, 13/07/2007
/35/	Fator de emissão para eletricidade publicado pela AND Brasileira http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html
/36/	http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx
/37/	DCP_PCH Ernestina, versão 3, 27/Mar/2012
/38/	Site AND Brasileira para os fatores de emissão da rede: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html
/39/	Resolução nº 8, emitida pela CIMGC em 26 Maio 2008, delineando o sistema elétrico como apenas um: o Sistema Interligado Nacional (SIN), para fins do MDL (arquivo: “Resolução de nº 8, de 26 de maio de 2008”).
/40/	Planilha de RCE fornecida pelos PPs
/41/	Cronograma de trabalho de Ernestina fornecido pelos PPs de 24 Agosto 2012
/42/	Fatores de emissão para cálculo ex post do MDL http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/77650.html
/43/	CIMGC – Resolução Nº 7- Procedimentos para o processo de consulta local às partes interessadas para atividades de projeto MDL, datado de 5 Março 2008. Disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/336403/Resolucao_n_7_de_05_de_marco_de_2008.html . Acessado em Outubro 2012.
/44/	Contrato entre PJR e Lumina – 21 Maio 2012

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO – VVSv03.0.0

/45/	Contrato entre Lumina e CEEE-GT – 01 Março 2011
/46/	LoA do Brasil DD MMM YYYY
/47/	CIMGC (AND Brasileira) – Fatores de emissão CO ₂ para geração de eletricidade no Brasil para fins do MDL. Ano base 2010. Disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html
/48/	Diretrizes para Avaliação da Análise Financeira – versão 05 – EB62, Relatório, Anexo 5 http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf
/49/	Média histórica do custo de O&M da PCH Ernestina com base em informações da CEEE
/50/	ANEEL – Banco de Informações de Geração – BIG. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp . Retrieved October 2012.
/51/	Lei Federal Nº 10.847 – Criação da Companhia de Pesquisa Energética, datado de 15 Março 2004. Disponível em: http://www.leidireto.com.br/imprimir.php?fonte=lei/10847 . Acessado em Outubro 2012.
/52/	Lei Federal Nº 10.848 – Comercialização de eletricidade, datado de 15 Março 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm . Acessado em Outubro 2012.
/53/	Decreto Nº 5.163 – Regulação do mercado elétrico, datado de 30 Julho 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm . Acessado em Outubro 2012.
/54/	Comunicação da República Federativa Brasileira à CQNUMC – Carta incluindo as ações de mitigação nacionalmente apropriadas (29 Janeiro 2010). Disponível em: http://unfccc.int/meetings/cop_15/copenhagen_accord/items/5262.php . Acessado em Outubro 2012
/55/	Comitê Nacional de Mudanças Climáticas – CIMC – Plano Nacional de Mudanças Climáticas (PNMC), datado de Setembro 2008 (arquivo: “CIMC-PNMC-v.2008.09”)
/56/	Operador Nacional do Sistema – ONS. Procedimentos de rede – Módulo 12: Medição com fins de faturamento: - Sub-módulo 12.2: Instalação do sistema de medição para fins de faturamento - Sub-módulo 12.3: Manutenção do sistema de medição para fins de faturamento. Disponível em: http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx . Acessado em Outubro 2012.
/57/	Procedimento interno para arquivamento da documentação referente ao MDL
/58/	Estudo de Impacto Ambiental (RELATÓRIO AMBIENTAL SIMPLIFICADO) Maio 2011
/59/	CIMGC - Manual para submissão de atividades de projeto MDL para aprovação LoA, versão 02, datado de 01 Julho 2008. Disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/37142.html . Retrieved October 2012
/60/	Diretrizes para completar o formulário do Documento de Concepção de Projeto, versão 01.0 – EB 66 Anexo 8, datado de 02 Março 2012.
/61/	Padrão de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, versão 02.1 EB70 Anexo 02, datado de 3 Dezembro 2012.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - VVSv03.0.0

/62/	F-06 16 Reunião de Abertura e Encerramento_PCH Ernestina_Fechamento (09Ago12)
/63/	F-06.17 Formulário de comparecimento_PCH Ernestina CEEE_Fechamento (09Ago12)
/64/	Diretrizes para reporte e validação de fatores de carga
/65/	Diretrizes para a prática comum (versão 02.0, EB69, Anexo 8)
/66/	Análise de prática comum Ernestina de 27 Março 2013
/69/	Consideração Prévia AND Brasileira
/70/	EB70/Anexo 22 – “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico” (versão 03.0.0)
/71/	“Diretrizes para demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL”, versão 4, EB62
/72/	DCP_PCH Ernestina, versão 4, 27 Junho 2013
/73/	Destaques de usinas hidrelétricas – 12 Maio 2010
/74/	Fundamentos da Energia Renovável – 17 Novembro 2010
/75/	Fluxo de caixa PCH Ernestina (CAR35 – Fluxo de caixa PCH Ernestina_v2_27.03.13.xls)
/76/	Custo financeiro de acordo com a taxa oficial do banco e estabelecida trimestralmente de acordo com a inflação esperada para um determinado período pelo BNDES: www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiro_s/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html
/77/	Reserva Federal dos EUA – Rendimento dos títulos do tesouro dos EUA de 30 anos; 10 anos Notas T.; 10 anos TIPS. Disponível em http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm
/78/	Relatório de Análise MDL CEEE para a usina (CAR32 – Relatório de Análise MDL CEEE)

CHECKLIST DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

APÊNDICE A – CHECKLIST DE VALIDAÇÃO

TABELA: 1 – REQUERIMENTOS OBRIGATÓRIOS PARA ATIVIDADES DE PROJETO NO ÂMBITO DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO (MDL)

REQUERIMENTO	REFERÊNCIA	CONCLUSÃO
SOBRE AS PARTES		
1. A atividade de projeto deve assistir países não-Anexo I a alcançarem o desenvolvimento sustentável e devem obter confirmação de tanto pelo país anfitrião (http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf#page=12) (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=15)	Protocolo de Quioto Art. 12.2, Modalidades e Procedimentos do MDL §40a	OK
2. A atividade de projeto deve assistir países não-Anexo I a alcançar o objetivo final da CQNUMC (http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf#page=12)	Protocolo de Quioto Art.12.2.	OK
3. A atividade de projeto deve auxiliar os países do Anexo I a alcançar o cumprimento com seus compromettimentos de quantificação de redução de emissão sob o Artigo 3. (http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf)	Protocolo de Quioto Art.12.2	OK
4. A atividade de projeto deverá ter aprovação escrita de participação voluntária da autoridade nacional designada de cada país envolvido. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=15)	Protocolo de Quioto Art. 12.5a, Modalidades e Procedimentos do MDL §28, §40a	CAR3
5. No caso de financiamento público do projeto por países do Anexo I, estes países deverão fornecer uma afirmação de que tal financiamento não resulta na diversão da assistência oficial para o desenvolvimento e é uma forma separada e não contabilizada como obrigação financeira destes países. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=24)	Decisão 17/CP.7, Modalidades e Procedimentos do MDL Apêndice B, §2(f)	OK
6. Os países participando do MDL deverão designar uma autoridade nacional para o MDL (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=12)	Modalidades e Procedimentos do MDL §29	OK
7. O país anfitrião e os países participantes do Anexo I deverão ser partes do Protocolo de Quioto. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=12)	Modalidades e Procedimentos do MDL §30/31a	OK
8. O montante assignado aos países participantes do Anexo I deve ter sido calculado e arquivado (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=12)	Modalidades e Procedimentos do MDL §31b	N/A
9. Os países participantes do Anexo I deverão ter um sistema nacional para estimativa das	Modalidades e Procedimentos do	N/A



CHECKLIST DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

REQUERIMENTO	REFERÊNCIA	CONCLUSÃO
emissões de GEE e um registro nacional de emissões de acordo com o Art. 5º e 7º do Protocolo de Quioto. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=12)	MDL §31b	
SOBRE A ADICIONALIDADE		
10. As reduções de emissão de GEE deverão ser adicionais a quaisquer que ocorressem na ausência da atividade de projeto, i.e. a atividade de projeto MDL é adicional se as emissões antropogênicas por fontes de GEE são reduzidas abaixo das que ocorreriam na ausência da atividade de projeto MDL. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=16)	Protocolo de Quioto Art. 12.5c, Modalidades e Procedimentos do MDL §43	CAR1-OK
SOBRE A ESTIMATIVA DE REDUÇÕES DE EMISSÃO E IMPACTOS AMBIENTAIS		
11. As reduções de emissão devem ser reais, mensuráveis e promover benefícios de longo prazo referentes à mitigação das mudanças climáticas. (http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf#page=12)	Protocolo de Quioto Art. 12.5b	CAR1 OK
APENAS PARA PROJETOS DE GRANDE ESCALA		
12. A documentação da análise dos impactos ambientais da atividade de projeto, inclusive dos impactos transfronteiriços, deverão ser submetidos e, no caso destes impactos serem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pelo país anfitrião, uma análise dos impactos ambientais deverá ser realizada de acordo com os procedimentos requeridos pelo país anfitrião. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=14)	Modalidades e Procedimentos do MDL §37c	OK
SOBRE ATIVIDADES DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA (SE APLICÁVEL)		
13. A atividade de projeto proposta deverá atender os critérios de elegibilidade para projetos MDL de pequena escala, conforme disposto no §6(c) do Acordo de Marrakesh e não poderá ser parte componente de um projeto maior. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=46)	Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projeto MDL de Pequena Escala §12a,c	N/A
14. A atividade de projeto proposta deverá ser confirmada em uma das categorias de projetos de pequena escala e utilizar a metodologia simplificada de linha de base e metodologia para sua categoria de projeto. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=46)	Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projeto MDL de Pequena Escala §12b §22e	N/A
15. Se requerido pelo país anfitrião, uma análise dos impactos ambientais do projeto deverá ser realizada e documentada. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=47)	Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projeto MDL de Pequena Escala §22c	N/A



CHECKLIST DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

REQUERIMENTO	REFERÊNCIA	CONCLUSÃO
SOBRE O ENVOLVIMENTO DAS PARTES INTERESSADAS		
16. As partes locais interessadas deverão ser convidadas a comentar sobre o projeto, sendo que os comentários recebidos deverão ser fornecidos e respondidos. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=14)	Modalidades e Procedimentos do MDL §37b	OK
17. As Partes, partes interessadas e ONGs acreditadas na CQNUMC deverão ser convidadas a comentar sobre os requerimentos de validação por um período mínimo de 30 dias, e o documento de concepção do projeto bem como os comentários recebidos deverão ser disponibilizados publicamente. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=15)	Modalidades e Procedimentos do MDL §40	OK
OUTROS		
18. A metodologia de linha de base e monitoramento deverá ser aprovada previamente pelo Conselho Executivo do MDL. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=14)	Modalidades e Procedimentos do MDL §37e	OK
19. O cenário de linha de base deverá ser estabelecido de modo específico para o projeto em questão, de modo transparente e considerando as circunstâncias e políticas relevantes nacionais e/ou setoriais. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=16)	Modalidades e Procedimentos do MDL §45c,d	OK
20. A metodologia de linha de base deverá excluir o ganho de RCEs para decréscimos nos níveis de atividade fora da atividade de projeto ou devido à forças maiores. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=16)	Modalidades e Procedimentos do MDL §47	OK
21. Os participantes do projeto deverão elaborar o documento de concepção do projeto de acordo com o formato especificado no apêndice A, anexo II. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=23)	Modalidades e Procedimentos do MDL Apêndice B, §2	OK
22. As estimativas de monitoramento, verificação e relatório deverão seguir as modalidades descritas no Acordo de Marrakesh e decisões relevantes da COP/MOP. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=14)	Modalidades e Procedimentos do MDL §37f	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

TABELA: 2 – CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO (DE ACORDO COM O § 37 DAS MODALIDADES & PROCEDIMENTOS)

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
A. Requerimentos Gerais					
A.1. Consulta Global às Partes Interessadas (Seção E- VVSv03)					
A.1.1. O DCP foi publicado para a consulta global às partes interessadas?	34	O DCP versão 1, de 06/Jun/2012 /1/ foi publicado no site da EOD de mudanças climáticas (http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/U3UUEKMPQ3IIU9S2A32XGNIYQEJG87/view.html) e as Partes, partes interessadas e ONGs foram convidadas e comentar sobre o projeto no site do MDL por um período de 30 dias de 23 Junho 2012 a 22 Julho 2012.	/30/ http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/U3UUEKMPQ3IIU9S2A32XGNIYQEJG87/view.html	OK	OK
A.1.2. Se comentários foram recebidos, responda o que segue					
a. Como os comentários recebidos durante a consulta global às partes interessadas foram considerados?	35 & 36	Uma pessoa comentou: Lasith. Apesar dos comentários parecerem não pertencer ao projeto, os PP forneceram respostas à todos os comentários, que foram devidamente validadas pela PJRCES.	http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/G0WBQU0BR A2GUXCJBQV 16QA086J2TE /view.html	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
A.2. Aprovação (Seção F – VVSv03)					
A.2.1. Esclareça a(s) Parte(s) envolvida(s) na atividade de projeto e se as ANDs de cada Parte aprovaram seu envolvimento na atividade de projeto MDL por escrito?	38	Há 2 participantes de projeto citados na seção A.4 do DCP: Entidade privada – CEEE-GT Entidade privada – Lumina Engenharia e Consultoria Ltda. Os PP envolvidos não desejam ser considerados como participantes do projeto.	/30/ /45/	CAR03	OK
A.2.2. Por favor, confirme o que segue sobre a Carta de Aprovação:				CAR03	OK
a. A Parte é a Parte do Protocolo de Quioto;	39 (a)	Haverá uma aprovação da AND Brasileira. De acordo com os requerimentos da AND Brasileira, a LoA só será emitida após um relatório de Validação positivo da EOD.	/46/ /59/	CAR03	OK
b. A participação é voluntária	39 (b)	Por favor, referir à A.2.2.	/46/ /59/	CAR03	OK
c. A atividade de projeto MDL proposta atende os critérios de desenvolvimento sustentável do país anfitrião.	39 (c)	Por favor, referir à A.2.2.	/46/ /59/	CAR03	OK
d. A aprovação faz referência precisa ao título do projeto no DCP submetido para registro ou a uma especificidade adicional da atividade de projeto, ex. número da versão do DCP.	39 (d)	Por favor, referir à A.2.2.	/46/ /59/	CAR03	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
A.2.3. A(s) carta(s) de aprovação é incondicional em referência à A.2.2 (a) a (d)?	40	Por favor, referir à A.2.2.	/46/ /59/	CAR03	OK
A.2.4. Por favor, confirme se a(s) carta(s) de aprovação foi emitida pela autoridade nacional designada da Parte respectiva e se é válida para a atividade de projeto MDL proposta em validação.	41	Por favor, referir à A.2.2.	/46/ /59/	CAR03	OK
A.2.5. Há alguma dúvida referente à autenticidade da carta de aprovação?	42	Por favor, referir à A.2.2.	/46/ /59/	CAR03	OK
A.3. Autorização (Seção G – VVSv03)					
A.3.1. A participação dos participantes do projeto na atividade de projeto foi aprovada por pelo menos uma Parte do Protocolo de Quioto?	45	Por favor, referir à A.2.2.	/46/ /59/	CAR03	OK
A.3.2. O(s) participante(s) do projeto estão listados em tabela na seção A.4 no formulário DCP e são consistentes com os detalhes de contato fornecidos no Anexo 1.	46	A seção A.4 do DCP foi devidamente preenchida de acordo com as diretrizes e é consistente com o Anexo 1.	/30/	OK	OK
a. Lista dos participantes do projeto e Parte(s)	46	Os participantes do projeto citados na seção A.3 do DCP são os que seguem: a. Entidade privada – CEEE-GT b. Entidade privada – Lumina Engenharia e Consultoria Ltda.	/30/ /45/	OK	OK
b. Identificação do país anfitrião	46	O Brasil é o País Anfitrião.	/30/ /45/ http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) VVS	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
				G0WBQU0BR A2GUXCJBQV 16QA086J2TE /view.html		
	c. Indicação do desejo da Parte em ser considerada como participante do projeto	46	É indicado que o País Anfitrião não deseja ser considerado como participante do projeto.	/30/ /45/ http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/G0WBQU0BR_A2GUXCJBQV_16QA086J2TE/view.html	OK	OK
A.3.3.	Há alguma entidade não autorizada, mas listada no DCP?	47	Nenhuma outra entidade além daquelas autorizadas como participantes do projeto está listada na seção A.4 e Anexo 1.	/30/ /45/ http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/G0WBQU0BR_A2GUXCJBQV_16QA086J2TE/view.html	OK	OK
A.3.4.	A aprovação da participação foi emitida pela AND relevante?	48	Por favor, referir à A.2.2.	/46/ /59/	CAR-1	OK
A.3.5.	Favor confirmar o que segue:					
	- A PJRCES tem um acordo contratual com o(s) participante(s) do projeto?	6	A PJRCES tem um acordo contratual com a Lumina.	/44/	OK	OK
	- Esta é uma nova validação ou recomeço de uma atividade de validação?	EB50 Anexo48 Parágrafo 9	Esta é uma nova validação e um novo contrato.	/44/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
A.4. Contribuição ao desenvolvimento sustentável (Seção H – VVSv03)					
A.4.1. A LoA confirma que a atividade de projeto contribui ao desenvolvimento sustentável do país anfitrião?	51	Por favor, referir à A.2.2.	/46/ /59/	CAR-1	OK
A.5. Modalidades de comunicação (Seção I – VVSv03)					
A.5.1. A EOD recebeu a declaração de Modalidades de Comunicação (MoC).	53	A declaração MoC, datada em 09 Agosto 2012, foi submetida pelos PP.	/32/	OK	OK
A.5.2. Determine a identidade corporativa de todos os signatários autorizados dos participantes do projeto & pontos focais incluídos na declaração MoC por pelo menos uma das seguintes abordagens:	53	A equipe de validação avaliou a identidade corporativa dos participantes do projeto, ponto focal, inclusive das assinaturas e status de emprego de seus signatários autorizados conforme listado na declaração MoC verificando diretamente as evidências como segue: - A identidade da empresa foi verificada pelas licenças ambientais, preço de leilão e verificado contra o site da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/Controller.aspx?CC=12457). - A identidade do pessoal autorizado do ponto focal da CEEE-GT foi verificado por uma procuração reconhecida em cartório que indica o Sr. Marcos Augusto Silva de Mello	/17/ /18/ /19/ /20/ /25/ /32/ /33/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
			como ponto focal da CEEE-GT para comunicações do MDL.			
	Verificar diretamente as evidências de identidade corporativa e pessoal e demais documentos relevantes.	54(a)	O MoC foi verificado pela equipe de validação verificando diretamente as evidências para identidade corporativa, pessoal e demais documentos relevantes.	/25/ /32/ /33/	CAR02	OK
	Documentos autenticados	54(b)	Todos os documentos são autenticados.	/25/ /32/ /33/	CAR02	OK
	Confirmações escritas dos PP que incluem detalhes corporativos e pessoais, inclusive de suas assinaturas, confirme se são as mesmas e se são válidas e precisas.	54(c) 55 56	Uma confirmação escrita do Sr. Marcos Augusto Silva de Mello como ponto focal da CEEE-GT para comunicações do MDL foi fornecida à EOD.	/25/ /32/ /33/	CAR02	OK
	Esclareça demais meios de validação dos requerimentos dispostos em A.4.2 além de (a), (b) e (c) acima.	57	N/A		N/A	N/A
A.5.3.	Determine se o MoC foi corretamente preenchido e se foi devidamente autorizado – confirme que segue:	59	N/A		N/A	N/A
	a. A versão mais recente disponível do formulário “Declaração de modalidades de comunicação” (F-MDL-MOC) foi utilizado?	60(a)	Os PP utilizaram a última versão de F-MDL-MOC versão 2.1.	/32/ Erro! Fonte de referência não encontrada. http://cdm.unfccc.int/Referenc e/PDDs_Form s/index.html#re g	CAR02	OK
	b. Confirme se as informações do	60(b)	CAR 02- Os PP devem fornecer o MoC para	/32/	CAR02	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	formulário F-MDL-MOC e seu anexo 1 foram preenchidas corretamente.		confirmar os detalhes dos PPs.			
	c. Confirme que os signatários autorizados dos participantes do projeto que assinaram o F-MDL-MOC correspondem de fato aos signatários autorizados inseridos no F-CDM-MOC, anexo 1.	60(c)	CAR 02- Os PP devem fornecer o MoC para confirmar os detalhes dos PPs.	/32/	CAR02	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
A.6. Documento de Concepção do Projeto (Seção J – VVSv03)						
A.6.1.	Confirme que o DCP foi completado de acordo com a versão mais recente disponível do formulário DCP para o tipo adequado de atividade de projeto.	62	Os PP utilizaram a ACM0002 como indicação de que o projeto um projeto MDL de grande escala e os formulários e diretrizes para projetos de grande escala foram utilizados. Foi confirmado que o DCP utilizado como base para a validação foi elaborado de acordo com o tipo e o modelo mais recente do Conselho Executivo do MDL disponível em: http://cdm.unfccc.int/Reference/PDDs_Forms/index.html#reg Foi confirmado que o DCP foi devidamente preenchido de acordo com a versão mais recente das diretrizes para o respectivo tipo de atividade de projeto disponível em http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/index.html#pdd	/30/ /60 /61/	OK	OK
A.7. Descrição da atividade de projeto (Seção K – VVSv03)						
A.7.1.	Confirme o que segue referente à descrição da atividade de projeto no DCP:	64				
	a. É preciso e complete, ex. Considera suficientemente os elementos relevantes da atividade de projeto.	64	O projeto proposto da Pequena Central Hidrelétrica Ernestina CEEE será uma usina hidrelétrica conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e irá adicionar 9,6 MW aos 4,8 MW existentes, totalizando 14,40 MW. Estima-se que a eletricidade líquida gerada pela energia adicional e que será despachada à rede será de 45.552 MWh/ano por 23 anos.	/4/ /5/ /10/ /15/ /25/ /30/	CAR01	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
			A estimativa de reduções de emissão é de 8.992 tCO ₂ /ano.			
	b. Fornece ao leitor um claro entendimento da natureza da atividade de projeto MDL proposta;	64	A descrição do projeto é clara e compreensível. No entanto, a capacidade da usina existente deve ser modificada de acordo com os dados da placa do gerador e/ou capacidade média oficial de 4,1 MW.	DCP v01 e foto da placa do gerador	CAR01	OK
A.7.2.	O projeto consiste em uma nova instalação já comissionada, ou o projeto envolve a alteração de uma instalação ou processo já existente?	65	O projeto envolve uma adição de capacidade.	DCP v01, p8, tabela 1 e 2	OK	OK
A.7.3.	Se o resultado de A.7.2 estabelece que a atividade de projeto ocorre em instalações já existentes ou utiliza equipamentos existentes, então confirmar o que segue:	65				
	a. A metodologia especifica outros meios de inspeção além da visita ao local.	65	A metodologia não requer nenhum outro meio além da visita ao local, apesar de este projeto ser uma adição de capacidade em uma instalação existente. A visita ao local ocorreu em 09/08/2012.	/30/ /62/ /63/	OK	OK
	b. Grande escala	65(a)	Apesar de o projeto aplicar a metodologia ACM0002, não é claramente indicado no DCP.	/1/ /30/ /40/	CAR11	OK
	c. Projetos não agregados de pequena escala com reduções de emissão que excedem 15.000 toneladas por ano	65(b)	NA		N/A	N/A
	d. Projetos não agregados de	60(c)	NA		N/A	N/A



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvs3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	pequena escala, cada qual com reduções de emissão que não excedem 15.000 toneladas por ano; em tais casos o número de visitas físicas pode, no entanto, ser determinada por amostragem, se o tamanho da amostragem se justificar por uma análise estatística.					
A.7.4.	For other individual proposed small-scale CDM project activities with emission reductions not exceeding 15,000 tonnes per year, the DOE should conduct a physical site visit as appropriate	66			N/A	N/A
	a. A visita física ao local foi conduzida para confirmar que a descrição contida no DCP reflete a atividade de projeto MDL, a não ser que outros meios sejam especificados na metodologia?	66	A visita ao local ocorreu em 09/08/2012.	/30/ /62/ /63/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
A.7.5. Confirme os meios de validação de quaisquer outras atividades de projeto MDL propostas que não estejam referenciadas em A.7.3 & A.7.4 acima.		67	Projetos MDL semelhantes no Brasil foram considerados como evidência.	/30/ /62/ /63/	OK	OK
A.7.6. Favor confirmar o que segue:						
	a. A atividade de projeto MDL proposta envolve a alteração de uma instalação ou processo existente?	68	A adição de capacidade proposto irá utilizar a casa de força existente, mas novos equipamentos serão instalados com todos os auxiliares necessários.	/4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /20/ /25/ /30/	OK	OK
	b. Se sim, a descrição do projeto define claramente as diferenças resultantes da atividade de projeto comparada à situação pré-projeto?	68	A descrição da adição de capacidade está completa.	/4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /20/ /25/ /30/	OK	OK
B. Aplicação da metodologia selecionada de linha de base e monitoramento (Seção L – VVS02)						
B.1. Requerimentos Gerais (01)						
B.1.1.	A(s) metodologia(s) selecionada(s) pelos participantes do projeto foram aprovadas previamente pelo Conselho Executivo do	70	A metodologia aplicada ACM 0002 versão 13 foi aprovada pelo Conselho Executivo em 11/05/2012.		OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
MDL?					
B.1.2. A versão da metodologia é válida?	70 73 75	Os PP aplicaram a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002: "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis" versão 13.0.0.	/1/ /30/	OK	OK
B.1.3. Esclareça as diretrizes específicas e/ou esclarecimentos solicitados pelo conselho referentes à metodologia aprovada e quaisquer ferramentas aplicáveis.	71	ACM0002, versão 13.0.0, é válida de 17 Setembro 2010 em diante, esta metodologia foi aplicada corretamente já que a atividade de projeto consiste em uma adição de capacidade de 9,6 MW a uma já existente de 4,80 MW, resultando em uma capacidade instalada total de 14,4 MW. A capacidade instalada existente foi verificada pela placa do gerador /13/ e testemunhada fisicamente na visita ao local pela equipe de avaliação. A adição de capacidade recebeu sua licença de instalação em 12 Julho 2011 /19/.	/1/ /30/	OK	OK
B.1.4. Os PP aplicaram corretamente a(s) metodologia(s) com referência ao que segue?	72				



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	a. Fronteira do projeto	72(a)	A equipe de validação verificou que as fronteiras físicas e geográficas foram revisadas pelas evidências documentais. A fronteira do projeto definida na seção B3 do DCP inclui todas as fontes de emissão, de acordo com a metodologia aplicada ACM0002. Para a linha de base, as emissões de CO₂ da geração de eletricidade na rede (incluindo usinas existentes conectadas à rede e a adição de novas usinas conectadas à rede) devem ser consideradas. Para a atividade de projeto (produção de hidroeletricidade), nenhuma emissão de gases de efeito estufa deve ser considerada se a densidade de potência for maior do que 10 w/m².	/1/ /30/	OK	OK
	b. Identificação do cenário de linha de base	72(b)	A metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 define linhas de base específicas diretamente para projetos de usinas hidrelétricas. É estabelecido que se a atividade de projeto consiste em uma adição de capacidade a uma usina já existente, o cenário de linha de base é o que segue: “Na ausência da atividade de projeto MDL, as instalações existentes continuariam fornecendo eletricidade à rede em níveis históricos até o momento em que a instalação de geração deveria ser substituída ou sofrer <i>retrofit</i> (DATEBaselineRetrofit). Deste ponto	/1/ /30/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
			em diante, o cenário de linha de base é a atividade de projeto e nenhuma redução de emissão ocorreria”, conforme refletida pelo cálculo da margem combinada (DCP seção B.6.1) e das reduções de emissão no DCP seção B.3 de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”. A equipe de validação confirmou durante a revisão documental e visita ao local que a linha de base descrita no DCP foi aplicada corretamente pela metodologia ACM0002.			
	c. Os algoritmos e/ou formulas utilizadas para determinar as reduções de emissão	72(c)		/1/ /30/	OK	OK
	d. Adicionalidade	72(d)	Os PP utilizaram as diretrizes relevantes quanto à metodologia ACM0002 versão 13.0.0 e a Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade, versão 7.0.0 e diretrizes relacionadas.	/1/ /30/	OK	OK
	e. Metodologia de monitoramento	72(e)	O plano de monitoramento foi elaborado utilizando as diretrizes relevantes fornecidas na metodologia.	/1/ /30/	OK	OK
B.2. Aplicabilidade da metodologia selecionada de linha de base e monitoramento na atividade de projeto (02)						
B.2.1.	A(s) metodologia(s) foi(ram) corretamente citada(s)?	74	Esta metodologia é aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável conectadas a rede e envolve a adição de capacidade de 9,6 MW a uma já existente de	/4/ /5/ /6/ /7/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
		4,80 MW resultando em uma capacidade instalada total de 14,4 MW. A capacidade instalada existente foi verificada pela placa do gerador /13/ conforme testemunhado fisicamente durante a visita ao local pela equipe de avaliação. A adição de capacidade obteve sua licença de instalação em 12 Julho 2011 /19/.	/8/ /9/ /10/ /20/ /25/ /30/		
B.2.2. A(s) metodologia(s) selecionada(s) é aplicável à atividade de projeto?	74	A metodologia selecionada ACM0002 versão 13.0.0 é aplicável à atividade de projeto, pois consiste em um projeto de grande escala de uma usina de geração hidrelétrica renovável.	/4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /20/ /25/ /30/	OK	OK
B.2.3. Determine se a atividade de projeto cumpre cada condição de aplicabilidade da metodologia aplicável ou qualquer ferramenta ou outro componente metodológico referido nestes.	76	O projeto é uma adição de capacidade, que cumpre os critérios de aplicabilidade para adição de capacidade. A atividade de projeto proposta é a adição de capacidade (b) de uma usina hidrelétrica que iniciou sua operação comercial antes do início do período histórico mínimo de referência de cinco anos, e será implantado em um reservatório único existente sem modificação em seu volume. O cenário de linha de base é a continuação	/4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /20/ /25/ /30/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
		da situação existente.			



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	A metodologia é aplicável à atividades de projeto de geração renovável de energia conectada à rede que: (a) instalam uma nova usina em um local em que nenhuma usina de geração renovável operava antes da implantação da atividade de projeto (usina <i>greenfield</i>); (b) envolvem uma adição de capacidade; (c) envolvem um <i>retrofit</i> de uma usina existente; ou (d) envolvem a substituição de uma usina existente.		A atividade de projeto proposta é a adição de capacidade (b) de uma usina hidrelétrica que iniciou sua operação comercial antes do início do período mínimo histórico de referência de cinco anos, e que será implantada em um reservatório único existente sem modificação em seu volume. O projeto proposto irá adicionar 9,6 MW à uma capacidade instalada de 14,4 MW e a eletricidade gerada será despachada para a rede nacional brasileira – SIN. O cumprimento das condições de aplicabilidade foram confirmadas pela revisão do DCP, do Projeto Básico e das resoluções governamentais que permitiram a adição de Ernestina.	/4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /20/ /25/ /30/	OK	OK
	A atividade de projeto é a instalação, adição de capacidade, retrofit ou substituição de uma usina de um dos seguintes tipos: usina hidrelétrica (com reservatório a fio d'água ou reservatório de acumulação), usina eólica, usina geotermal, usina de ondas ou usina maremotriz.		A atividade de projeto proposta é a adição à uma usina hidrelétrica a fio d'água existente. O cumprimento das condições de aplicabilidade foi confirmada pela revisão do DCP, do Projeto Básico e das resoluções governamentais que autorizam a implantação da atividade de projeto sob regime de operação a fio d'água.	/4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /20/ /25/ /30/	OK	OK
	No caso de adições de capacidade, retrofits ou substituições (à exceção de projetos de adição de capacidade em usinas eólicas, solares, ondas e		O projeto proposto irá adicionar 9,6 MW à uma capacidade instalada de 14,4 MW e a eletricidade gerada será despachada à rede nacional brasileira – SIN.	/4/ /5/ /6/ /7/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvs3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	maremotriz que utilizam a Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro $EG_{PJ,y}$): a usina existente iniciou sua operação comercial antes de um período mínimo histórico de referência de cinco anos, utilizado no cálculo das emissões de linha de base e definido na seção de emissões de linha de base, e nenhuma expansão de capacidade ou retrofit da usina foi realizada entre o início deste período mínimo histórico de referência e a implantação da atividade de projeto.		O cumprimento das condições de aplicabilidade foi confirmado pela revisão do DCP, Projeto Básico e resoluções governamentais que autorizam a implantação da atividade de projeto sob regime de operação a fio d'água.	/8/ /9/ /10/ /20/ /25/ /30/		



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	No caso de usinas hidrelétricas: • Uma das condições abaixo deve se aplicar: o A atividade de projeto é a implantação em um reservatório único ou em múltiplos reservatórios, com nenhuma modificação no volume de nenhum dos reservatórios; ou o A atividade de projeto é a implantação em um reservatório único ou em múltiplos reservatórios, em que o volume de qualquer dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que 4 W/m²; ou o A atividade de projeto resulta em um novo reservatório ou múltiplos reservatórios e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que 4 W/m².		A implantação da atividade de projeto proposta tem um reservatório de 38,02 km², que não será modificado pela capacidade instalada de 14,40 MW. A atividade de projeto será implantada em um reservatório existente, sem modificação em seu volume. O cumprimento das condições de aplicabilidade foi confirmado pela revisão do DCP, Projeto Básico e resoluções governamentais que autorizam a implantação da atividade de projeto sob regime de operação a fio d'água.	/4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /20/ /25/ /30/	OK	OK
	No caso de usinas hidrelétricas que utilizam múltiplos reservatórios em que a densidade de potência de qualquer um dos reservatórios é menor do que 4 W/m² todas as seguintes condições devem se aplicar: • A densidade de potência calculada para toda a atividade de projeto		Não aplicável. A implantação da atividade de projeto proposta irá utilizar um único reservatório já existente. O cumprimento das condições de aplicabilidade foi confirmada pela revisão do DCP, Projeto Básico e resoluções governamentais que autorizam a implantação da atividade de projeto sob regime de	/4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /20/ /25/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvs3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	utilizando a equação 5 é maior do que 4 W/m²; - Reservatórios múltiplos e usinas hidrelétricas localizadas no mesmo lado do rio e que foram designadas para operar juntas como um projeto integrado¹ que coletivamente constituem uma capacidade de geração das usinas combinadas; - Vazão de água entre múltiplos reservatórios não é utilizada por outras unidades hidrelétricas que não sejam parte da atividade de projeto; - Capacidade instalada total das unidades de geração, que é gerada pelo uso de água dos reservatórios com densidade de potência menor do que 4 W/m², é menor do que 15 MW; - Capacidade instalada total de usinas que utilizam a água dos reservatórios com densidade de potência menor do que 4 W/m², é menor do que 10% da capacidade instalada total da atividade de projeto de múltiplos reservatórios.		operação a fio d'água.	/30/		



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	A metodologia não é aplicável nos seguintes casos: • Atividades de projetos que envolvem a troca de combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia no local da atividade de projeto, desde que neste caso a linha de base possa ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local do projeto; • Usinas alimentadas com biomassa; • Usinas hidrelétricas que resultam na criação de um novo e único reservatório ou no aumento de um reservatório único existente no qual a densidade de potência da usina é menor do que 4 W/m².		Nenhum destes é aplicável à atividade de projeto, pois: • A atividade de projeto proposta é uma adição à uma usina a fio d'água existente. • A atividade de projeto é uma usina hidrelétrica. • A atividade de projeto será implantada em um reservatório existente, sem modificação em seu volume. O cumprimento das condições de aplicabilidade foi confirmado pela revisão do DCP, Projeto Básico e resoluções governamentais que autorizam a implantação da atividade de projeto sob regime de operação a fio d'água.	/4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /20/ /25/ /30/	OK	OK
B.3. Desvio de uma metodologia aprovada (03)						
B.3.1.	Se os PP solicitaram um desvio, favor confirmar o que segue:	78			N/A	N/A
	a. Quando tal solicitação de desvio foi feita?	78	N/A		N/A	N/A
	b. A solicitação de desvio resulta de uma questão específica do projeto?	78-79	N/A		N/A	N/A
	c. A solicitação de desvio exige a revisão da metodologia?	80	N/A		N/A	N/A
B.4. Esclarecimento sobre a Aplicabilidade da metodologia (04)						
B.4.1.	Se a análise em B.2.2 resulta na ambiguidade sobre se a metodologia é	81	N/A		N/A	N/A



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvs3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
aplicável ou não à atividade de projeto, confirmar se um esclarecimento é necessário ou não.						
B.5. Fronteira do Projeto (05)						
B.5.1. Com base na descrição da fronteira do projeto no DCP, confirme o que segue:		82-85				
a.	A delimitação física da atividade de projeto proposta está claramente definida?	82	A figura 6 contém um marcador onde há apenas uma coordenada dada que se enquadra no marcador da casa de força. O segundo marcador aponta a barragem errada. Favor adicionar as coordenadas da barragem correta, que fornece água às novas turbinas. A definição da fronteira e das fontes de emissão segue a metodologia aplicada.	/1/ /30/	CAR 04	OK
b.	A fronteira do projeto inclui todas as fontes de emissão de GEE conforme solicitado pela metodologia?	84	A validação das fontes e GEE foi realizada com base na documentação revisada. A fronteira do projeto definida na seção B.3 do DCP inclui todas as fontes de emissão, de acordo com a metodologia aplicada ACM0002.	/1/ /30/	CAR 04	OK
c.	No caso de a metodologia permitir a escolha entre a fonte e/ou gás a ser incluído, a escolha é suficientemente explicada e justificada?	84	Para a linha de base, as emissões de CO ₂ da geração de eletricidade na rede (incluindo usinas existentes conectadas à rede e adição de novas usinas conectadas à rede) devem ser consideradas. Para a atividade de projeto (produção de hidroeletricidade), nenhuma emissão de gases de efeito estufa devem ser consideradas se a atividade de projeto é a implantação em um reservatório existente, com nenhuma alteração em seu volume.	/1/ /30/	CAR 04	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	d. A implantação da atividade de projeto envolve alguma fonte de emissão dentro da fronteira do projeto da qual espera-se uma contribuição de mais de 1% do total anual médio de reduções de emissão que não são consideradas pela metodologia selecionada? Favor explicar em caso positivo.	87	Não há nenhuma emissão a ser considerada no DCP que contribuirá com mais de 1% das REs estimadas.	Visita ao local	OK	OK
B.6. Identificação e descrição do cenário de linha de base (06)						
B.6.1.	Favor confirmar se a metodologia fornece um cenário de linha de base. Também confirmar:	89	A metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 define uma linha de base específica diretamente para projetos de hidrelétricas. Define-se que se a atividade de projeto é a adição de capacidade à uma usina existente, o cenário de linha de base é o que segue: A eletricidade entregue à rede pelo projeto seria de outra maneira gerada pela operação de usinas conectadas a rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido pelos cálculos da margem combinada (seção B.6.1 do DCP) e cálculo das reduções de emissão na seção B.6.3 do DCP de acordo com a "Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico". A equipe de validação confirmou durante a revisão documental e a visita ao local que a linha de base descrita no DCP foi aplicada	/1/ /2/ /3/ /30/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
			corretamente pela metodologia ACM0002..			
B.6.2.	A metodologia é aplicada corretamente com relação à identificação da linha de base?	88 89	A linha de base para adições de capacidade é descrita na metodologia e é obrigatória. Esta linha de base foi utilizada para a atividade de projeto.	/1/ /2/ /3/ /30/	OK	OK
B.6.3.	Se a <u>metodologia</u> requer a <u>consideração de diversos cenários alternativos</u> para a identificação do cenário de linha de base mais plausível, então confirme o que segue:	90	A metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 define uma linha de base específica diretamente para projetos hidrelétricos. A linha de base descrita no DCP está de acordo com a metodologia ACM0002.	/1/ /2/ /3/ /30/	OK	OK
	a. Quais <u>possíveis cenários alternativos</u> foram considerados na determinação da linha de base?	90	N/A		N/A	N/A
	b. A lista de possíveis alternativas é completa?	90	N/A		N/A	N/A
	c. O cenário de linha de base identificado é razoável?	91	N/A		N/A	N/A
	d. O que foi identificado como o cenário de linha de base?	91	N/A		N/A	N/A
	e. O <u>cenário de linha de base identificado</u> está de acordo com a metodologia e as ferramentas referidas?	91	N/A		N/A	N/A
	f. O DCP fornece uma descrição do cenário de linha de base identificado, incluindo uma descrição da tecnologia que foi empregada e/ou das atividades que ocorreriam na ausência da	92	N/A		N/A	N/A



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	atividade de projeto proposta?					
B.6.4.	Com base em conhecimentos do setor e/ou conhecimentos do local confirme o que segue:	93				
	a. Todos os requerimentos aplicáveis do MDL foram considerados na identificação do cenário de linha de base da atividade de projeto MDL proposta.	93	Não há evidências de que a documentação apresentada está de acordo, pois o projeto básico não foi aceito pela ANEEL. Sob o aspecto técnico, pode-se considerar que todos os documentos são relevantes. A metodologia utilizada para identificar a linha de base é aplicada corretamente.	/1/ /2/ /3/ /30/	CAR 05	OK
	b. Se “políticas e circunstâncias nacionais relevantes e/ou setoriais, tais como iniciativas de reformas setoriais, disponibilidade local de combustíveis, planos de expansão da geração, e a situação econômica do setor do projeto” foram consideradas.	93 94(d)	A equipe de validação confirmou que os PP demonstraram que todas as políticas e circunstâncias relevantes foram identificadas e corretamente consideradas no DCP de acordo com as diretrizes do EB MDL, parágrafo 93 (a) & (b) do VVSv03.	/1/ /2/ /3/ /30/	CAR 05	OK
B.6.5.	Para a identificação da linha de base, confirme o que segue:	94				



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	a. O DCP lista todas as premissas e dados utilizados pelos PP?	94(a)	A equipe de validação pode concluir que as premissas, cálculos, análises e demais fontes descritas no DCP utilizadas para determinar o cenário de linha de base são razoáveis e foram aplicadas corretamente.	/1/ /2/ /3/ /30/	OK	OK
	b. Todas as premissas & dados utilizados são justificados, citados e interpretados corretamente no DCP?	94(b)	Todas as premissas & dados utilizados foram justificados, citados e interpretados corretamente no DCP.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	OK	OK
	c. Todas as premissas & dados utilizados são justificados com evidências?	94(c)	Todas as premissas & dados utilizados são justificados com evidências.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	OK	OK
B.7. Identificação de alternativas (10)						
B.7.1.	Quando o cenário de linha de base não está prescrito na metodologia aprovada, avalie a lista de alternativas credíveis identificadas à atividade de projeto no DCP selecionadas para determinar o cenário de linha de base mais realista.	113 115	A metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 define uma linha de base específica diretamente para projetos hidrelétricos.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	OK	OK
	a. A lista de alternativas inclui como opção a “atividade de projeto realizada sem o registro como uma atividade de projeto proposta”?	N/A		N/A	N/A	N/A
	b. Uma lista completa com referência a todas as alternativas plausíveis.	N/A		N/A	N/A	N/A



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	c. Confirme se as alternativas cumprem com todas as legislações aplicáveis.	N/A		N/A	N/A	N/A
B.8.	Algoritmos e/ou formulas utilizadas para determinar as reduções de emissão (07)					
B.8.1.	Para as emissões de linha de base, confirme se as etapas seguidas, equações e parâmetros aplicados no DCP cumprem os requerimentos da(s) metodologia(s) selecionada(s) incluindo suas ferramentas:	96	A visita ao local forneceu evidências sobre a existência da usina. A geração histórica foi verificada. Como a usina foi leiloada como parte da agência nacional da rede não há recibos individuais de venda de energia disponíveis. No entanto, a agência de comercialização mantém registros da energia entregue. Uma amostra de um ano histórico deverá ser fornecido. O histórico de geração e os relatórios de calibração dos medidores são suficientes para comprovação. Se não for possível a evidenciação pela EOD de quanto tempo o equipamento existente operaria no futuro. Contrato de concessão foi utilizado como prova do tempo de vida das turbinas existentes como em outros projetos. Seria interessante que a CEEE apresentasse evidências semelhantes àquelas do ONS para comprovar a vida útil da usina.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR6	OK
	a. Onde a metodologia permitir a seleção entre opções para equações e parâmetros	97	Opções são permitidas no cálculo de EFgrid,CM,y, que na verdade é determinado pelas opções dadas na "Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema	/1/ /2/ /3/		



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
			elétrico”	/30/ /40/		



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	b. Determine se uma justificativa adequada foi fornecida para a escolha dos dados e parâmetros utilizados nas equações.	97 98	O cálculo das reduções estimadas de emissão foram revisadas para refletir a modificação de capacidade.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR08	OK
	c. Equações e parâmetros corretos foram utilizados, de acordo com a metodologia selecionada incluindo a(s) ferramenta(s) aplicável	97	Todos os cálculos e premissas foram avaliados e são considerados corretos.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR08	
	d. Para os dados & parâmetros que não serão monitorados ao longo do período de obtenção de créditos, mas que já foram fixados, determinar se a fonte dos dados & parâmetros é adequado e se os cálculos estão corretos.	98	O procedimento adotado que escolhe um horizonte de 5 anos históricos é consistente com a metodologia e os valores foram obtidos por medições.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR08	OK
B.8.2.	Para emissões de projeto, confirme se as etapas seguidas, equações e parâmetros aplicados no DCP cumprem os requerimentos da(s) metodologia(s) selecionada(s) incluindo suas ferramentas:	96				
	a. Onde a metodologia permitir a escolha entre opções de equações e parâmetros	97	A metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 fornece as diretrizes para cálculo das emissões de projeto baseadas na densidade de potência da usina hidrelétrica.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR08	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	b. Determine se uma justificativa adequada foi fornecida para a escolha dos dados e parâmetros utilizados nas equações.	97 98	Os PPs consideraram as emissões do projeto conforme os requerimentos da metodologia ACM0002, v.13.0.0	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR08	OK
	c. Equações e parâmetros corretos foram utilizados, de acordo com a metodologia selecionada incluindo ferramenta(s) aplicável	97	De acordo com a metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 as emissões de projeto $PE_y = 0$ se a atividade de projeto for a adição de capacidade a uma usina existente em que a área do reservatório não é modificada. Emissões de projeto do reservatório devem ser consideradas, as quais foram corretamente consideradas. Todas as equações e parâmetros estão corretos.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	OK	OK
	d. Para os dados & parâmetros que não serão monitorados ao longo do período de créditos, mas que já foram fixados, determinar se as fontes de dados & parâmetros são adequados e se seus cálculos estão corretos.	98	O procedimento adotado de escolha de um horizonte de 5 anos históricos é consistente com a metodologia e os valores foram obtidos por medições.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	OK	OK
B.8.3. Para emissões de fuga, confirme se as etapas seguidas, equações e parâmetros aplicados no DCP cumprem os requerimentos da(s) metodologia(s) selecionada(s) incluindo ferramentas:		96	Segundo a metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0, nenhuma emissão de fuga deve ser considerada para esta atividade de projeto.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	OK	OK
	a. Onde a metodologia permite a seleção entre opções para	97	N/A		N/A	N/A



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	equações e parâmetros					
	b. Determine se uma justificativa adequada foi fornecida para a escolha dos dados e parâmetros utilizados nas equações	97 98	N/A		N/A	N/A
	c. Equações e parâmetros corretos foram utilizados, de acordo com a metodologia selecionada incluindo ferramenta(s) aplicável.	97	N/A		N/A	N/A
	d. Para os dados & parâmetros que não são monitorados ao longo do período de créditos, mas que já foram fixados, determinar se as fontes dos dados & parâmetros são adequados e se os cálculos estão corretos.	98	N/A		N/A	N/A
B.9. Avaliação da consideração prévia do mecanismo de desenvolvimento limpo (09)						
B.9.1.	A data de início da atividade de projeto reportada está de acordo com a versão mais recente do "Glossário de termos MDL"?	106	De acordo com o glossário MDL a data de início de uma atividade de projeto é a primeira data em que a implantação ou construção ou ação real da atividade de projeto tem início. O início é dado em Dezembro 2012. No entanto, uma justificativa deve ser adicionada, bem como o dia do mês.	/1/ /2/ /3/ /26/ /30/ /40/ /69/ /71/	CAR09	OK
B.9.2.	A data de início da atividade de projeto é anterior a data de publicação do DCP para comentários das partes interessadas	105	A seção C.1.1 do DCP define a data de início do projeto como Dezembro 2012 e o DCP foi enviado ao site da CQNUMC em Junho 2012.	/1/ /2/	CAR09	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
globais?			/3/ /30/ /40/		
B.9.3. “Se uma nova metodologia foi proposta ao Conselho antes da data de início do projeto”	105	N/A		N/A	N/A
B.9.4. A data de início é em ou antes de 2 Agosto 2008?	106 (a) & (b)	A seção C.1.1 do DCP define a data de início do projeto em Junho 2012 e o DCP foi enviado ao site da CQNUMC em 02 Junho 2012.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR09	OK
B.9.5. Para novas atividades de projeto – Os PP informaram o secretariado da CQNUMC e AND anfitriã por escrito sobre o início do projeto e sua intenção em buscar status MDL?	107	A consideração prévia foi enviada ao EB anunciando o início da atividade de projeto. No entanto, o projeto não terá início até 06/2012, o que será após a publicação do DCP em 02/06/2012. Favor ver a seção C deste protocolo para mais detalhes.	/1/ /2/ /3/ /26/ /30/ /40/ /69/ /71/	OK	OK
B.9.6. Para uma atividade de projeto existente, para o qual a data de início é anterior à data de publicação do DCP para consulta global às partes interessadas, favor confirmar o que segue:	108	N/A		N/A	N/A
a. Os detalhes da consideração prévia são dados no DCP?	108(a)	N/A		N/A	N/A
b. As evidências indicam se a consciência dos PP sobre a	108(a)	N/A		N/A	N/A



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	consideração do MDL antes da data de início da atividade de projeto?					
	c. Como o MDL afetou a decisão para prosseguir com esta atividade de projeto?	108(a)	N/A		N/A	N/A
	d. A decisão de prosseguir com a atividade de projeto foi tomada por uma pessoa autorizada?	108(a)	N/A		N/A	N/A
	e. As evidências fornecidas provam que ações contínuas e reais foram tomadas para garantir o status MDL do projeto em paralelo com sua implantação?	108(b)	N/A		N/A	N/A
		109 EB62 Anexo13 Parágrafo 7	N/A		N/A	N/A
	f. O intervalo entre as evidências documentadas garante que o status MDL é menor do que 2 anos?	110(a)-(c) 111 EB62 Anexo13 8(a)-(c)	N/A		N/A	N/A
B.9.7.	Determine se, após a notificação inicial, nos dois anos subsequentes, os PP informaram o secretariado da CQNUMC sobre o progresso da atividade de projeto?	EB62 Anexo13 Parágrafo 5	N/A		N/A	N/A
B.9.8.	A implantação da atividade de projeto se encerrou após seu início ou a implantação recomeçou devido à consideração do MDL?	EB62 Anexo05 Parágrafo 7	N/A		N/A	N/A
B.10. Adicionalidade da atividade de projeto (08)						
B.10.1.	Para a demonstração de adicionalidade, confirme o que segue:					



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	a. Todas as premissas e dados utilizados pelos participantes do projeto estão listados no DCP e confirmam as fontes relacionadas documentadas e/ou justificadas.	102	A ANEEL é a agência elétrica nacional. A descrição técnica ainda não foi aprovada pela ANEEL. Autorização do projeto básico pela ANEEL está pendente.	/4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /20/ /25/ /30/	CAR07	OK
	b. Toda a documentação é relevante bem como citada corretamente e interpretada corretamente.	102	A ANEEL é a agência elétrica nacional. A descrição técnica ainda não foi aprovada pela ANEEL. Autorização do projeto básico pela ANEEL está pendente.	/4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /20/ /25/ /30/	CAR07	OK
	c. As premissas e dados podem ser considerados razoáveis.	102	A ANEEL é a agência elétrica nacional. A descrição técnica ainda não foi aprovada pela ANEEL. Autorização do projeto básico pela ANEEL está pendente.	/4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /20/ /25/ /30/	CAR07	OK
	d. A metodologia aplicada refere-se a	103	A ANEEL é a agência elétrica nacional.	/4/	CAR07	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	ferramentas e diretrizes que demonstram a adicionalidade?		A descrição técnica ainda não foi aprovada pela ANEEL. Autorização do projeto básico pela ANEEL está pendente.	/5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /20/ /25/ /30/		
B.11. Análise de investimento (11)						
B.11.1. A análise de investimento foi utilizada para demonstrar a adicionalidade?		117	Sim, a análise de investimento foi utilizada para demonstrar a adicionalidade.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /25/ /30/ /40/	CL01	OK
B.11.2. Os PP utilizaram a versão mais recente das diretrizes sobre avaliação da análise de investimento, conforme fornecido pelo Conselho e demais provisões relevantes?		118	Sim. Os PP aplicaram a Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade, v.7.0.0.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/ /6/	CL01	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
			/7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /25/ /30/ /40/		
B.11.3. Um método de análise adequado foi selecionado para o projeto (análise de custo simples, análise de comparação de investimento ou análise benchmark)?	120 EB62 Anexo5 19	A análise de investimento foi realizada de acordo com a opção III da "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade". De acordo com as diretrizes de avaliação da análise de investimento, parágrafo 19, uma análise benchmark é o método adequado para demonstrar a adicionalidade desta atividade de projeto, pois esta é uma usina hidrelétrica.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /25/ /30/ /40/ /64/	CL01	OK
B.11.4. Verifique a precisão dos cálculos financeiros realizados para cada análise de investimento ao longo do que segue	120	O&M sera revisto para 13,56 de acordo com referência. GEF é publicado pela AND Brasileira no início de 2012 incluindo 2011.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/ /6/	CL01	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
			A CEEE obteve a licença de instalação da agência ambiental FEPAM que é válida até 2014.	/7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /25/ /30/ /40/		
	a. Os indicadores financeiros são adequados ao contexto da atividade de projeto?	120(a)	A equipe de validação pode confirmar que a Taxa Interna de Retorno (TIR) é o indicador, conforme as Diretrizes para avaliação da análise de investimento, versão 5.0, parágrafo 12.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /25/ /30/ /40/	CL01	OK
	b. Os PP listaram os parâmetros e premissas utilizados nos cálculos do indicador financeiro selecionado?	120(a)	De acordo com as diretrizes para análise de investimento, parágrafo 19, a análise benchmark é o método mais adequado para demonstrar a adicionalidade da atividade de projeto, pois a alternativa à implantação da usina hidrelétrica é o fornecimento de eletricidade pela rede.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/ /6/ /7/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
			De acordo com o DCP, os PP demonstraram e avaliaram a adicionalidade utilizando uma análise benchmark. A equipe de validação pode concluir que os dados, cálculos, premissas, justificativas, documentos e fontes apresentadas no DCP e utilizadas para demonstrar e avaliar a adicionalidade são confiáveis e foram aplicados corretamente.	/8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /23/ /24/ /25/ /30/ /40/		
	c. Verifique os parâmetros e premissas utilizados verificando as evidências disponíveis.	120(a)	A equipe de validação conduziu uma análise completa de todos os parâmetros e premissas utilizados nos cálculos financeiros. Os parâmetros financeiros utilizados são disponíveis no Projeto Básico, Preço de Leilão, Custos de O&M. A equipe de validação pode concluir com base na revisão documental e visita ao local que as premissas, cálculos, equações e demais fontes descritas no DCP na análise de investimento são válidas e foram aplicadas corretamente. Não há custos irrecuperáveis envolvidos nesta atividade de projeto.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /23/ /24/ /25/ /30/ /40/	OK	OK
	d. Os parâmetros foram verificados contra fontes de terceiras partes disponíveis publicamente?	120(b)	A equipe de validação visitou websites, verificou e avaliou informações utilizadas para demonstrar e avaliar a adicionalidade apresentada por diversas entidades	/1/ /2/ /3/ /4/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
			governamentais e não-governamentais.	/5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /23/ /24/ /25/ /30/ /40/		
	e. O relatório de viabilidade a relatórios financeiros anuais da atividade de projeto proposta estão disponíveis.	120(c)	N/A	N/A	N/A	N/A
	f. Os cálculos conduzidos pelos PP são adequados?	120(d)	As finanças são apresentadas de modo transparente em planilhas separadas com fórmulas legíveis de acordo.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	OK	OK
	g. Análise de sensibilidade	120(e) EB62 Anexo 5 20-21				
	i Os PP forneceram justificativa sobre os parâmetros que são considerados na análise de sensibilidade?	EB62 Anexo5 20	Sim. A análise de sensibilidade foi realizada para os parâmetros que tem maior tendência a flutuação ao longo do tempo contribuindo em mais de 20% dos custos do projeto ou	/1/ /2/ /3/ /30/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO			REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
				receitas totais de acordo com as Diretrizes para avaliação da análise de investimento. Uma variação considerável foi considerada razoável e adequada na análise de sensibilidade desta atividade de projeto.	/40/		
		- Há parâmetros que constituem menos do que 20% e que tem impacto material na análise?	EB62 Anexo 5 20	Não.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	OK	OK
		- Os PP consideraram variações razoáveis?	EB62 Anexo5 21	Logo, as variações foram realizadas alternando-se os seguintes parâmetros: - Redução dos gastos de investimento (custos de investimento). - Aumento nas receitas do projeto (tarifa de eletricidade); - Aumento na geração de energia da usina (geração de eletricidade); - Redução do custo operacional (custos totais de operação).	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	OK	OK
		- Os resultados das variações estão apresentados no DCP e tais resultados podem ser reproduzidos nas planilhas	EB62 Anexo5 20	As variáveis foram submetidas adequadamente a variações razoáveis. O resultado destas variações está apresentado no DCP e as planilhas foram reproduzidas pela equipe.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO			REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
		associadas?					
		ii Confirme a precisão da análise de sensibilidade conduzida pelos PP avaliando cenários “sob os quais as condições de variação no resultado poderiam ocorrer, e a probabilidade destas condições”.	EB62 Anexo5 21	Todos os cenários com variações de +/- 10% estão abaixo do benchmark e os PP justificaram adequadamente a probabilidade destas condições em ultrapassar o benchmark é muito baixo. Foi confirmado em seguida e verificado pela equipe de validação.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	OK	OK
B.11.5. Se os PP utilizaram uma análise benchmark confirme o que segue:			121				
	a.	O tipo de benchmark aplicado é adequado para o tipo de indicador financeiro?	121(a)	A análise de investimento foi conduzida de acordo com a opção III da “Ferramenta de demonstração e avaliação da adicionalidade”. De acordo com ela, a atividade de projeto não é a opção econômica e financeiramente mais atrativo; nem economia e financeiramente viável, sem a receita da venda das reduções certificadas de emissão (RCE). De acordo com as Diretrizes para avaliação da análise de investimento, parágrafo 19, a análise benchmark é o método adequado para demonstrar a adicionalidade desta atividade de projeto, pois é uma usina hidrelétrica.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/ /64/	CAR4	OK OK OK
	b.	Os PP aplicaram riscos prêmios na determinação do benchmark?	121(b)	Os PP aplicaram o prêmio de mercado com base na diferença histórica entre os retornos S&P 500 e os retornos de longo prazo dos títulos dos EUA. O <i>spread</i> sobre a taxa livre de risco é a média da diferença entre estes retornos. A equipe de validação confirmou que os cálculos fornecidos para o prêmio do	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR4	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
			risco do capital próprio (de 1928 a 2010) na planilha do CMPC (aba "Retornos por ano") para ações (11,69%) menos títulos T (5,26%) é correto e aplicável à época da decisão do investimento do projeto e também foram verificados contra o valor fornecido no site. A adoção de um período de 82 anos fornece um número mais consistente já que a volatilidade de ações é maior e, portanto, quanto maior o período, melhor para se obter uma média precisa razoável e adequada ao contexto da atividade de projeto. Logo, a PJRCES considerou a determinação do risco prêmio sobre o capital próprio calculado pelos PPs correto e adequado ao contexto da atividade de projeto e do cálculo do benchmark.			
	c. Determine se é razoável assumir que nenhum investimento seria realizado em uma taxa de retorno menor do que o benchmark?	121(c)	A equipe de validação verificou o cálculo da planilha do CMPC e a considerou precisa. Ademais, a equipe da PJRCES comparou este cálculo com demais publicações que discutem o custo de capital de outras companhias no setor elétrico brasileiro e verificou que o valor obtido para Ke pelos PP é conservador e adequado ao contexto da atividade de projeto e do cálculo do CMPC.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR4	OK
B.11.6. Verifique a precisão da análise de investimento (de acordo com as diretrizes de Investimento)		120				
	a. O período de avaliação da análise de investimento reflete a vida técnica da atividade de projeto ou	EB62 Anexo5 3-4	O período considerado é de 23 anos, de acordo com as Diretrizes para Avaliação da Análise de Investimento – versão 5, parágrafo	/1/ /2/ /3/	CAR4	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	no caso de um período menor ser escolhido, o valor justo dos ativos da atividade de projeto foi considerado no final do período da análise de investimento (como uma entrada no fluxo de caixa)?		3, já que o valor justo dos ativos da atividade de projeto foram incluídos ao fim do período de análise.	/30/ /40/		
	b. A vida útil técnica (remanescente) do equipamento do projeto existente definido de acordo com as diretrizes da <i>Ferramenta para determinar a vida útil remanescente do equipamento</i> ?	EB50 Anexo15	A vida útil operacional esperada da atividade de projeto é 23 anos de acordo com o contrato de concessão, o que está de acordo com a <i>Ferramenta para determinar a vida útil remanescente do equipamento</i> .	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR4	OK
	c. O valor justo foi calculado de acordo com as regulações de contabilidade locais quando disponível, ou melhores práticas internacionais?	EB62 Anexo5 4	Não considerado.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR4	OK
	d. O valor contábil dos ativos e a expectativa de lucro ou perda potencial da realização do ativo incluído no cálculo do valor justo?	EB62 Anexo5 4	Não considerado.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR4	OK
	e. A depreciação e demais itens não financiáveis referentes à atividade de projeto (que foram deduzidos na estimativa do lucro bruto em que o imposto é calculado), adiciona novamente aos lucros líquidos para o propósito de calcular os indicadores financeiros (ex. TIR,	EB62 Anexo5 5	Foram considerados adequadamente nos lucros líquidos com o intuito de calcular os indicadores financeiros.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR4	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	VPL)?					
	f. A tributação é excluída da análise de investimento ou o benchmark é visado para comparações após-imposto?	EB62 Anexo5 5	A porção dos custos de investimento que são financiados por capital próprio são considerados na saída líquida do fluxo de caixa.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR4	OK
	g. Os valores de entrada utilizados na análise de investimento são válidos e aplicáveis quando da tomada de decisão do investimento?	EB62 Anexo5 6 122(a)	Alguns dos valores de entrada utilizados nas planilhas/DCP devem ter suas fontes/cálculos esclarecidos. A equipe de validação pode concluir com base na revisão documental e visita ao local que as premissas, cálculos, fórmulas e demais fontes descritas no DCP e utilizadas na análise de investimento são válidas e foram corretamente aplicadas.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR4	OK
	h. Há algum custo irrecuperável considerado na análise?	EB62 Anexo5 6	Não há nenhum custo irrecuperável envolvido na atividade de projeto.	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/	CAR4	OK
	i. O fator de carga da usina está em conformidade com a versão mais recente disponível das <i>Diretrizes para reporte e validação de fatores de carga</i>	EB48 Anexo11 3(a)-(b)	O conjunto de turbinas/geradores citado acima irá conferir uma adição de 9,6 MW com uma energia assegurada de 5,2 MW. O projeto irá gerar um total de 45.552 MWh/ano (5,20 MW * 8760 hs/ano). A PJRCES revisou ambos os documentos e também considerou que a energia média foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) quando da submissão da atividade de projeto para aprovação de	/1/ /2/ /3/ /30/ /40/ /64/	CAR4	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO			REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
				implantação, é considerado que cumpre os requerimentos das 'Diretrizes para reporte e validação de fatores de carga'.			
		Os PP forneceram as versões das planilhas de todas as análises de investimento em que:	EB62 Anexo5 8				
		i Todas as formulas utilizadas na análise são legíveis	EB62 Anexo5 8	As finanças são apresentadas de modo transparente em planilhas separadas com fórmulas legíveis de acordo.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /23/ /24/ /25/ /30/ /40/	OK	OK
		ii Todas as células relevantes são visíveis e desprotegidas	EB62 Anexo5 8	Todas as células relevantes são visíveis e desprotegidas.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/ /6/ /7/ /8/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO			REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
					/9/ /10/ /16/ /20/ /23/ /24/ /25/ /30/ /40/		
	j.	No caso da TIR projeto: os custos com gastos de financiamento (pagamento de empréstimos e juros) foram excluídos do cálculo da TIR projeto?	EB62 Anexo5 9	Os custos financeiros não foram considerados no cálculo da TIR.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /23/ /24/ /25/ /30/ /40/	OK	OK
	k.	No caso da TIR capital próprio: a parte dos custos de investimento que são financiados pelo capital próprio são considerados uma saída líquida do fluxo de caixa e a	EB62 Anexo5 10	A porção dos custos financeiros que são financiados pelo capital próprio foi considerada como uma saída líquida do fluxo de caixa.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	parte financiada pela dívida é excluída das saídas líquidas do fluxo de caixa?			/6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /23/ /24/ /25/ /30/ /40/		
	I. Nos casos em que um benchmark após impostos é aplicado, favor garantir que os juros realmente pagos são considerados no cálculo do imposto de renda.	EB62 Anexo5 11	Sim.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /23/ /24/ /25/ /30/ /40/		
	m. No caso de uma abordagem benchmark ser utilizada, o	EB62 Anexo5	A equipe de validação verificou a planilha de cálculo do CMPC e a considerou precisa.	/1/ /2/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	benchmark selecionado pelos PP é adequado ao tipo de TIR calculada e apresentada?	12	Ademais, a equipe da PJRCES comparou este cálculo com demais publicações discutindo o capital próprio de empresas do setor elétrico brasileiro e observou que o valor obtido para Ke pelos PP é conservador e adequado ao contexto da atividade de projeto e do cálculo do benchmark.	/3/ /4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /23/ /24/ /25/ /30/ /40/		
	n. O projeto pode ser desenvolvido por outra entidade além dos PP?	EB62 Anexo5 13	Sim.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /23/ /24/ /25/ /30/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
				/40/		
	o. O benchmark interno de empresas/retornos esperados (incluindo aqueles utilizados no retorno esperado do capital próprio no cálculo do custo médio ponderado do capital – CMPC) foi aplicado nos casos em que há apenas um desenvolvedor possível do projeto?	EB62 Anexo5 14	N/A.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /23/ /24/ /25/ /30/ /40/	OK	OK
	p. Se o benchmark é baseado em parâmetros padrão no mercado, confirme o que segue:	EB62 Anexo5 15			OK	OK
	i O que foi considerado como custo do capital próprio?	EB62 Anexo5 15	re = 21,25%.	/30/ /40/ /48/		
	• O que foi considerado como custo de dívidas?	EB62 Anexo5 16	Kd = 10,47%.	/30/ /40/ /48/	OK	OK
	• O que foi considerado como a estrutura de dívida/capital próprio?	EB62 Anexo5 18	We e Wd são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida tipicamente observados no setor. Os PP aplicaram um	/30/ /40/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO			REF. (§§) VVS	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
				MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
				We de 50,00% e um Wd de 50,00%, de acordo com o parágrafo 18 das “Diretrizes para avaliação da análise de investimento”, versão 5 /48/.	/48/		
	q.	Nos casos em que o benchmark interno de uma empresa é utilizado para o retorno esperado do capital próprio,	EB62 Anexo5 16-17			OK	OK
		- Confirme “Qual foi o custo de dívida considerado” do que segue:	EB62 Anexo5 16	N/A		N/A	N/A
		- No caso de empréstimos serem considerados	EB62 Anexo5 16	N/A		N/A	N/A
		- No caso de títulos serem considerados	EB62 Anexo5 16	N/A		N/A	N/A
		- Nos casos em que a estrutura de financiamento da dívida do projeto ainda não está disponível (ex. Carta de intenções para financiamento da dívida não está disponível)	EB62 Anexo5 16	N/A		N/A	N/A
		- Favor confirmar se o DCP justifica claramente e os documentos da opção escolhida:	EB62 Anexo5 16	N/A		N/A	N/A
		- Qual foi considerada a estrutura dívidas/capital próprio?	EB62 Anexo5 17	N/A		N/A	N/A
B.11.7. Onde os participantes do projeto			122				



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
dependem dos valores do Estudo de Viabilidade (FSR) que é aprovado pelas autoridades nacionais para atividades de projeto propostas, determine o que segue:					
a. O FSR serve como base para a decisão de prosseguir com o investimento no projeto?	122(a)	N/A		N/A	N/A
b. Os valores utilizados no DCP são cuidadosamente consistentes com aqueles do FSR.	122(b)	N/A		N/A	N/A
c. Os valores de entrada do FSR são válidos e aplicáveis quando da decisão do investimento?	122(c)	N/A		N/A	N/A
B.11.8. A avaliação da análise de investimento e do DCP conclui que a atividade de projeto não é a opção econômica e financeiramente mais atrativa ou econômica e financeiramente viável, sem o MDL?	119	A equipe de validação pode concluir que os dados, fórmulas, premissas, justificativas, documentação e fontes apresentadas no DCP utilizadas para demonstrar e avaliar a adicionalidade são confiáveis e foram aplicadas corretamente.	/1/ /2/ /3/ /4/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /16/ /20/ /23/ /24/ /25/ /30/ /40/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
B.12. Análise de barreiras (12)						
B.12.1. Se os PP utilizaram a análise de barreira, confirme o que segue:		124				
	Quais são as barreiras enfrentadas pela atividade de projeto?	124	N/A. Os PP selecionaram uma análise de investimento para demonstrar a adicionalidade da atividade de projeto proposta.		N/A	N/A
	Como foi justificado e evidenciado no DCP que as barreiras são reais?	126(a)	N/A		N/A	N/A
	Como foi justificado que a(s) barreira(s) reais identificadas não previnem a implantação da atividade de projeto?	124(a) 126(b)	N/A		N/A	N/A
	É justificado que a(s) barreira(s) reais identificadas não previnem a implantação de pelo menos uma das alternativas.	124(b) 126 (b)	N/A		N/A	N/A
	Alguma das questões identificadas têm um impacto direto claro nos retornos financeiros da atividade de projeto? Quando respondendo a questão acima, excluir o que segue: Barreiras referentes à riscos, por exemplo risco de falha técnica, que pode ter efeitos negativos na performance financeira, ou Barreiras referentes à indisponibilidade das fontes de financiamento da atividade de projeto.	125(a)-(b)	N/A		N/A	N/A



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
B.13. Análise de prática comum (13) (no caso de projetos de pequena escala, pular esta etapa)						
B.13.1. Para atividades de projeto sob o parágrafo 6 da ferramenta metodológica "Demonstração e avaliação da adicionalidade" versão 7.0.0, seguir o procedimento:			Os PP devem atualizar as diretrizes para análise da prática comum.	/30/ /65/ /64	CAR12	OK
	a. Etapa 1. Os PP calcularam a variação aplicável de $\pm 50\%$ da capacidade da atividade de projeto proposta.	EB65 Anexo21 47	Sim. A variação aplicável foi definida.	/30/ /65/	CAR12	OK
	b. Etapa 2:					
	a) O que foi identificado como a área geográfica	EB65 Anexo21 5	Sim. A área geográfica identificada é o Brasil, país anfitrião inteiro.	/30/ /65/	CAR12	OK
	b) ii. Os PP identificaram todas as plantas que entregam a mesma capacidade dentro da variação aplicável calculada na Etapa 1?	EB65 Anexo21 47	Sim. Dentro da área geográfica identificada, todas as plantas que entregam a mesma capacidade foram determinadas. Um total de 6 plantas foi identificado.	/30/ /65/	CAR12	OK
	c) Qual o número de plantas identificadas que iniciaram sua operação comercial antes da data de início da atividade de projeto?	EB65 Anexo21 47	Todas as 6 usinas identificadas iniciaram suas operações antes da data de início da atividade de projeto.	/30/ /65/	CAR12	OK
	c. Etapa 3: qual o número de usinas identificadas na Etapa 2 acima que aplicam tecnologia diferente daquela aplicada pela atividade de projeto proposta.	EB65 Anexo21 47	PPs devem atualizar as Diretrizes para análise de prática comum.	/30/ /65/	CAR12	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
	d. Etapa 4: Qual a parcela de plantas que utilizam tecnologia semelhante à tecnologia utilizada na atividade de projeto proposta em todas as plantas que entregam a mesma capacidade que a atividade de projeto proposta?	EB65 Anexo21 47	PPs devem atualizar as Diretrizes para análise de prática comum.	/30/ /65/	CAR12	OK
B.13.2.	A região definida para a análise de prática comum é adequada ao tipo de tecnologia/indústria?	129 (a)	PPs devem atualizar as Diretrizes para análise de prática comum.	/30/ /65/	CAR12	OK
B.13.3.	Descreva em que medida projetos semelhantes foram realizados na região relevante?	129 (b)	N/A		OK	
B.13.4.	No caso de projetos semelhantes serem identificados, há diferenças chave entre o projeto proposto e projetos existentes e em curso e quais as diferenças observadas?	129 (c)	N/A			
B.13.5.	Confirme se a atividade de projeto não é uma prática comum.	130 (d)	PPs devem atualizar as Diretrizes para análise de prática comum.	/30/ /65/	CAR12	OK
B.14. Plano de Monitoramento (14)						
Emissões de linha de base						
B.14.1.	O plano de monitoramento descrito cobre todos os parâmetros de monitoramento requeridos pela metodologia aplicada incluindo ferramenta(s) aplicáveis?	132(a)	O plano de monitoramento descrito no DCP inclui a quantidade de eletricidade líquida gerada e fornecida pela usina do projeto à rede no ano e será monitorada de acordo com a metodologia de monitoramento da metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0. As turbinas/geradores seguirão os	/1/ /2/ /3/ /30/ /65/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§) VVS	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
		procedimentos oficiais da ANEEL, ONS e CCEE. A eletricidade fornecida à rede será controlada em tempo real pela CCEE. Os pontos de medição serão registrados no SCDE (sistema de coleta de dados de energia) assim que forem definidos. Haverá pelo menos 2 medidores de energia (principal e de retaguarda) que serão especificados pelo ONS (modelo e tipo). Os medidores serão calibrados conforme os requerimentos do ONS pela Rede Brasileira de Calibração (RBC). A eletricidade líquida será monitorada utilizando os medidores e a quantidade de eletricidade gerada será verificada contra as faturas de energia da companhia. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) realizará o pagamento da eletricidade mensalmente.			
B.14.2. A descrição dos parâmetros de monitoramento inclui os meios de monitoramento de todos os parâmetros contidos no plano de monitoramento de acordo com os requerimentos da metodologia aplicada inclusive das ferramentas aplicáveis.	132(a)	Todos os parâmetros apresentados no plano de monitoramento do DCP são designados a monitorar as emissões calculadas do projeto.	/1/ /2/ /3/ /30/ /65/	OK	OK
EG _{facility} – Quantidade de eletricidade líquida gerada e fornecida pela planta do projeto à rede no ano y	132(a)	<u>Fonte:</u> Medição com medidores bi-direcionais de eletricidade – Principal e de Retaguarda (Precisão: 0,2%) localizados na subestação e que irão monitorar: (iii) A quantidade de eletricidade fornecida pelo projeto à rede e	/1/ /2/ /3/ /30/	CAR1	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
			(iv) A quantidade de eletricidade ao projeto pela rede. <u>Frequência de monitoramento:</u> a energia será medida continuamente, sendo agregada a cada 15 minutos e consolidada mensalmente Erro! Fonte de referência não encontrada.. <u>Calibração</u> A cada 2 anos Erro! Fonte de referência não encontrada.. <u>Verificação:</u> A geração de eletricidade pela planta conforme publicado pela CCEE será utilizado para verificar as informações dos participantes do projeto.	/65/		
	$EF_{grid,OM,y}$ – Margem de operação do fator de emissão CO2 no ano y		<u>Fonte:</u> OM é calculado pela CIMGC (AND Brasileira) de acordo com a metodologia ACM0002 e a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”, Opção (c): Análise dos dados despachados OM. O fator de emissão é fornecido no site da CIMGC anualmente Erro! Fonte de referência não encontrada.. <u>Frequencia de monitoramento:</u> anualmente.	/1/ /2/ /3/ /30/ /65/	CAR1	OK
Emissões de projeto						
B.14.3. O plano de monitoramento descreve todos os parâmetros de monitoramento requeridos pela metodologia aplicada (incluindo ferramentas aplicáveis)?		132(a)	De acordo com a metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 as emissões de projeto $PE_y = 0$ se o reservatório da atividade de projeto permanece a mesma.	/1/ /2/ /3/ /30/	OK	OK
B.14.4. A descrição dos parâmetros de monitoramento incluem os meios de		132(a)	Todos os parâmetros apresentados no plano de monitoramento do DCP são designados	/1/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
monitoramento contidos no plano de monitoramento de acordo com os requerimentos da metodologia aplicada?			para monitorar as emissões calculadas do projeto.	/2/ /3/ /30/		
	Cap _{PJ} – Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implantação da atividade de projeto.	132(a)	<i>Fonte:</i> Determinada com base nos padrões reconhecidos e aprovados da ANEEL. <i>Frequência de monitoramento:</i> Anual.	/1/ /2/ /3/ /30/	OK	OK
Emissões de fuga						
B.14.5.	O plano de monitoramento descreve todos os parâmetros de monitoramento requeridos pela metodologia aplicada (incluindo ferramentas aplicáveis)?	132(a)	N/A. De acordo com a metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0, nenhuma emissão de fuga deve ser considerada.		N/A	N/A
B.14.6.	A descrição dos parâmetros de monitoramento incluem os meios de monitoramento de todos os parâmetros contidos no plano de monitoramento de acordo com os requerimentos da metodologia aplicada?	132(a)	N/A		N/A	N/A
	Parâmetro 1	N/A		N/A	N/A	
B.14.7.	Confirme se os arranjos de monitoramento descritos no DCP podem ser implantados adequadamente no contexto da atividade de projeto?	132(b)(i)	A viabilidade do sistema de medição foi confirmada no local por meio de entrevistas e observações do sistema de medição existente.	/1/ /2/ /3/ /30/	OK	OK
B.14.8.	A descrição dos procedimentos de QA/QC são suficientes para garantir que	132(b)(ii)	Como a usina existente opera com um sistema de medição já estabelecido, assume-	/1/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
as reduções de emissão alcançadas pela atividade de projeto possam ser reportadas ex post e verificadas?		se que o sistema também será verificável no futuro após a adição de capacidade.	/2/ /3/ /30/		
B.14.9. O DCP identifica os procedimentos de gerenciamento de dados?	132(b)(ii)	Sim. Estes serão realizados de acordo com a regulação nacional da ONS e da CCEE.	/1/ /2/ /3/ /30/	OK	OK
C. Impactos Ambientais (Seção M – VVSv03)					
C.1.1. Os PP conduziram uma análise dos impactos ambientais da atividade de projeto proposta?	134	As licenças ambientais da autoridade ambiental são requisitadas e a licença preliminar e de construção foram obtidas.	/17/ /18/ /19/ /20/ /58/	OK	OK
C.1.2. Há impactos ambientais transfronteiriços considerados na análise ambiental?	134	Não há nenhum impacto transfronteiriço a ser considerado.	/17/ /18/ /19/ /20/ /58/	OK	OK
C.1.3. Há algum requerimento do País Anfitrião por um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) para o tipo e tecnologia da atividade de projeto?	135	Alguns efeitos ambientais adversos podem ocorrer principalmente durante a construção e programas ambientais foram implantados de modo a evita-los ou minimiza-los.	/17/ /18/ /19/ /20/ /58/	OK	OK
C.1.4. No caso de um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) ser solicitado pelo país anfitrião, este foi elaborado e, se aplicável, foi totalmente aprovado pelo órgão competente?	135	A aprovação do EIA significa o cumprimento da legislação ambiental do país anfitrião.	/17/ /18/ /19/ /20/ /58/	OK	OK
C.1.5. O DCP descreve suficientemente a	135	As questões ambientais foram discutidas no	/17/	OK	OK



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - VVSv3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
análise dos impactos ambientais da atividade de projeto de acordo com a legislação ambiental do país anfitrião?		DCP.	/18/ /19/ /20/ /58/		
C.1.6. Há algum impacto ambiental transfronteiriço considerado no EIA?	134	O projeto não implica em impactos ambientais negativos transfronteiriços, mas ao contrário, de outra maneira a licença não seria emitida.	/17/ /18/ /19/ /20/ /58/	OK	OK
D. Consulta às partes interessadas locais (Seção N – VVSv03)					
D.1.1. O processo de consulta local às partes interessadas foi conduzido antes da publicação do DCP para consulta global às partes interessadas?	138 (PS: 69)	Sim, LSC foi conduzido entre 02/12/2011 e 06/12/2011 após envio das cartas-convite em 16/11/2011.	/27//48/	OK	OK
D.1.2. Os PP identificaram & convidaram as partes interessadas locais relevantes ao processo de consulta local às partes interessadas?	139(a)	Sim, LSC seguiu a resolução sobre requerimentos LSC emitida pela AND Brasileira.	/27//48/	OK	OK
D.1.3. O DCP resume de forma clara os comentários recebidos durante a consulta?	139(b)	Nenhum comentário foi recebido.	/27//48/	OK	OK
D.1.4. É demonstrado que os PP consideraram todos os comentários recebidos da atividade de projeto proposta?	139(c) (PS: 68)	Nenhum comentário foi recebido.	/27//48/	N/A	N/A
E. Requerimentos Específicos de Validação (Seção N – VVSv03)					
E.1. Atividades de Projeto de Pequena Escala					
E.1.1. O projeto se qualifica como uma atividade	150	N/A	N/A	N/A	N/A



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvs3.0.0

CHECKLIST DOS REQUERIMENTOS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	VVS	MEIOS DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	RASCUNHO	FINAL
de projeto MDL de pequena escala conforme definido na “decisão 4/CMP.1, Anexo II”.					
E.1.2. Para atividades de projeto consideradas atividades de projeto de pequena escala, mas que aplicam uma metodologia aprovada de grande escala, confirme se esta atividade de projeto cumpre as modalidades e procedimentos para atividades de projeto de grande escala.	151	N/A	N/A	N/A	N/A
E.1.3. Confirme se a atividade de projeto se qualifica dentre os três possíveis tipos de atividades de projeto de pequena escala.	152(a)	N/A	N/A	N/A	N/A
E.1.4. A atividade de projeto está de acordo com uma das categorias aprovadas de pequena escala e aplica as ferramentas ou metodologias relevantes?	152(b)	N/A	N/A	N/A	N/A
E.2. Desagrupamento					
É demonstrado que a atividade de projeto de pequena escala não é um componente desagrupado de uma atividade de projeto maior?	154 155 156	N/A	N/A	N/A	N/A
E.3. Adicionalidade para atividade de projeto de pequena escala					
A justificativa de adicionalidade segue os requerimentos da metodologia aplicada e/ou ferramentas metodológicas?	158	N/A	N/A	N/A	N/A
A atividade de projeto se qualifica como uma atividade de micro escala?	158 159 160	N/A	N/A	N/A	N/A

QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

Tabela 3: Resolução de questões identificadas na Tabela 2 do Checklist de Validação

Versão preliminar do relatório de solicitação de esclarecimentos, ações corretivas e ações futuras	Ref. à seção na tabela 2 acima	Resumo das respostas dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
CAR 01 <i>A capacidade da usina existente deve ser modificada de acordo com os dados de placa do gerador.</i>	A.1.1	A capacidade instalada atual do projeto é de 4,80 MW e a atividade de projeto irá instalar três novos conjuntos turbogeradores com uma capacidade total de 9,60 MW. Portanto, a capacidade total da PCH Ernestina será de 14,4 MW e não 9,60 MW como descrito anteriormente no DCP. Esta modificação também interfere na estimativa de RCEs do projeto, que foi modificada de 2.966 tCO₂e para 8.992 tCO₂e. A TIR do projeto também foi modificada de 2,46% para 6,38%. As seções A.1, A.3, B.5 (tabela 6), B.6.3, B.6.4 e B.7.1 do DCP, a planilha de cálculo das RCEs ("CERs Ernestina.xls") e a planilha de cálculo da TIR ("Cash Flow HPP Ernestina.xls") foram modificados de acordo.	Revisado na versão 2 do DCP. Logo, esta CAR é considerada fechada.
CAR 02 <i>A capacidade tem base na capacidade assegurada da capacidade especificada pelo fabricante do equipamento. A capacidade assegurada utiliza fatores de correção fornecidos pelo governo.</i>	A.1.2	A capacidade de geração adicional do projeto é de 9,60 MW pela adição de três conjuntos turbogeradores que serão instalados pela atividade de projeto com as seguintes especificações: • Turbinas: 3,30 MW por unidade • Geradores: 3,55 MVA por unidade x fator de capacidade de 0,9 No Brasil, a energia assegurada é definida para PCHs pela	Revisado na versão 2 do DCP. Logo, esta CAR é considerada fechada.

QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

Estes parâmetros devem ser revisados.		Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (http://www.aneel.gov.br), uma autarquia sob condições especiais vinculada ao Ministério de Minas e Energia. A principal responsabilidade da ANEEL é regular e supervisionar a geração de eletricidade, transmissão e distribuição no país. Referente à atividade de projeto, a ANEEL concedeu uma energia assegurada de 5,20 MW médio à PCH Ernestina, como pode ser verificado na planilha técnica da ANEEL no Projeto Básico (página 223). Esta modificação também interferiu na estimativa de RCEs do projeto, que foi alterada de 2.966 tCO₂e para 8.992 tCO₂e e a TIR do projeto também foi modificada de 2,46% para 6,38%. As seções A.1, A.3, B.5 (tabela 6), B.6.3, B.6.4 e B.7.1 do DCP, a planilha de cálculo de RCEs e a planilha de cálculo da TIR foram modificadas de acordo.	
CAR 03 Forneça o MoC para confirmar os detalhes dos PPs.	A.2.1	Por favor, veja o “Anexo 1 - MoC Ernestina.pdf” com a declaração de participação de todos os participantes do projeto. Por favor, verifique também o “Anexo 2 – CEEE Statement.pdf” e “Anexo 3 – Lumina Letter Attorney.pdf” que fornecem evidências das posições do Sr. Marcos e Sr. Clóvis nas empresas CEEE e Lumina Energia, respectivamente, conforme declarado no MoC do projeto.	O MoC foi fornecido. A CAR foi fechada.
CAR 04 A LoA do país anfitrião está pendente.	A.2.2	A atividade de projeto não tem participação de nenhuma Parte dos países Anexo-I. Logo, a única Parte envolvida na atividade de projeto proposta é o País Anfitrião (neste caso, o Brasil). A fim de se obter a Carta de Aprovação (LoA) do projeto, os PPs devem submeter o Relatório Final de Validação à AND Brasileira (“CIMGC – Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima”). Os procedimentos estabelecidos pela AND Brasileira para obtenção da LoA são determinados na	A carta final de aprovação (LoA) do país anfitrião ainda não foi recebida, já que o processo de aprovação da AND Brasileira requer que a atividade de projeto tenha sido validada, pendendo apenas a confirmação da LoA.

QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvs3.0.0

		Resolução nº1 de 11/09/2003. Demais informações referentes aos métodos e procedimentos para a emissão da LoA Brasileira podem ser obtidas no “Manual para submissão de atividades de projeto no âmbito do MDL”, disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0025/25268.pdf	O pedido de registro desta atividade de projeto não será submetido até que a carta seja recebida, o que é um procedimento comum no Brasil. Após tendo recebido uma opinião positiva de validação da EOD, a AND Brasileira emite a LoA e tendo a LoA deste país anfitrião, o país Anexo I emitirá sua LoA. A CAR 4 será fechada após a submissão do DCP e do relatório de validação à AND e após sua aprovação. A CAR 4 permanece aberta.
CAR 05 <i>Não há evidências de que a documentação apresentada está de acordo já que o projeto básico não foi aceito pela ANEEL.</i>	B.2.3	No Brasil, a ANEEL também é responsável pela aprovação de Projetos Básicos de PCHs. Conforme explicado na CAR 01, a ANEEL é uma autarquia sob condições especiais vinculada ao Ministério de Minas e Energia, responsável por regular e supervisionar a geração, transmissão e distribuição de eletricidade no país, dentre outros. A PCH Ernestina solicitou à ANEEL a aprovação do Projeto Básico do projeto em 18/Out/2010 (por favor, veja o “Anexo 4 – SHPP Ernestina ANEEL Protocol.pdf” para a solicitação de autorização feita pela CEEE), que foi recebida pela ANEEL em 18/Out/2010 como pode ser verificado no carimbo de recebimento no Anexo 4. A aprovação da ANEEL do Projeto Básico ainda está pendente. Mesmo assim, esta documentação foi utilizada no DCP já que é a evidência oficial disponível à época da validação.	A explicação dada pelos PP indica que a autorização da ANEEL para implantar o projeto envolve a aprovação do projeto básico. A referência foi fornecida à EOD e, portanto, este CAR está fechado.



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

CAR 06 <i>Os dados apresentados referentes à usina devem ser revistos. A capacidade total é de 14 MW e não 9,6 MW como afirmado no DCP.</i>	B.2.3	A capacidade instalada atual do projeto é de 4,80 MW e a atividade de projeto irá instalar três novos conjuntos turbogeradores com uma capacidade total de geração de 9,60 MW. Logo, a capacidade instalada total da PCH Ernestina será de 14,40 MW e não de 9,60 MW conforme indicado anteriormente no DCP. Esta modificação também interferiu na estimativa de RCEs do projeto, que foram alterados de 2.966 tCO₂e para 8.992 tCO₂e e a TIR do projeto também foi modificada de 2,46% para 6,38%. As seções A.1, A.3, B.5 (tabela 6), B.6.3, B.6.4 e B.7.1 do DCP, a planilha de cálculo de RCEs e a planilha de cálculo da TIR do projeto foram modificadas de acordo.	O DCP foi atualizado e corrigido. CAR fechado.
CAR 07 <i>A agência de comercialização mantém registros da energia entregue. Uma amostra deste registro deverá ser fornecida.</i> <i>O histórico de geração e os certificados de calibração são suficientes para comprovação.</i>	B.2.5	A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE é a reguladora oficial do mercado elétrico no Brasil, agindo como o registro de contratos e transações. A CCEE utiliza os dados de geração de energia para faturar os serviços de transmissão entre o gerador e o consumidor final, dentre outros. Logo, a CCEE também mantém registros do histórico de geração de todas as usinas conectadas à rede elétrica nacional. Tais dados são consolidados em planilhas mensais que podem ser acessadas somente mediante uma senha exclusiva que é disponibilizada apenas ao dono do projeto. O histórico de geração da CCEE para a atividade de projeto em 2009 pode ser verificada na planilha “Anexo 5 - CCEE 2009 crosscheck ME001.xls” que está sendo disponibilizada à EOD. É importante notar que o arquivo apresentado no Anexo 5 apresenta os dados da CCEE de modo mais organizado para	A referência foi fornecida à EOD. Logo, a CAR foi fechada.

QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

		que os dados específicos da PCH Ernestina possam ser verificados. No entanto, os dados brutos da CCEE também podem ser verificados no arquivo “Anexo 6 – 2009 ME001.rar” que também está sendo disponibilizado à EOD. Quando verificando os dados da CCEE com a planilha de estimativa das RCEs, os PPs verificaram que a geração de dois meses estava equivocada (Abril e Junho), que foram corrigidos de acordo com o Relatório ME001 da CCEE. Esta modificação, no entanto, não teve nenhum efeito na estimativa geral das RCEs.	
CAR 08 A autorização da ANEEL do projeto básico está pendente.	B.3.3	No Brasil, a ANEEL também é responsável por aprovar os Projetos Básicos de projetos de PCHs. Conforme explicado na CAR 01, a ANEEL é uma autarquia sob condições especiais vinculada ao Ministério de Minas e Energia, responsável por regular e supervisionar a geração, transmissão e distribuição de eletricidade no país, dentre outros. A PCH Ernestina solicitou a autorização de seu Projeto Básico à ANEEL em 18/Out/2010 (por favor, veja o “Anexo 4 – SHPP Ernestina ANEEL Protocol.pdf” para a solicitação de autorização feita pela CEEE) e foi recebida pela ANEEL na mesma data, como pode ser verificado no carimbo de recebimento no Protocolo do Anexo 4. A aprovação do Projeto Básico pela ANEEL ainda está pendente. No entanto, esta documentação foi utilizada no DCP já que é a evidência oficial disponível à época da validação.	A justificativa dada pelos PPs indica que a autorização da ANEEL para implantar a atividade de projeto envolve a aprovação do Projeto Básico. A referência foi fornecida à EOD. Logo, a CAR foi fechada.
CAR 09 As equações e parâmetros estão corretos, exceto a capacidade adicional que deverá ser modificada nos cálculos.	B.4.1.1	A ANEEL concedeu uma energia assegurada de 5,20 MW médios para a PCH Ernestina, como pode ser verificado na planilha técnica da ANEEL no Projeto Básico (página 223). A seção B.6 do DCP e a planilha de trabalho “Additional Electricity” (Coluna A, linha 4) da planilha de cálculo das RCEs foram modificados de acordo.	O cálculo revisado foi fornecido à EOD. Logo, a CAR foi fechada.



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvs3.0.0

CAR 10 <i>As equações e parâmetros estão corretos, exceto a capacidade adicional que deverá ser modificada nos cálculos.</i>	B.4.2.1	A ANEEL concedeu uma energia assegurada de 5,20 MW médios para a PCH Ernestina, como pode ser verificado na planilha técnica da ANEEL no Projeto Básico (página 223). A seção B.6 do DCP e a planilha de trabalho "Additional Electricity" (Coluna A, linha 4) da planilha de cálculo das RCEs foram modificados de acordo.	O cálculo revisado foi fornecido à EOD. Logo, a CAR foi fechada.
CAR 11 <i>As equações e parâmetros estão corretos, exceto a capacidade adicional que deverá ser modificada nos cálculos.</i>	B.4.3.1	A ANEEL concedeu uma energia assegurada de 5,20 MW médios para a PCH Ernestina, como pode ser verificado na planilha técnica da ANEEL no Projeto Básico (página 223). A seção B.6 do DCP e a planilha de trabalho "Additional Electricity" (Coluna A, linha 4) da planilha de cálculo das RCEs foram modificados de acordo.	O cálculo revisado foi fornecido à EOD. Logo, a CAR foi fechada.
CAR 12 <i>O cálculo das reduções de emissão estimadas deve ser revisado para refletir a alteração de capacidade.</i>	B.4.4	A ANEEL concedeu uma energia assegurada de 5,20 MW médios para a PCH Ernestina, como pode ser verificado na planilha técnica da ANEEL no Projeto Básico (página 223). A seção B.6 do DCP e a planilha de trabalho "Additional Electricity" (Coluna A, linha 4) da planilha de cálculo das RCEs foram modificados de acordo.	O cálculo revisado foi fornecido à EOD. Logo, a CAR foi fechada.
CAR 13 <i>Deve ser incluída uma justificativa da data de início do projeto.</i>	C.1.1	A data de início do projeto é estimada para 15/Jan/2013 já que a licitação do projeto está programada para esta data. O cronograma da implantação da PCH Ernestina pode ser verificado no cronograma da CEEE, disponibilizado à EOD no "Anexo 7 - Ernestina Work Schedule". As seções B.5 e C.2.2. do DCP foram modificadas de acordo.	A referência foi fornecida à EOD. O DCP foi revisado na versão 2. Logo, a CAR foi fechada.
CAR 14 <i>O valor do PPA deve ser revisto de modo a refletir o valor mais recente referente ao Leilão Brasileiro de Energia de</i>	B.3.5	Os PPs utilizaram originalmente como referência na análise financeira e no DCP um preço de energia de R\$141,93/MWh, referenciado pelo Leilão de Energia Brasileiro de 26/Ago/2010 (disponível em http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20100826_1.pdf).	A referência foi fornecida à EOD. O DCP foi revisado na versão 2. Logo, a CAR foi fechada.



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvs3.0.0

Dezembro de 2011.		Considerando que a planilha financeira do projeto foi consolidada em 19/03/2012 ("Cash Flow HPP Ernestina.xls"), o preço utilizada da energia não é o valor mais recente disponível. Os PPs modificaram a análise financeira com um preço de energia de R\$91,20/MWh com referência no último Leilão de Energia realizado no país em 20/Dez/2011 (disponível em http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20111220_1.pdf). Logo, a seção B.5 do DCP e a análise financeira foram modificados de acordo.	
CAR15 Os PPs devem indicar claramente a escala do projeto	DCP	O MDL considera como usinas pequenas – para projetos Tipo I – aqueles com uma capacidade de até 15 MW. Considerando que a atividade de projeto terá uma capacidade instalada total de 14,4 MW, o projeto de adição de capacidade é considerado de pequena escala. Uma descrição foi incluída na seção A.3 do DCP.	O DCP foi atualizado e está de acordo. A CAR foi fechada.
CAR16 Os PPs devem atualizar o DCP com as versões mais recentes das ferramentas e diretrizes aplicadas (adicionalidade, fator de emissão, diretrizes financeiras e de prática comum)	DCP	As ferramentas e diretrizes aplicadas foram atualizadas como segue: - EB70/Anexo 08 – “Ferramenta para demonstração e análise da adicionalidade” (versão 07.0.0); - EB70/Anexo 22 – “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” (versão 03.0.0); - “Diretrizes para demonstração e análise da consideração prévia do MDL”, versão 4, EB62; - “Diretrizes para avaliação da análise financeira” (versão 5, EB62, Anexo 5); - “Diretrizes para prática comum” (versão 02.2, EB69, Anexo 8). Todas as seções referentes do DCP foram atualizadas de acordo.	O DCP foi atualizado e está de acordo. A CAR foi fechada.

QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

CAR17 Os PPs devem atualizar a data de início do projeto	DCP	A data de início do projeto foi modificada para 01/Dez/2013 e o período de obtenção de créditos também foi modificado, tendo início em 01/Jan/2014. Todas as seções referentes do DCP e da planilha de cálculo de RCEs foram atualizadas de acordo.	O DCP foi atualizado e está de acordo. A CAR foi fechada.
CAR18 Os PPs devem esclarecer e corrigir a frequência de monitoramento do parâmetro $EG_{facility,y}$	DCP	A frequência de monitoramento do parâmetro $EG_{facility,y}$ será anual e não a cada dois anos como indicado anteriormente no DCP. A tabela na seção B.7.1 foi modificada de acordo.	O DCP foi atualizado de acordo. A CAR foi fechada.
CAR19 Os PPs devem confirmar que a usina existente continuará operando após a implantação da atividade de projeto.		2ª resposta dos PPs (12/Mar/2013) Conforme justificado durante a visita ao local da PCH Ernestina, a CEEE confirmou que a usina existente continuará operando já que a atividade de projeto consiste em uma adição de capacidade. Ademais, como pode ser verificado no Projeto Básico, todos os estudos realizados consideraram uma adição de capacidade utilizando as unidades geradoras atuais para continuar a gerar eletricidade. Por fim, a capacidade instalada da atividade de projeto é maior do que a capacidade do novo conjunto turbo-gerador adicionado (9,6 MW). Todas as licenças ambientais (já entregues à EOD) e as autorizações ANEEL (também já entregues à EOD) mostram que o projeto consiste na adição de capacidade sendo que a capacidade final é maior do que a capacidade do novo conjunto turbo-gerador que será adicionado.	A confirmação é consistente e a documentação corrobora com a adição de capacidade. A CAR foi fechada.
CAR20 Os PPs devem confirmar que nenhuma adição de capacidade ou repotenciação da usina		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) Como pode ser verificado na planilha de cálculo de RCEs, a geração histórica da PCH Ernestina sempre foi constante, sem	A Geração Histórica de Eletricidade /14/ indica discrepâncias entre os anos que não se relacionam à retrofit ou



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

foram realizadas entre o início do período histórico de referência mínimo e a implantação da atividade de projeto		nenhuma indicação que poderia levar à conclusão de que a usina foi repotenciada ou sofreu uma adição de capacidade.	adição de capacidade. Ademais, durante a visita de validação foi confirmado pelo especialista técnico da PJRCES que os geradores e turbinas não foram substituídos, sofreram retrofit nem receberam adição de capacidade. A CAR foi fechada.
CAR21 A carta enviada à CQNUMC em 06/Fev/2012 não está disponível no site da CQNUMC sob http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html. Os PPs devem explicar por quê.		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) A consideração prévia do MDL foi enviada com o nome do projeto abreviado "SHPP Ernestina CEEE" como pode ser verificado no site da CQNUMC http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html . Uma explicação foi inserida na seção B.5 do DCP como segue: <i>É importante notar que no site da CQNUMC o projeto está listado sob o título "SHPP Ernestina CEEE", uma abreviação do nome atual da atividade de projeto "Pequena Central Hidrelétrica Ernestina CEEE".</i> Por favor, veja o arquivo "CAR21 – Prior Consideration of the CDM Form – SHPP Ernestina CEEE.pdf" para confirmar a consideração prévia do projeto da carta MDL enviada à CQNUMC para confirmar que o projeto é de fato a Pequena Central Hidrelétrica Ernestina CEEE.	O esclarecimento e a documentação foram considerados corretos e confiáveis. A CAR foi fechada.
CAR22 Os PPs devem indicar a data de decisão do investimento no DCP de acordo com o glossário de termos e com o EB62 Anexo		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) A data de decisão do investimento é 01/Mar/2011 quando o contrato entre a CEEE e a Lumina para desenvolver o projeto MDL da PCH Ernestina foi assinado (Por favor, veja o arquivo "CAR22 – CEEE – Lumina contract.pdf"). Esta data foi incluída	O contrato entre CEEE e Lumina é uma forte indicação de que em 01 Março 2011 a CEEE decidiu proceder com a atividade de projeto. O contrato inclui uma cláusula contratual na qual a



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

5		na tabela 5 na seção B.5 do DCP. A data em que o contrato para desenvolver o projeto MDL foi assinado, no entanto, não deve ser confundida com a data de início do projeto. De acordo com o Glossário de Termos MDL, a data de início do projeto é a “data mais recente em que a implantação, construção ou ação real da atividade de projeto tem início”, e geralmente corresponde à data em que os PPs se comprometem com gastos significantes referentes à implantação ou construção efetiva da atividade de projeto. Considerando que a PCH Ernestina ainda não adquiriu seus novos equipamentos, já que a CEEE primeiramente anunciará uma Licitação para contratar uma empresa para empregar de fato o projeto, esta será a data de início do projeto já que será o ponto sem retorno para desenvolver o projeto. Esta Licitação está agendada para 01/Dez/2013 e a assinatura do contrato EPC está estimada para 01/Mar/2014, como pode ser verificado no cronograma de trabalho da CEEE em “CAR22 – <i>Ernestina Work Schedule</i>.pdf”. Considerando que o cronograma estima o comissionamento apenas em Junho, 2015 o início do período de obtenção de créditos do projeto também foi modificado de acordo.	Lumina tem de desenvolver o DCP. A CAR foi fechada.
CAR23 A sub-etapa 4. Análise de prática comum do DCP não está de acordo com o EB69 Anexo 8. Os PPs devem corrigi-la.		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) A análise de prática comum foi revisada conforme solicitado. Por favor, veja a etapa 4 da seção B.5 do DCP. A planilha com uma análise completa pode ser verificada em “CAR23 – <i>Common practice analysis.rar</i>” junto das demais documentações de evidência.	A análise de prática comum foi revisada de acordo com as diretrizes mais recentes. A planilha incluindo informações sobre a análise e as fontes foi fornecida e considerada correta. A CAR foi fechada.



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

CAR24 <i>Os PPs devem esclarecer a escolha feita para determinar o parâmetro EG_{historical}</i>		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) Conforme indicado no DCP, os participantes do projeto podem escolher dentre dois períodos de dados históricos para determinar EG_{historical}: a) Os últimos cinco anos anteriores à implantação da atividade de projeto; b) DATE_{hist.}. Até o último ano antes da implantação da atividade de projeto, contanto que este período inclua os últimos cinco anos, em que DATE_{hist.} É o último ponto no tempo entre: i. O comissionamento comercial da planta/unidade; ii. Se aplicável: a última adição de capacidade da planta/usina; ou iii. Se aplicável: a última repotenciação da planta/usina. Os PPs escolheram o método a) últimos cinco anos antes da implantação da atividade de projeto para o cálculo de EG_{historical}. Esta decisão foi documentada como solicitado na seção B.6.1 do DCP.	Os PP determinaram o parâmetro escolhendo a opção a) últimos cinco anos anteriores à implantação da atividade de projeto para cálculo do EG_{historical}. Os PP forneceram a documentação incluindo histórico da geração de eletricidade da usina. A CAR foi fechada.
CAR25 <i>Os PPs devem esclarecer o método adotado para o parâmetro Datebaselineretrofit</i>		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) Conforme indicado no DCP, a fim de se estimar o ponto no tempo em que o equipamento existente teria de ser substituído/repotenciado na ausência da atividade de projeto (DATE_{BaselineRetrofi}), os PPs podem selecionar uma das abordagens abaixo: a) A vida útil técnica média típica do tipo de equipamento pode ser determinada e documentada, considerando as práticas comuns no setor e no país, ex. com base em pesquisas da indústria, estatísticas, literatura técnica,	Os PPs estimaram e descreverão a estimativa no DCP. O especialista técnico da PJRCES considerou a estimativa precisa e correta. A estimativa teve como base literatura técnica /73/ /74/ elaborada pela Agência Internacional de Energia (IEA)⁴

⁴ <http://www.iea.org/>

QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

		etc.; b) As práticas comuns da companhia responsável referente à cronogramas de substituição/repotenciação poderão ser avaliados e documentados, ex. baseado em registros históricos de substituição/repotenciação de equipamentos semelhantes. Os PPs escolheram definir DATE_{BaselineRetrofit} de acordo com a opção a) com literatura técnica.. Por favor, veja a Seção B.61 para mais informações.	sobre usinas hidrelétricas. De acordo com a estimativa, o ano em que o equipamento deveria ser substituído na ausência da atividade de projeto é 2035, que é o fim de sua concessão. A CAR foi fechada.
CAR26 <i>Os PPs devem explicar o fim do período de concessão indicado para o projeto e como ele foi determinado na tabela 17 do DCP</i>		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) A concessão para operação de usinas hidrelétricas no Brasil é cedida para concessionárias pela ANEEL. Ela consiste na autorização para um determinado concessionário operar a usina. No caso da atividade de projeto, a CEEE-GT é a concessionária da PCH Ernestina e a ANEEL estabeleceu um prazo até 2035 no qual a CEEE permanecerá com a concessão para operar a usina. Após este prazo, a ANEEL pode decidir renovar ou não a concessão novamente. Conforme indicado no DCP, o contrato de concessão do projeto pode ser verificado no link http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documentos_Aplicacao/CG0025CEEE.pdf	Os PPs esclareceram a modalidade de concessão entre a CEEE-GT e a ANEEL e apresentaram a documentação do contrato de concessão /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ que indica o período de operação da usina hidrelétrica. A CAR foi fechada.
CAR27 <i>Os PPs devem esclarecer as RCEs indicadas na tabela 18 do DCP já que não estão de acordo com a planilha apresentada.</i>		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) O DCP indica uma geração de eletricidade adicional de 45.255 MWh de modo conservador, já que o cálculo apresentado na planilha de RCEs não considera o arredondamento para baixo no número calculado e, portanto, o número apresentado na planilha foi 45.256 MWh.	Os PPs corrigiram a planilha de acordo com a metodologia e ferramentas, bem como com o DCP atualizado. A CAR foi fechada.



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

		A planilha de cálculo de RCEs foi corrigida de acordo com pode ser verificada em "CAR26 – CERs Ernestina_v2_27.03.13.xls".	
CAR28 Os PPs devem explicar a ausência do parâmetro monitorado "Área do reservatório único ou múltiplos na superfície da água após a implantação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio" no DCP.		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) Este parâmetro não é monitorado, pois a atividade de projeto não irá modificar a área do reservatório existente com a adição de capacidade.	De acordo com o projeto básico /10/, o projeto a fio d'água receberá novos equipamentos (adição de capacidade) que irão fornecer uma maior capacidade instalada e não modificará o reservatório atual. No entanto, os PPs incluíram este parâmetro a ser monitorado conforme descrito de acordo com a metodologia de monitoramento ACM0002. A CAR foi fechada.
CAR29 Os PPs devem esclarecer a frequência de monitoramento do parâmetro EG _{facility,y}		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) EG _{facility} será monitorado mensalmente. Conforme justificado na seção B.7.1, os PPs irão utilizar planilhas obtidas mensalmente diretamente dos medidores com os dados consolidados de geração, que serão confrontados com as planilhas de geração disponíveis no site da CCEE mensalmente.	Os PPs corrigiram o DCP estabelecendo que a frequência de monitoramento do parâmetro EG _{facility,y} é mensal, de acordo com a metodologia. A CAR foi fechada.
CAR30 Os PPs devem corrigir os valores aplicados para os seguintes parâmetros: EF _{grid,CM,y} EF _{grid,BM,y} e Cap _{PJ}		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) Os parâmetros indicados foram corrigidos na seção B.7.1 como segue: • EF_{grid,CM,y} = 0,1987 • EF_{grid,BM,y} = 0,1056 • Cap_{PJ} = 14.400,00	Os PP corrigiram a planilha e atualizaram o DCP de acordo. A CAR foi fechada.
CAR31 Os PPs devem esclarecer como os valores padrão do		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) Conforme explicado na CAR 22, a data de decisão do	Os PP revisaram a análise financeira de acordo com as diretrizes e ferramentas.



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

risco+risco do setor foram aplicados conforme o EB62		investimento foi definida como 01/Mar/2011 e, consequentemente, a análise financeira teve de ser totalmente reavaliada de acordo com o EB51 Anexo 58. Portanto, o cálculo do benchmark também foi revisado. Por favor, veja em "CAR30 – Ernestina Benchmark.xls" para verificar o novo cálculo.	A CAR foi fechada.
CAR32 Os PPs devem esclarecer se o custo do capital próprio foi calculado em termos reais ou convertido para termos nominais		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) Considerando o mencionado acima, o benchmark foi revisado e o CMPC foi calculado após incidência de impostos e em termos reais.	Os PP esclareceram que o custo do capital próprio calculado é convertido em termos nominais. A CAR foi fechada.
CAR33 Os PPs devem esclarecer o valor médio de 6% nos últimos dois anos e como este período foi definido como adequado em comparação com a vida útil do projeto na seção da análise do benchmark.		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) O custo financeiro definido como TJLP foi revisado de acordo com o novo cálculo do benchmark. Ao longo de toda análise, os parâmetros de entrada foram considerados em uma média de cinco anos, entre 2006 e 2010 (já que a decisão do investimento ocorreu em 01/Mar/2011). O TJLP foi revisado e uma média de cinco anos foi considerada entre 2006 e 2010, respeitando a data de decisão do investimento. Logo, o custo financeiro foi modificado de 6% para 6,60%. O cálculo completo pode ser verificado em "CAR30 – Ernestina Benchmark.xls".	Os PP reavaliaram a análise benchmark e aplicaram uma média de 5 anos na qual o valor é 6,60%. A CAR foi fechada.
CAR34 Os PPs devem esclarecer ou justificar porque é comum considerar o valor máximo de 3,57% para novos empreendimentos conforme		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) O Banco Nacional de Desenvolvimento – BNDES define que a taxa de risco de crédito no país varia entre 0% e 3,57%. Esta taxa é uma margem para cobrir empréstimos inadimplentes.	O Banco Nacional de Desenvolvimento, que é uma entidade governamental, define o risco de crédito no país conforme pode ser visto em: http://www.bndes.gov.br/SiteBN



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

<i>indicado no DCP, na seção de análise do benchmark.</i>		Os PPs adotaram o valor médio de 1,785% de modo conservador.	DES/bndes/bndes_pt/Instituicao/Instituicao_Financeira_Credenciada/normas_risco.html Os PP atualizaram os cálculos aplicando o valor médio na variação. A CAR foi fechada.
CAR35 <i>Os PPs devem esclarecer ou justificar o período de 10 anos de amortização citado no DCP na seção de análise do benchmark.</i>		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) A média do período de amortização anterior à data de decisão do investimento é de 16 anos, conforme evidenciado no seguinte link: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Instituicao/Sala_de_Imprensa/Noticias/2010/energia/20100809_energias_alternativas.html	Os PP apresentaram evidências governamentais sobre a amortização que foi corretamente aplicada. A CAR foi fechada.
CAR36 <i>É definido na tabela 7 do DCP que o período do projeto é de 23 anos (até 07/Jul/2035). Os PPs devem esclarecer, justificar ou corrigir:</i> 1. Os 23 anos consideram o período inteiro, inclusive a construção? 2. Todos os parâmetros de entrada estavam disponíveis à época da decisão do investimento? 3. A TIR foi calculada para os 23 anos incluindo o período de construção; no entanto, os impostos e JSCP foram		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) 1. A atividade de projeto tem uma vida útil até 2035 conforme definido no contrato de concessão da ANEEL e inclui os dois anos de construção do projeto de adição de capacidade; 2. Considerando que a decisão do investimento ocorreu em 01/Mar/2011, todos os parâmetros de entrada financeiros e do benchmark foram revisados de acordo. 3. O imposto não é calculado durante os dois primeiros anos de construção, pois só é incidente quando o projeto tem receita. Considerando que o fluxo de caixa mostra que nos primeiros dois anos do projeto (construção) não há receitas geradas, o imposto não	1. Referir a CAR 26 – OK 2. Os PPs reavaliaram a análise financeira e consideraram as entradas antes da data de decisão – OK. 3. Os PPs esclareceram que as taxas não foram incluídas durante o período de construção da usina, de acordo com a regulação Brasileira – OK. 4. Os PPs corrigiram e



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

<i>calculados para 20 anos;</i> 4. Os custos de seguro não estão incluídos como parâmetro financeiro; tanto no DCP como na planilha financeira? 5. Forneça a fonte ou link para perdas 2,2% e gastos MRE 15%; impostos e taxas. 6. Por que o valor residual não foi considerado como uma entrada no cálculo da TIR? 7. Na célula I81 da planilha, quando o valor “1” é aplicado, a TIR do projeto é de 7,44% e quando o mesmo é deletado, a TIR é de 8,45%. 8. Qual o PPA referido na tabela?		é incidente. O mesmo se aplica à JSCP. 4. Os custos de seguro estão descritos e considerados no fluxo de caixa na pasta “<i>Calculation</i>” I30. A descrição deste valor foi inserida na seção B.5 do DCP. 5. Perdas: 2,2% Este valor foi incluído por engano no fluxo de caixa e, portanto, foi excluído da análise. MRE 15% MRE é o Mecanismo de Realocação de Energia e seus valores são definidos pela Tarifa de Energia de Otimização (TEO) da ANEEL. Esta taxa cobre incrementos de custos de O&M de usinas e compensação financeira para a troca de energia no MRE na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Em 2010, a TEO foi fixada em R\$8,51/kW de acordo com a ANEEL (http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_boletim/?fuseaction=boletim.detallarNoticia&idNoticia=554). A taxa foi corrigida de acordo no fluxo de caixa. PIS/COFINS: 0,65% e 3% http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/2002/in2472002.htm ANEEL: 306,23 Esta taxa estava descrita equivocadamente. A ANEEL estabelece uma taxa para a fiscalização dos serviços de energia (TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica). A taxa TFSEE foi criada pela Lei nº 9.427/96	inseriram o custo de seguro na análise financeira e o descreveram na seção B.5 do DCP – OK. 5. Os PPs removeram as perdas do cálculo e apresentaram as referências para as taxas e MRE que foram consideradas rastreáveis – OK.
--	--	--	---



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

		(http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm) e seu valor em 2010 foi fixado em R\$363,60 (antes da data de decisão do investimento) conforme o Despacho da ANEEL nº 4.774/09 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20094774.pdf). ONS 2% Esta taxa foi aplicada por engano no fluxo de caixa e foi retirada da análise. RGE 4,23 Esta taxa faz referência à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, definida pela ANEEL. De acordo com a Resolução nº 1.009/2010 da ANEEL, Grupo A4, Anexo II-B, o valor correto a ser aplicado é R\$2,88/kW e não 2%. Esta taxa foi corrigida de acordo no fluxo de caixa. APE/PIE R\$0,76/MWh Esta taxa foi aplicada por engano no fluxo de caixa e foi retirada da análise. IR 25% (15% + 10%) http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/contribpj.htm Contribuição Social 9% http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCsl/Default.htm 6. Valor residual De acordo com a regulação brasileira dada no Código das Águas, Artigo 165:	6. Os PP esclareceram que o valor residual não é aplicável à atividade de projeto conforme a
--	--	--	---



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

		<i>“Findo o prazo das concessões reverterem para a União, para os Estados ou para os Municípios, conforme o domínio a que estiver sujeito o curso d’água, todas as obras de captação, de regularização e de derivação, principais e acessórias, os canais adutores d’água, os condutos forçados e canais de descarga e de fuga, bem como, a maquinaria para a produção e transformação da energia e linhas de transmissão e distribuição.</i> <i>Parágrafo único. Quando o aproveitamento da energia hidráulica se destinar a serviços públicos federais, estaduais ou municipais, as obras e instalações de que trata o presente artigo reverterão:</i> <i>a) para a União, tratando-se de serviços públicos federais, qualquer que seja o proprietário da fonte de energia utilizada;</i> <i>b) para o Estado, tratando-se de serviços estaduais em rios que não sejam do domínio federal, caso em que reverterão à União;</i> <i>c) para o Município, tratando-se de serviços municipais ou particulares em rios que não sejam do domínio da União ou dos Estados.</i> Fonte: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d24643.htm Logo, considerando que a PCH Ernestina é de uso do Estado do Rio Grande do Sul, ao final de seu período de concessão definido pelo Contrato de Concessão da ANEEL (já disponibilizado à EOD), as instalações	regulação indicada e foi considerado de acordo com a regulação Brasileira e também pode ser verificado.
--	--	---	--



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

		da usina são revertidas ao Estado sem nenhum tipo de compensações. Logo, o valor residual não é aplicável ao caso do projeto e não foi aplicado em seu fluxo de caixa. 7. A célula I81 estava considerada erroneamente no fluxo de caixa e foi retirada da análise. 8. O PPA anterior de R\$91,20/MWh não estava de acordo com a data de decisão do investimento do projeto e, portanto, foi atualizado com o valor mais recente antes da decisão do investimento, que ocorreu em Dez/2010 com um preço de R\$67,31/MWh. O DCP e o fluxo de caixa foram atualizados de acordo. É importante notar que o investimento do projeto foi modificado já que a evidência apresentada anteriormente (OPE Eletrobrás) data de Dez/2011, após a decisão de investimento. O valor utilizado no Relatório de Análise do MDL da CEEE foi utilizado em seu lugar (por favor, veja em "CAR35 – CEEE CDM Assessment Report.pdf"), por ser a evidência mais recente à época da decisão de investimento. Considerando as modificações comentadas acima, a TIR do projeto foi modificada para 2,70%. Por favor, veja "CAR35 – Cash Flow SHPP Ernestina_v2_27.03.2013.xls" para mais informações.	7. Os PP corrigiram a planilha que foi considerada de acordo. 8. Os PP atualizaram a planilha considerando as informações mais recentes anteriores à decisão de investimento. O preço do PPA é o preço estabelecido no Leilão Nacional Brasileiro para venda de eletricidade. Todos os esclarecimentos dados na CAR36 foram considerados de acordo e considerados FECHADOS.
CL 01 (i) A TIR deve ser revista de acordo com a adição de capacidade. (ii) Favor revisar os custos	B.3.5	(i) A ANEEL concedeu uma energia assegurada de 5,20 MW médios à PCH Ernestina como pode ser verificado na planilha técnica da ANEEL no Projeto Básico (página 223). Esta modificação teve um impacto direto na TIR do projeto, que foi alterada de 2,46% para 6,38%.	A referência foi fornecida à EOD. O DCP foi revisado na versão 2. Logo, a CL foi fechada.



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

de O&M para 13,56 de acordo com a referência.		A seção B.5 do DCP e a planilha de cálculo da TIR foram modificadas de acordo. (ii) Os custos de O&M foram revisados de acordo com os valores históricos apresentados no “Anexo 8 – O&M Costs.pdf”, que apresenta a média histórica de todas as usinas da CEEE como R\$13,56/MWh. No entanto, os participantes do projeto decidiram utilizar a média histórica específica da PCH Ernestina de um modo mais conservador (R\$24,84/MWh). Consequentemente, a TIR do projeto foi modificada para 6,38%. A seção B.5 do DCP e a planilha do fluxo de caixa foram revisados de acordo.	
CL 02 Favor acrescentar a referência para o termo de licenciamento e esclarecer a necessidade de EIA.	E.1	Por favor, veja o “Anexo 9 - form_PCH.pdf” para o Termo de Referência para o Licenciamento de PCHs.	A referência foi fornecida à EOD. O DCP foi revisado na versão 2. Logo, a CL foi fechada.
CL 03 Favor revisar os custos de O&M.	B.3.5	Os custos de O&M foram revisados de acordo com os valores históricos apresentados no “Anexo 8 – O&M Costs.pdf”, que apresenta a média histórica de todas as usinas da CEEE como R\$13,56/MWh. No entanto, os participantes do projeto decidiram utilizar a média histórica específica da PCH Ernestina de um modo mais conservador (R\$24,84/MWh). Consequentemente, a TIR do projeto foi modificada para 6,38%. A seção B.5 do DCP e a planilha do fluxo de caixa foram revisados de acordo.	A referência foi fornecida à EOD. O DCP foi revisado na versão 2. Logo, a CL foi fechada.



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

CL04 <i>Os PPs devem esclarecer na seção B.4 Definição e descrição do cenário de linha de base no DCP a descrição do peso médio das emissões</i>		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) O fator de emissão foi calculado de modo transparente e conservador como uma margem combinada (CM), consistindo na combinação de uma margem de operação (OM) e outra de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico”. O DCP foi revisado de acordo.	Os PP utilizaram os fatores de emissão publicados pela AND Brasileira, que são considerados corretos e podem ser verificados em http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html. A Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico foi aplicada corretamente. A CAR foi fechada.
CL05 <i>Os PPs devem esclarecer os cinco parâmetros mencionados na sub-etapa 2d da análise de sensibilidade no DCP.</i>		2ª Resposta dos PPs (12/Mar/2013) O texto na sub-etapa 2d citava equivocadamente cinco parâmetros, quando na verdade apenas quatro parâmetros foram considerados na análise de sensibilidade. O DCP foi revisado de acordo.	Os PP corrigiram o texto de acordo. A CAR foi fechada.



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvsv3.0.0

APÊNDICE B – DETALHES DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO

NOME DO MEMBRO DA EQUIPE	COMPETÊNCIA/FUNÇÃO	EXPERIÊNCIA
Ricardo Costa	Líder de Validação	Engenheiro Ambiental que atua na área desde 1996. Suas principais experiências são o gerenciamento, construção e operação de estações de tratamento de efluentes e usinas de recuperação de biogás de aterros e seus respectivos licenciamentos junto às agências competentes. Realizou diversas atividades controlando processos operacionais de tratamento; e análises instrumentais, microbiológicas, físicas e químicas. Ademais, exerceu papéis importantes em monitoramentos ambientais internacionais nas últimas décadas. Tem experiência na implantação da ISO 9001, 14001 e nos padrões da OHSAS 18001.
Georg Zenk	Validador	Doutor em Toxicologia e Farmacologia. Atestado em GEE, Certificado em GEE, Confirmação de Participação em GEE e Certificado de Nomeação em GEE. Validação com sucesso de mais de 20 projetos. Tem experiência de 2,5 anos no trabalho com desenvolvimento de projetos MDL de troca de combustíveis para uso doméstico e Economia de Energia, bem como 1 ano de experiência em gerenciamento e disposição de resíduos. Ademais, trabalhou por 9 anos como um representante externo de Gerenciamento Ambiental para a AGU GmbH & Co. Beratungsgesellschaft für Umwelt- und Qualitätsmanagement; onde foi responsável por análises de ciclo de vida; conservação de recursos; análise de fluxos de matéria (energia, resíduos); implantação de sistemas de gerenciamento.
Luiz Cardoso	Especialista Técnico	Formado em Engenharia Elétrica e com cerca de 20 anos de experiência na operação e manutenção de usinas hidrelétricas. Nos últimos seis anos, forneceu consultoria nas áreas de transmissão e distribuição de eletricidade e também na melhoria da eficiência energética.
Anu Mahesh	Especialista Financeiro	Graduada em Comércio e Revisora Oficial de Contas. Também é uma Auditora de Sistemas de Informação (ISA). Tem experiência em: Revisão Legal de Contas; Verificação de testes, verificação aleatória de comprimento de diversos requerimentos legais de contas. Auditorias internas: Verificação detalhada de transações, elaboração de Declarações de reconciliação bancária, demais reconciliações. Auditorias internas, estatutárias e fiscais de 75 entidades,



QUESTÕES DE VALIDAÇÃO - vvs3.0.0

		autuações fiscais de renda. Também lidou com avaliações de imposto de renda e finalização das demonstrações financeiras de pessoas físicas e jurídicas (cerca de 10 corporações e mais de 150 entidades). Envolvimento na preparação de relatórios do projeto (financeiros) para empréstimos de instituições financeiras e de verificação de relatórios de projeto referentes à viabilidade do investimento. Trabalhou como especialista financeira para cerca de 30 projetos MDL e 70 projetos VCS .
Sathis Kumar	Revisor Técnico	O Sr. Kumar tem 4 anos de experiência em auditorias de GEE em uma das EODs líderes acreditada pela CQNUMC – SGS India Pvt Ltd afiliada apoiada pela SGS United Kingdom Ltd. 5 anos de experiência em auditorias energéticas, eficiência energética e estudos de conservação de recursos na Divisão de Gerenciamento de Energia do Conselho Nacional de Produtividade, uma organização autônoma sob o Ministério da Indústria e do Comércio do Governo da Índia. Validou e verificou mais de 75 projetos GEE, dentre os quais MDL, VCS, Gold Standard e registrou 14 projetos MDL com a CQNUMC e mais de 15 emissões MDL como Líder da Equipe / Assessor Líder. Realizou a Revisão Técnica de 8 validações e 17 verificações, registrados e emitidos com sucesso pela CQNUMC.